

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

UNIVERSITE ABDE RAHMANE MIRA BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE
OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES



جامعة بجاية
Tasdawit n'Bgayet
Université de Béjaïa



Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de master
en Electrotechnique
Option : Réseaux Electrique

Thème

*Etude des techniques exploitées
pour le réglage de la tension dans
les réseaux électriques*

Rédigé par :

M_r : ARAOUNE Amer

M^{lle} : DJAHNINE Kenza

Encadré par :

M^{me} : N.AOUZELLAG

Année universitaire : 2016/2017

REMERCIEMENTS

Nous remercions en premier lieu « Allah » pour nous avoir donné la force, le courage et la volonté nécessaire pour réaliser ce travail.

En guise de reconnaissance, ontient à témoigner nos sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.

Nous sincères gratitudes à Madame AOUZELLAG pour la qualité de son encadrement, ses judicieux conseils et son encouragement. Les plus grandes leçons ne sont pas tirées d'un livre mais de la sagesse d'une enseignante de votre générosité. Merci d'avoir pris le temps de nous aider au cours de cette période et de nous avoir accompagné dans notre travail de recherche.

Nous adressons nos chaleureux remerciements aux membres de jury, Mr MEZIANI et madame CHEKAL qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail.

Nous souhaitons également remercier tous les enseignants ayant assurés nos cours pendant nos années d'études

Enfin, nous remercions tous nos Ami(e)s qu'on aime tant à qui on doit notre reconnaissance et notre attachement : pour leur sincère amitié et confiance et aussi pour leurs aides durent cette période.

À tous ces intervenants, en présente nous remerciements, notre respect et notre gratitude.

ARAOUNE ET DJAHNINE



Dédicaces

Avant tout à la mémoire de mon petite frère lahyaahmou ABDEREJMAN.

C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été une source D'inspiration et de volonté ;

A ma mère et mon père pour leurs encouragements et conseils et leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voire atteindre ce but ;

Je le dédie à mon très cher frère saber et mes sœurs youcera et houda ; sans oublier yasmine et son marie mourad et son petit-fils ibrahim.

A toute ma grande famille ARAOUNE et tous mes chers cousins et cousines ;

Une dédicace à ma binôme Kanza et tous mes amis : mehroud, racym , mekran , yanis ,vigou , loutfi, youyou, bachir , azwaw ,zindin et salim sans oublier zizou ... ,ET pour tous ceux qui me connaissent; sans oublier tous la promo du réseaux électriques .

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à ma petite copine et ma future femme HANAN.CH et pour toutes sa familles.

ARAOUNE AMER



Dédicaces

Je tiens à dédier ce modeste travail : A ma très chère Mère et à mon cher Père, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voire atteindre ce but, pour tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affectations sans limite.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance. A mes chers Frères Lyazid et Farid et à ma Sœur Aida et à toute ma famille (Djahnine), à mon binôme Amer, à mes chères copines : Rachida, Nesrine, Linda et Meriem et à ceux qui croiront toujours en moi, à mes amis : Zahir, Nadir et Boulème et à toute la promotion de réseau électrique.

A vous tous, un grand merci.

DJAHNINE KENZA

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

Chapitre I

Etat de l'art sur les reseaux electriques et calcul de l'ecoulement de puissance

Introduction	3
I.1. Description du réseau électrique	4
I.1.1. Centrales de production	5
I.1.2. Réseau de transport.....	6
I.1.3. Réseau de répartition	6
I.1.4. Réseau de distribution	7
I.2. Structure topologique des réseaux.....	8
I.2.1. Réseau radial.....	8
I.2.2. Réseau bouclé	9
I.2.3. Réseau maillé.....	9
I.3. Niveau de tension	10
I.4. Modélisation des éléments de puissance d'un réseau électrique.....	11
I.4.1. Modélisation des lignes	11
I.4.2. Modélisation des transformateurs.....	15
I.4.3. Modélisation des Générateurs	17
I.4.4. Modélisation des charges.....	18
I.5. Matrice d'admittances	18
I.6. Types d'accès dans les réseaux électriques.....	20
I.7. Formulation du problème d'écoulement de puissance	21

I.7.1. Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson.....	22
I.7.2. Formulation des équations de la méthode de Newton Raphson	23
I.7.3. Système d'équation à résoudre	24
I.7.4. Calcul des éléments du Jacobien	25
I.7.5. Organigramme de la méthode de Newton-Raphson.....	27
Conclusion.....	28

Chapitre II

Perturbations survenant sur le réseau électrique et mode de réglage de la tension

Introduction	29
II.1. Qualité de l'énergie électrique.....	30
II.1.1. Qualité du courant.....	30
II.1.2. Qualité de la tension.....	31
A. Amplitude.....	31
B. Fréquence	31
C. Forme d'onde	32
D. Symétrie	32
II.2. Dégradation de la qualité de l'énergie électrique	32
II.3. Différents types de perturbations.....	34
II.3.1. Surtensions transitoires	34
II.3.2. Creux de tension et coupure brève.....	34
II.3.3. Surtension	35
II.3.4. Déséquilibre	36
II.3.5. Perturbations harmoniques et inter-harmoniques	36
II.3.6. Flicker	37
II.3.7. Bosse de tension.....	37
II.3.8. Chute de tension.....	38

II.4. Définition du service systèmes	38
II.5. Caractéristiques du réglage de la fréquence	39
II.6. Mode de réglage de la tension dans les réseaux électriques	40
II.6.1. Réglage primaire	40
II.6.2. Réglage secondaire	40
II.6.3. Réglage tertiaire	41
II.6.4. Régleurs en charge	42
II.6.5. Compensateur classique	43
A. Condensateur statique	43
B. Inductances	44
II.6.6. Compensateur synchrone	44
II.6.7. PSS (Power System Stabiliser)	44
II.6.8. Dispositifs de régulation ‘FACTS’	45
A. Compensateur statique de puissance réactive (SVC)	47
B. Compensateur Statique (STATCOM)	49
Conclusion.....	51

Chapitre III

Résultats de simulation

Introduction	52
III.1 Topologie du réseau étudié.....	52
III.2 Résultats de simulation.....	53
III.2.1 Etat initial du réseau	53
A. Interprétation des résultats	58
III.2.2 Etat du réseau avec injection d’une puissance fluctuante.....	58

A. Interprétation des résultats	62
III.2.3 Etat du réseau avec régulation de la tension	63
A. Interprétation des résultats	69
Conclusion.....	70
Conclusion générale	71

Chapitre I

Fig. I.1: Organisation générale du système électrique.....	4
Fig. I.2: Sources de production d'électricité dans le monde	5
Fig. I.3: Schéma simplifié d'un réseau radial	8
Fig. I.4: Schéma simplifié d'un réseau bouclé	9
Fig. I.5 : Schéma simplifié d'un réseau maillé	10
Fig. I.6 : Modèle d'une ligne courte	11
Fig. I.7 : Ligne de longueur moyenne, représentation en Π	12
Fig. I.8 : Schéma unifilaire d'une ligne longue avec les paramètres par unité de longueur....	14
Fig. I.9: Modèle général d'un transformateur	16
Fig. I.10 : Modèle approximatif du transformateur	16
Fig. I.11 : Modèle du générateur	17
Fig. I.12 : Modèle de la charge	18
Fig. I.13 : Shéma équivalent d'une lignes en Π	19
Fig. I.14 : Orgamigramme de la méthode Newton Raphson.....	27

Chapitre II

Fig. II.1 : Exemple de cas de surtension transitoire.....	34
Fig. II.2 : Exemple de creux et coupure de tension.....	35
Fig. II.3 : Exemple d'une surtension.....	35
Fig. II.4 : Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases.....	36
Fig. II.5: Exemple de perturbations harmoniques.....	37

Liste des figures

Fig.II.6 : Fluctuation de tension.....	37
Fig. II.7 : Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale	38
Fig. II.8: Réglage primaire de fréquence.....	39
Fig. II.9 : Réglage Secondaire de la Tension.....	41
Fig. II.10 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension.....	42
Fig. II.11: Principe de fonctionnement du régleur en charge.....	42
Fig. II.12: Exemple du fonctionnement du PSS.....	44
Fig. II.13 : Schéma de base de SSSC	46
Fig. II.14 : Schéma de principe de l'UPFC	47
Fig. II.15: La Configuration la plus avancée du SVC	48
Fig. II.16: Introduction d'un SVC dans une ligne.....	49
Fig. II.17 : Schéma de base du STATCOM	50
Fig. II.18 : Diagramme vectoriel de STATCOM	50

Chapitre III

Fig. III.1 : Topologie du réseau électrique étudié.....	53
Fig. III.2 : Amplitude des tensions aux accès 2 et 6 (état initial).....	55
Fig. III.3 : Chutes de tensions dans les lignes (état initial).....	55
Fig. III.4 : Puissances actives transitées dans les lignes(état initial).....	56
Fig. III.5 : Puissances réactives transitées dans les lignes (état initial).....	56
Fig. III.6 : Pertes de puissance active dans les lignes (état initial).....	57
Fig. III.7 : Pertes de puissances réactives dans les lignes (état initial).....	57
Fig. III.8 : Topologie du réseau électrique avec injection de la puissance fluctuante	59
Fig. III.9 : Forme de la puissance injectée au Jdb 6.....	59

Liste des figures

Fig. III.10 : Amplitudes des tensions aux Jdbs 2 et 6 après l’insertion de la DP.....	60
Fig. III.11 : Chutes de tensions dans les lignes après l’insertion de la DP	60
Fig. III.12 : Puissances actives transitées dans les lignes après l’insertion de la DP.....	61
Fig. III.13 : Puissances réactives transitées dans les lignes après l’insertion de la DP.....	61
Fig. III.14 : Pertes de puissances actives dans les lignes après l’insertion de la DP.....	61
Fig. III.15 : Pertes de puissances réactives dans les lignes après l’insertion de la DP	62
Fig. III.16 : Topologie du réseau électrique avec le régulateur	64
Fig. III.17 : Allure de puissance réactive fournie/absorbée par le régulateur.....	65
Fig. III.18 : Amplitude des tensions aux Jdbs 2 et 6 après régulation.....	65
Fig. III.19 : Chutes de tensions dans les lignes après régulation.....	66
Fig. III.20 : Puissances actives transitée dans les lignes après régulation.....	66
Fig. III.21 : Puissances réactives transitée dans les lignes après régulation.....	67
Fig. III.22 : Pertes de puissances actives dans les lignes après régulation.....	67
Fig. III.23 : Pertes de puissances réactives dans les lignes après la régulation.....	68

Liste des tableaux

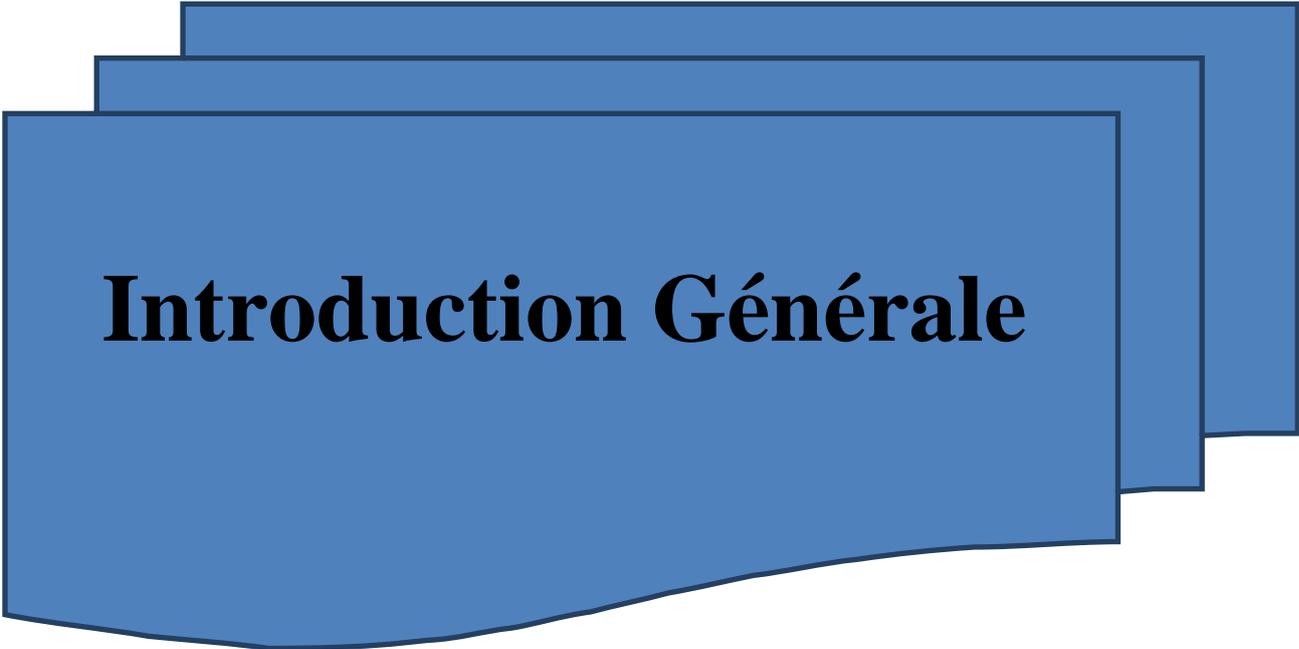
Tab. I.1: Niveaux de tension selon la norme CEI.....	10
Tab. I.2: Les types des barres des réseaux électriques	21
Tab. II.1: Différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique	33
Tab. III.1: Module des tension aux accées (pu)	53
Tab. III.2: Phase des tensions au accées (degré)	53
Tab. III.3: Chutes de tension (pu).....	52
Tab. III.4: Puissance transitées et pertes de puissances dans les lignes(pu)	52
Tab. III.5: Pertes actives et réactives totales	66

Liste des abréviations

MT	Moyenne tension.
HT	Haute tension.
BT	Basse tension.
HTA	Haute tension de type A.
CEI	Commission Electrotechnique International.
TBT	Très basse tension.
BTA	Basse tension de type A.
BTB	Basse tension de type B.
HTB	Haute tension de type B.
P.u	Per Unit.
Y_{bus}	Matrice des admittances.
Y_{ij}	Eléments ij de la matrice Y_{bus} .
y_{ij}	Admittance propre de la branche ($i-j$).
V_i, V_j	Tensions aux accès i et j .
I_i	Courant injecté à l'accès i par une source extérieure.
I_{ij}	Courant qui circule entre l'accès i et l'accès j à travers la branche ($i-j$).
P_{Gi}	Puissance active délivrée par le générateur au nœud i .
Q_{Gi}	Puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i .
\bar{V}_S	Tension du jeu de barre de générateur.
\bar{I}_S	Courant du jeu de barre de générateur.

\bar{V}_R	Tension du jeu de barre de charge.
\bar{I}_R	Courant du jeu de barre de charge.
\bar{Z}	Impédance de la ligne de transmission.
$P_{spéc}$	Puissance active spécifiée.
$Q_{spéc}$	Puissance réactive spécifiée.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
RPT	Réglage primaire de la tension.
RST	Réglage secondaire de la tension.
RTT	Réglage tertiaire de la tension.
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission System.
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
UPFC	Unified power flow controller.
P_0	Puissance de consigne à la fréquence de référence.
f_0	Fréquence de référence.
f	Fréquence.
V_R	Tension du jeu de barre de charge.
Δf	Variation de fréquence.
ΔP	Variation de puissance.
MS	Machine synchrone.
Ta	Couple d'accélération.

V_S	Tension à la source.
V_R	Tension à la réception.
δ	Déphasage entre les tensions aux bornes de la ligne (p.u).
X_L	Réactance de la ligne (p.u).



Introduction Générale

Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermique, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste 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. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système [1].

Le réglage de la tension est indispensable pour une exploitation sûre du système électrique, pour minimiser les pertes et exploiter les matériels dans leur domaine de fonctionnement normal.

Dans cette situation les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateur à prise réglable en charge, compensateurs série ou parallèle, modification des consignes de production ou changement des topologies des réseaux ... etc.) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux problèmes d'instabilité des réseaux, compte tenu notamment des nouvelles contraintes. Il faudra donc compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance ayant des temps de réponses courtes, connu sous l'appellation FACTS pour le contrôle du réseau. Le développement des dispositifs FACTS a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux régulés, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité de tension ou de tendre vers les limites thermique des lignes [2].

Les grandeurs qui définissent un réseau électrique et que nous pouvons analyser par le calcul de l'écoulement de puissance sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes.

Le but principal de ce mémoire est de développer l'étude des moyens exploités pour l'amélioration de la flexibilité dans les réseaux électriques.

Le travail sera développé sur trois chapitres :

Le premier chapitre s'articule autour une description plus détaillée des réseaux électriques, ces différentes topologies ainsi que la modélisation des éléments le constituant. Une attention particulière sera portée dans cette partie au calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique par la méthode de Newton-Raphson.

Le second chapitre consiste à présenter la tenue de tension dans les réseaux électriques, ainsi que les différentes perturbations qui gênent leur fonctionnement. Les services systèmes et les réglages de tension existants sur ces réseaux seront également développés dans ce chapitre, ainsi une présentation générale du concept FACTS et leurs rôles.

Le troisième chapitre est la partie simulation de notre travail. Il aborde une étude sur la régulation de la tension dans un réseau électrique maillé à six jeux de barres et sept lignes dans ces trois états : initial, avec l'injection d'une puissance fluctuante, intégration d'un dispositif FACTS (STATCOM). En finale les résultats obtenus par le programme de simulation << Newton-Raphson >> seront présentés et discutés.

Chapitre I

**Etat de l'art sur les réseaux électriques
et calcul de l'écoulement de puissance**

Introduction

L'électricité représente dans le monde près de vingt-pour-cent de la consommation finale d'énergie. Le système électrique est ainsi au centre du développement de nos sociétés modernes et son bon fonctionnement est donc primordial pour la continuité des activités économiques [3].

L'électricité s'impose comme vecteur privilégié de l'énergie dans la quasi-totalité des domaines domestiques et industriels. Supports incontournables de cette énergie, les réseaux électriques représentent aujourd'hui un enjeu économique et technologique considérable.

Ont une évolution qui peut être comparable les petites réseaux locaux du début 20^{ème} siècle ont été ainsi interconnectés petit à petit pour former des réseaux plus vaste, ils sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées [4].

L'analyse de l'écoulement de puissance forme le noyau de l'analyse des réseaux électriques. Cette analyse est indispensable pour plusieurs raisons : elle joue un rôle clé dans la planification des extensions du réseau existant ainsi que les conditions d'avoir des générations faciles et sans problèmes. L'objectif de l'écoulement de puissance est de fournir les informations suivantes:

- Le module et la phase de la tension au niveau de chaque nœud ;
- Les puissances active et réactive transitées dans chaque ligne ;
- La puissance réactive fournie par chaque générateur.

Ce chapitre s'articule autour d'une description plus détaillée des réseaux électriques, nous allons en général modéliser les éléments d'un réseau électrique, et choisir la méthode par laquelle nous procéderons au calcul de l'écoulement de puissance pour évaluer les différentes grandeurs et ce en utilisant l'algorithme de Newton-Raphson.

I.1. Description du réseau électrique

Le réseau électrique est un « système » très complexe. Il comprend des milliers des composants (générateurs, transformateurs, lignes, contrôleurs, systèmes de protection, etc.) [3]. Du point de vue physique, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. La figure I.1 illustre l'organisation générale des réseaux électriques.

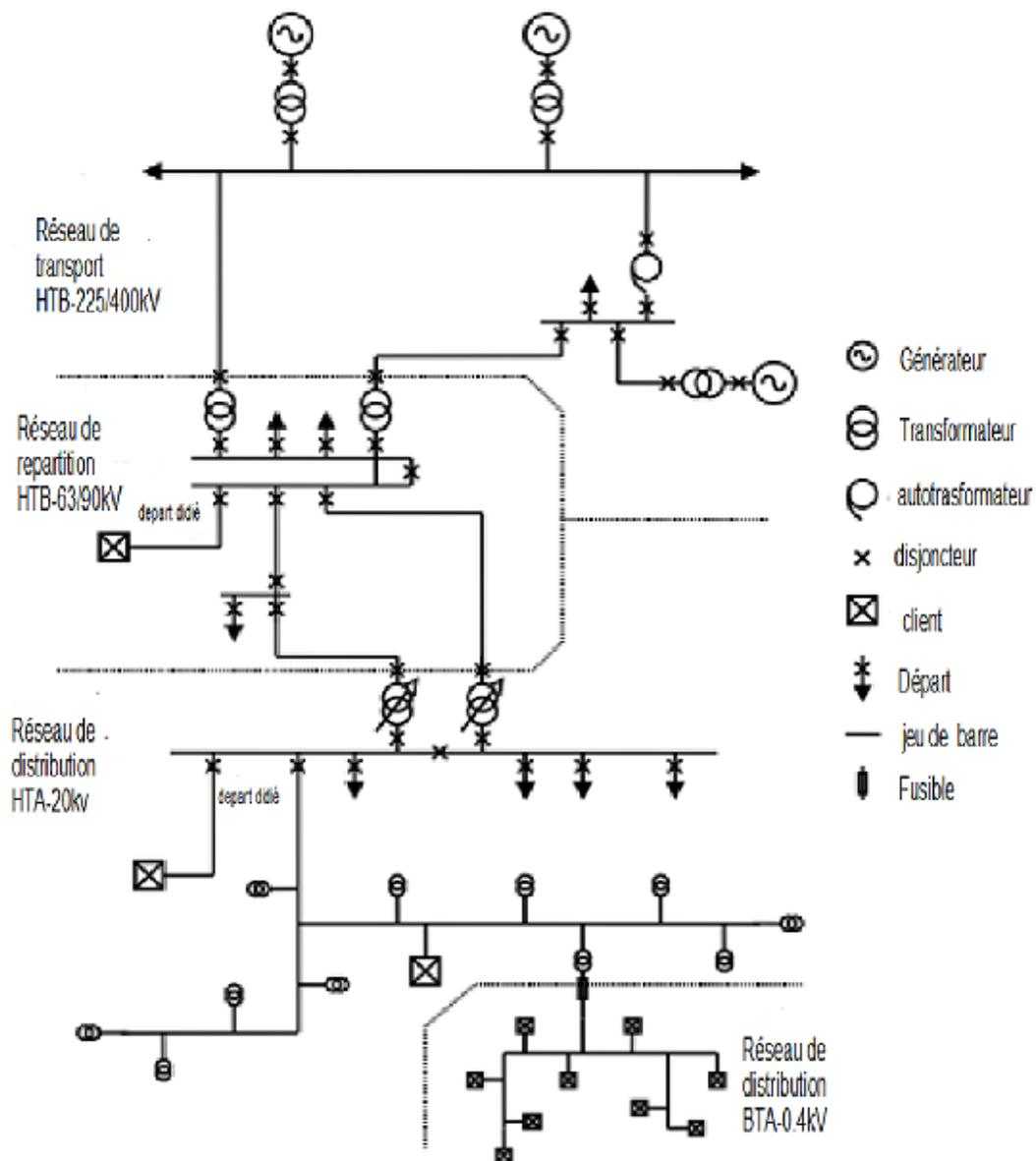


Fig. I.1: Organisation générale du système électrique [3]

Le réseau électrique est constitué de :

- Stations de production ou centrales électriques ;
- Réseau de transport et d'interconnexion ;
- Réseau de répartition ;
- Réseau de distribution.

I.1.1. Centrales de production

L'énergie électrique est produite par des usines spéciales connues sous le nom de centrales électriques. Une centrale électrique utilise essentiellement un moteur primaire couplé à un alternateur pour la production d'énergie électrique. Il est connecté sur le réseau de transport via un transformateur de groupe [3].

L'énergie disponible sous diverses formes à partir de différentes sources naturelles telles que la pression de l'eau, l'énergie chimique des combustibles, l'énergie nucléaire des substances radioactives, etc., peut être converti en énergie électrique par l'utilisation d'arrangements appropriés.

Les centrales de production peuvent alors être différenciées selon le type d'énergie primaire qui entraîne leurs alternateurs. La figure I.2 présente Les sources de production d'électricité dans le monde.

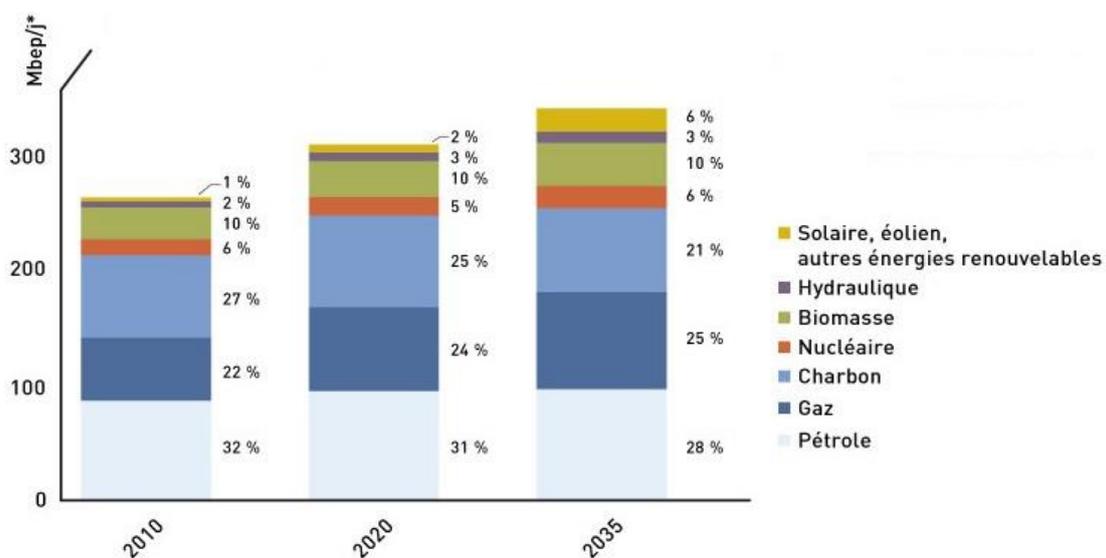


Fig. I.2: Sources de production d'électricité dans le monde

Les principaux types de centrales pour produire de l'énergie électrique sont les centrales hydrauliques, thermiques, nucléaires et les productions décentralisées à base d'énergie éolienne ou photovoltaïque. Bien qu'on commence à exploiter le vent, les marées et l'énergie rayonnante du soleil, ces sources d'énergie ne représenteront, pour les années à venir, qu'une petite partie de l'énergie totale dont nous aurons besoin. Tout semble indiquer qu'au niveau mondial nous continuerons à exploiter les ressources fossiles (charbon, gaz naturel) et nucléaires [4].

I.1.2. Réseau de transport

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Ces réseaux sont à très haute tension (63 kV à 400 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technico-économique des réseaux difficiles. Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc. [3].

I.1.3. Réseau de répartition

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

- soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT ;
- soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire, etc.

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien, parfois souterrain à proximité de sites urbains.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV. Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux [6].

I.1.4. Réseau de distribution

Les réseaux de distribution assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HT). Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyenne tension (MT), connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT) [3].

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure permet de facilement assurer la maintenance du réseau, notamment pour la détection et l'élimination rapide des défauts. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances [3].

A. Réseau de distribution à moyenne tension MT

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

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

La structure sur ces réseaux est de type aérien ou souterrain et les tensions sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV. Les protections sont moins sophistiquées que dans le cas des réseaux précédents [6].

B. Réseau de distribution à basse tension BT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique.

Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement [6].

I.2. Structure topologique des réseaux

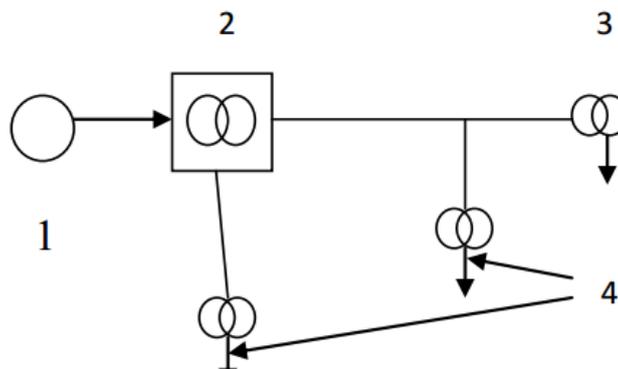
Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie électrique avec une sécurité suffisante, cette sécurité d'alimentation est augmentée soit :

- Par les lignes aux appareillages plus solides ;
- Par des circuits plus nombreux.

Il y'a donc un compromis à réaliser entre le coût des investissements supplémentaires et la valeur de ce qu'ils permettent de sauver ce qui conduit à des topologies de réseaux différents. Radial, bouclé et maillé.

I.2.1. Réseau radial

Un réseau radial issu d'un poste d'alimentation est constitué de plusieurs artères dont chacune va en se ramifiant (figure I.3), cette structure permet d'avoir des points communs, de sorte que le réseau soit bouclable mais non bouclé. Car en un point est placé toujours un appareil de coupure, ouvert en régime normal. Cette disposition permet en cas d'incidents sur une artère de reprendre l'alimentation. Les réseaux radiaux sont des structures simples et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. Ce sont les réseaux les moins onéreux.



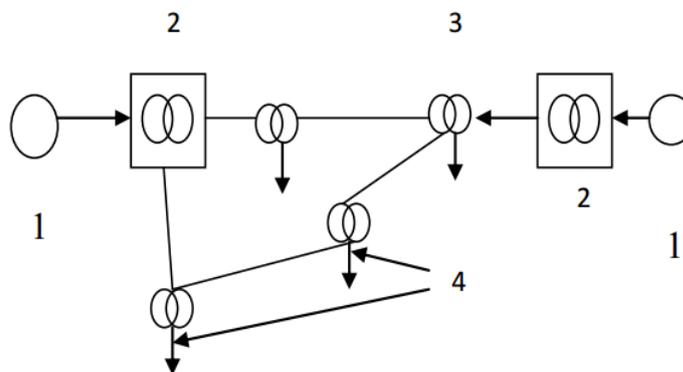
1. Source, 2. Poste MT/HT, 3. Poste MT/BT, 4. Consommateur

Fig. I.3: Schéma simplifié d'un réseau radial [7]

I.2.2. Réseau bouclé

Le réseau bouclé est alimenté à la fois par plusieurs sources ; les postes sont raccordés en coupure d'artère cette disposition permet lors d'une coupure, une continuité de service. L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateurs) ou en cas d'avarie sur une boucle. Dans ce dernier cas, le tronçon avarié est isolé en deux fractions du réseau. Ce réseau est un peu plus compliqué que le précédent, de plus le contrôle et la protection du réseau nécessitent des dispositifs plus complexes.

Cette structure coûte chère car elle nécessite au moins deux cellules de départ en plus (figure I.4).



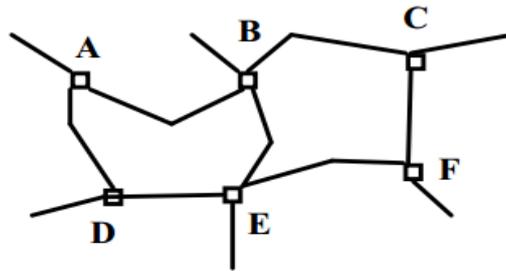
1. Source, 2. Poste MT/HT, 3. Poste MT/BT, 4. Consommateurs

Fig. I.4: Schéma simplifié d'un réseau bouclé [7]

I.2.3. Réseau maillé

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

Cette structure nécessite que tous les tronçons de ligne soient capables de supporter des surcharges permanentes et qu'il soit muni à leurs deux extrémités d'appareils de coupure les isolants en cas d'avarie. On obtient ainsi une meilleure sécurité, mais à un prix plus chers (figure I.5) [7].



□: Poste d'interconnexion

Fig. I.5 : Schéma simplifié d'un réseau maillé

I.3. Niveau de tension

Les deux grandeurs fondamentales pour l'exploitation d'un réseau sont la tension et la fréquence. Pour des fréquences de fonctionnement du réseau de 60 Hz (Amérique du nord, une partie de l'Amérique du sud, une partie du Japon) ou 50 Hz (reste du monde) des organismes de normalisation comme la Commission Electrotechnique International (CEI) ont classé les réseaux par niveau de tension normalisées (tableau I.1) [8].

Tab. I.1 : Niveaux de tension selon la norme CEI

Appellation normalisée	Niveaux de tension	Réseau concerné
TBT	$U_n < 50 \text{ V}$	-
BTA	$50 \text{ V} < U_n < 500 \text{ V}$	Réseau de distribution (230V, 400V)
BTB	$500 \text{ V} < U_n < 1000 \text{ V}$	
HTA	$1 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$	Réseau de répartition (10kV ,20kV ,45 kV)
HTB	$50 \text{ kV} < U_n$	Réseau de répartition (63,90 kV) Réseau de transport (150,220, 400 kV)

Les notations de la norme CEI 38 seront parfois utilisées avec les définitions suivantes:

- ✓ HT : pour une tension composée comprise entre 100 kV et 1000 kV. Les valeurs normalisées sont : 45 kV - 66 kV - 110 kV - 132 kV - 150 kV - 220 kV.
- ✓ MT : pour une tension composée comprise entre 1000 V et 35 kV. Les valeurs normalisées sont : 3,3 kV - 6,6 kV - 11 kV - 22 kV - 33 kV.
- ✓ BT : pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V. Les valeurs normalisées sont : 400 V - 690 V - 1000 V (à 50 Hz).

I.4. Modélisation des éléments de puissance d'un réseau électrique

Lorsqu'on veut calculer l'écoulement de puissance il n'est pas nécessaire de modéliser tous les éléments qui constituent ce réseau, mais on ne modélise que les éléments qui interviennent réellement, tels que les générateurs de puissance, les charges électriques, les lignes de transport, les transformateurs de puissance et les compensateurs statiques. Le modèle doit être suffisamment simple tout en traduisant principalement la réalité du comportement. Dans cette section, on utilise des grandeurs réduites (en unité relative pu).

I.4.1. Modélisation des lignes

Une ligne peut être considérée comme une succession de circuits, dont les paramètres sont uniformément repartis sur toute sa longueur. Ces circuits se composent d'une infinité d'éléments identiques tels que résistances et réactances linéiques dans le sens longitudinal qui provoquent des chutes de tension et des conductances et des capacités linéiques dans le sens transversal qui produisent une perte de courant [9].

Une ligne électrique peut être représentée de trois manières différentes, selon qu'elle soit une ligne courte, moyenne ou longue [10].

A. Ligne de transmission courte

La capacité de la ligne peut être ignorée quand celle-ci ne dépasse pas 80 kilomètres ou si le niveau de tension ne dépasse pas 66 kV, ainsi les courants de dérivation peuvent être négligés. Il s'ensuit que l'intensité du courant peut être considérée comme constante tout au long de la ligne et en particulier identique aux générateur et au récepteur. Le modèle de la ligne courte par phase est illustré sur la figure (I.6).

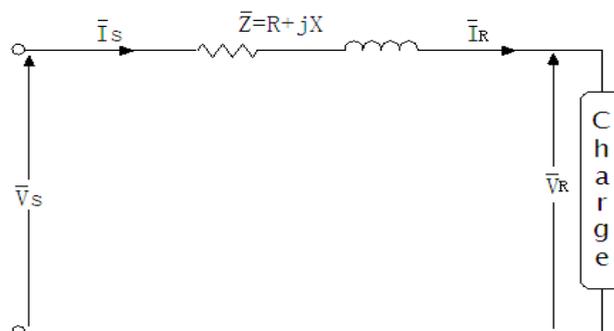


Fig. I.6 : Modèle d'une ligne courte

Le rapport entre les courants et les tensions de chaque extrémité de la ligne (entre la source et la charge) peut être écrit comme:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I.1})$$

B. Ligne de transmission moyenne

Les lignes de longueurs comprises entre 80 km et 250 km sont considérées comme des lignes de longueurs moyennes (figure I.7), le courant de ligne devient appréciable et la capacité shunt doit être considérée. La moitié de la capacité shunt peut être considérée à chaque extrémité de la ligne. Ce modèle doit être utilisé dès que le courant capacitif total dépasse les 3% du courant total mais ne dépasse pas les 10%. Ceci est désigné sous le nom du modèle nominal en Π .

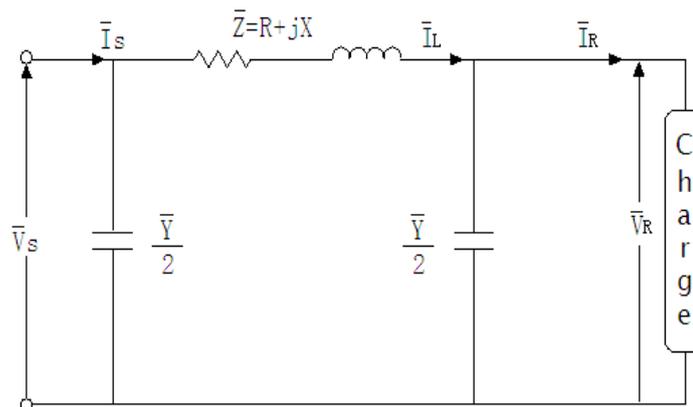


Fig. I.7 : Ligne de longueur moyenne, représentation en Π

A partir de la figure I.7, on écrit :

Le courant dans l'impédance série est désigné par :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (\text{I.2})$$

La tension à la source est exprimée comme:

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_L \quad (\text{I.3})$$

A partir des équations (I.2) et (I.3) on obtient :

$$\bar{V}_S = \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_R \quad (\text{I.4})$$

Le courant à la source est :

$$\bar{I}_S = \bar{I}_L + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_S \quad (\text{I.5})$$

Des équations (I.2), (I.4) et (I.5), on trouve :

$$\bar{I}_S = \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) \bar{V}_R + \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \bar{I}_R \quad (\text{I.6})$$

Les équations (I.4) et (I.5) peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) & \bar{Z} \\ \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) & \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I.7})$$

Donc :

$$\bar{A} = 1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2},$$

$$\bar{B} = \bar{Z},$$

$$\bar{C} = 1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4},$$

$$\bar{D} = 1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}.$$

C. Ligne de transmission longue

Pour les longueurs de lignes courtes et moyennes, les modèles ont été obtenus en supposant que les paramètres de la ligne sont des valeurs exactes. Dans le cas où la longueur de la ligne est supérieure à 250 km, pour des solutions plus précises, les paramètres doivent être donnés comme une distribution uniformément répartie le long de la longueur. Dans ce cas, les tensions et les courants varient d'un point à l'autre sur la ligne. La figure (I.8) illustre un schéma unifilaire en Π d'une ligne longue par unité de longueur [10].

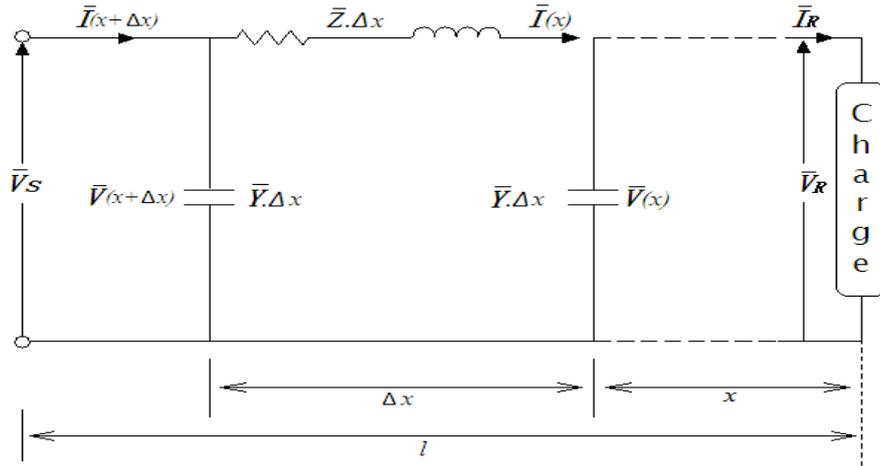


Fig. I.8 : Schéma unifilaire d'une ligne longue avec les paramètres par unité de longueur

On peut écrire pour la tension:

$$\bar{V}(x + \Delta x) = \bar{Z} \cdot \Delta x \cdot \bar{I}(x) + \bar{V}(x) \quad (\text{I.8})$$

$$\frac{\bar{V}(x + \Delta x) - \bar{V}(x)}{\Delta x} = \bar{Z} \cdot \bar{I}(x) \quad (\text{I.9})$$

Quand Δx tend vers 0 :

$$\frac{d\bar{V}(x)}{dx} = \bar{Z} \cdot \bar{I}(x) \quad (\text{I.10})$$

Pour le courant :

$$\bar{I}(x + \Delta x) = \bar{I}(x) + \bar{Y} \cdot \Delta x \cdot \bar{V}(x + \Delta x) \quad (\text{I.11})$$

$$\frac{\bar{I}(x + \Delta x) - \bar{I}(x)}{\Delta x} = \bar{Y} \cdot \bar{V}(x + \Delta x) \quad (\text{I.12})$$

Quand Δx tend vers 0 :

$$\frac{d\bar{I}(x)}{dx} = \bar{Y} \cdot \bar{V}(x) \quad (\text{I.13})$$

$$\frac{d^2\bar{V}(x)}{dx^2} = \bar{Z} \frac{d\bar{I}(x)}{dx} = \bar{Z} \cdot \bar{Y} \cdot \bar{V}(x) \quad (\text{I.14})$$

La constante de propagation γ est définie par la relation : $\gamma = \sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}$

Alors,

$$\frac{d^2\bar{V}(x)}{dx^2} = \gamma^2 \bar{V}(x) = 0 \quad (\text{I.15})$$

La solution de l'équation différentielle (I.15) est sous la forme :

$$\bar{V}(x) = C_1 e^{\gamma x} + C_2 e^{-\gamma x} \quad (\text{I.16})$$

A partir de l'équation (I.10), on obtient :

$$\bar{I}(x) = \frac{1}{\bar{Z}} (C_1 e^{\gamma x} + C_2 e^{-\gamma x}) \quad (\text{I.17})$$

\bar{Z}_C : L'impédance caractéristique donnée par la relation $\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}}$

En développant les équations précédentes, on aboutit à :

$$\begin{cases} \bar{V}(x) = \cosh(\bar{\gamma}x)\bar{V}_R + \bar{Z}_C \sinh(\bar{\gamma}x)\bar{I}_R \\ \bar{I}(x) = \frac{1}{\bar{Z}_C} \sinh(\bar{\gamma}x)\bar{V}_R + \cosh(\bar{\gamma}x)\bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{I.18})$$

Alors quand $x = l$, l'expression (I.18) permet de trouver les grandeurs courant et tension à la source, avec $\bar{V}_S(x) = \bar{V}(l)$ et $\bar{I}_S(x) = \bar{I}(l)$, le résultat est:

$$\begin{cases} \bar{V}(l) = \cosh(\bar{\gamma}l)\bar{V}_R + \bar{Z}_C \sinh(\bar{\gamma}l)\bar{I}_R \\ \bar{I}(l) = \frac{1}{\bar{Z}_C} \sinh(\bar{\gamma}l)\bar{V}_R + \cosh(\bar{\gamma}l)\bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{I.19})$$

La forme matricielle de ces dernières est :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}x) & \bar{Z}_C \sinh(\bar{\gamma}x) \\ \frac{1}{\bar{Z}_C} \sinh(\bar{\gamma}x) & \cosh(\bar{\gamma}x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I.20})$$

Cependant, les constantes ABCD sont:

$$\begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}x) & \bar{Z}_C \sinh(\bar{\gamma}x) \\ \frac{1}{\bar{Z}_C} \sinh(\bar{\gamma}x) & \cosh(\bar{\gamma}x) \end{bmatrix}$$

I.4.2. Modélisation des transformateurs

Les transformateurs de puissance sont des éléments importants du réseau et ont contribué au développement des capacités de transport des réseaux électriques. Les différentes parties du réseau électrique requièrent différents niveaux de tension. Pour tirer profit du meilleur rendement. Il paraît impératif de disposer d'un outil capable de changer le niveau de tension (et l'intensité du courant) et cela à des niveaux de puissances élevés.

Le transformateur de puissance (figure I.9), tel qu'il est connu actuellement, répond à ce besoin avec des rendements approchant l'unité [10].

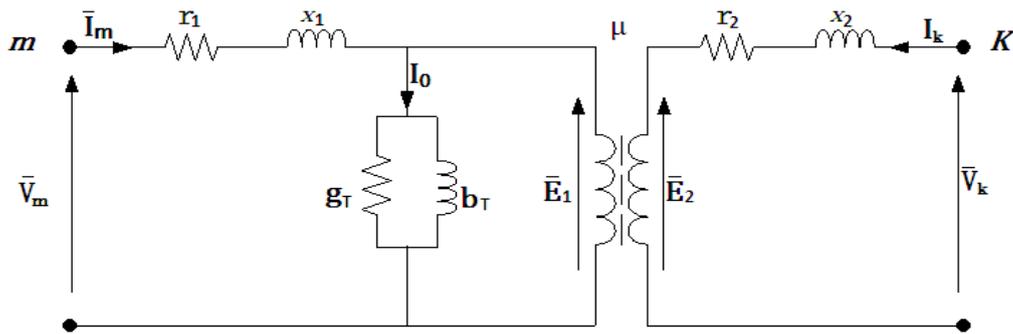


Fig. I.9 : Modèle général d'un transformateur

Tel que :

$Z_1 = r_1 + jx_1$: Impédance de l'enroulement primaire;

$Z_2 = r_2 + jx_2$: Impédance de l'enroulement secondaire;

$Y_T = g_T + jb_T$: Admittance shunt;

V_m, I_m : Tension et courant au primaire du transformateur ;

V_k, I_k : Tension et courant au secondaire du transformateur ;

E_1, E_2 : F.e.m primaire et secondaire ;

I_0 : Courant qui traverse la branche magnétisante ;

μ : Rapport de transformation.

Si on néglige l'effet de la branche magnétisante, ce qui est admis par rapport à la puissance transmise, et en ramenant l'impédance du primaire au secondaire, on obtient le nouveau modèle de la figure (I.10):

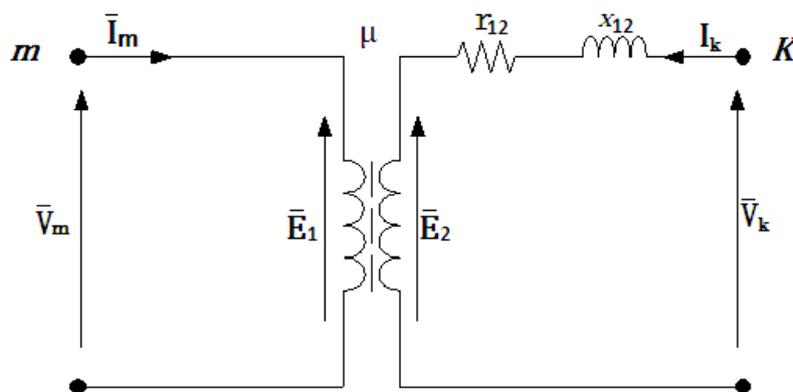


Fig. I.10 : Modèle approximatif du transformateur

Avec,

r_{12}, x_{12} : Résistance et réactance respectivement du transformateur équivalentes ramené au secondaire.

Donc on aura :

$$\mu = \frac{\bar{E}_1}{\bar{E}_2} = -\frac{\bar{I}_k}{\bar{I}_m} \quad (\text{I.21})$$

$$\bar{V}_m = \bar{E}_1 \quad (\text{I.22})$$

$$\bar{V}_k = \bar{E}_2 + (r_{mk} + jx_{mk})\bar{I}_k \quad (\text{I.23})$$

D'après ces équations, (I.21), (I.22) et (I.23) on déduit :

$$\begin{cases} \bar{I}_m = \frac{\bar{y}_{mk}}{\mu^2} \bar{V}_m + \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \bar{V}_k \\ \bar{I}_k = \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \bar{V}_m + \bar{y}_{mk} \bar{V}_k \end{cases} \quad (\text{I.24})$$

Tel que :

$$\bar{y}_{mk} = \frac{1}{r_{12} + jx_{12}}$$

La matrice admittance nodale du transformateur est donnée par :

$$\bar{Y}_{Trans} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{y}_{mk}}{\mu^2} & \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \\ \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} & \bar{y}_{mk} \end{bmatrix} \quad (\text{I.25})$$

I.4.3. Modélisation des Générateurs

Les générateurs sont des éléments du réseau capable de fournir de la puissance active au système (figure I.11). Ils peuvent aussi produire, voire consommer, de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension. Les limites de production des générateurs sont définies par [10] :

$$P_{Gi,min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,max}$$

$$Q_{Gi,min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,max}$$

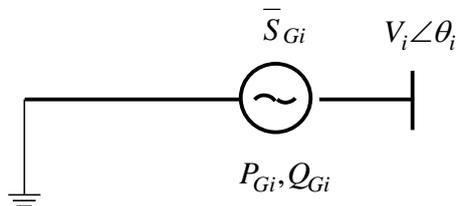


Fig. I.11 : Modèle du générateur

Avec,

P_{Gi} : Puissance active délivrée par le générateur au nœud i ;

Q_{Gi} : Puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i ;

V_i : Tension au nœud i ;

θ_i : Angle de phase de la tension au nœud i .

I.4.4. Modélisation des charges

Les charges sont modélisées comme montrées sur la figure (I.12) par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale données par :

$$\bar{S}_{chi} = P_{chi} + jQ_{chi} \quad (I.31)$$

Avec,

\bar{S}_{chi} : Puissance apparente complexe au nœud i ;

P_{chi} : Puissance active ;

Q_{chi} : Puissance réactive (elle peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive, respectivement, capacitive).

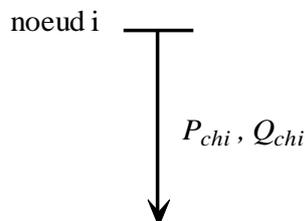


Fig. I.12 : Modèle de la charge

1.5. Matrice d'admittances

La matrice d'admittance est un ensemble de données qui représente les relations d'admittances dans un réseau électrique [11].

Il existe trois méthodes pour la détermination de la matrice $[Y_{nodale}]$ [12], à savoir :

- Par inversion de la matrice impédance nodale ;
- à partir des admittances des éléments du réseau ;
- à partir des admittances des éléments du réseau et la matrice d'incidence (topologique).

Dans notre cas on utilise la deuxième méthode.

Formation de $[Y_{nodale}]$ à partir des admittances des éléments du réseau

Cette méthode est la plus simple et la plus commode car elle nécessite moins d'opérations que les autres méthodes et surtout dans le cas où le réseau ne présente pas de couplage mutuel entre ses éléments.

➤ Dérivation de la matrice nodale

Soit un réseau à n accès indépendant et un accès $(n+1)$ représentant l'accès de référence. Considérons un accès i parmi les n accès différents de celui de référence. Pour cet accès on a (figure I.13) :

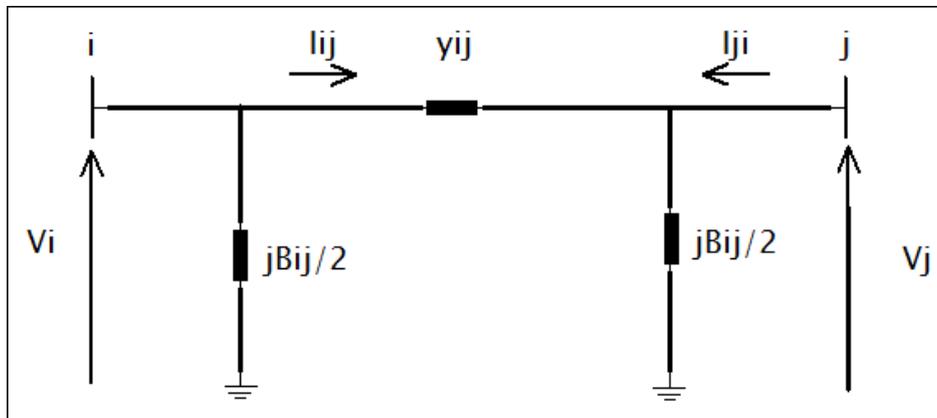


Fig. I.13 : Schéma équivalent d'une ligne en Π

$$I_i = \sum_{i=1}^n I_{ij} \quad (I.32)$$

Avec,

I_i : Le courant injecté à l'accès i par une source extérieure ;

I_{ij} : Le courant qui circule entre l'accès i et l'accès j à travers la branche $(i-j)$.

On a aussi :

$$I_{ij} = (V_i - V_j) \cdot y_{ij} \quad (I.33)$$

Tel que :

V_i et V_j : Sont respectivement les tensions aux accès i et j .

y_{ij} : L'admittance propre de la branche ($i-j$).

On aura alors :

$$I_i = \sum_{j=1}^n (V_i - V_j) y_{ij} = y_{i0}(V_i - V_0) + y_{i1}(V_i - V_1) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \quad (\text{I.34})$$

Tel que : $V_0 = 0$ et i allant de 1 à n

y_{i0} : La somme des admittances transversales des lignes reliées à l'accès i .

$$I_i = V_i [y_{i0} + \sum_{j=1}^n y_{ij}] - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - \dots - y_{in}V_n ; i = 1 \dots n \quad (\text{I.35})$$

Si on écrit l'équation (I.35) sous la forme matricielle pour les n accès, on aura :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2i} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots & \ddots & \dots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ii} & \dots & Y_{in} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots & \ddots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{ni} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{I.36})$$

Tel que :

$$Y_{ii} = y_{i0} + \sum_{j \neq i}^n y_{ij} \quad (\text{I.37})$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (\text{I.38})$$

$$y_{i0} = j \frac{B_{ij}}{2}$$

$[Y_{nodale}]$: La matrice nodale des admittances carrée d'ordre ($n \times n$).

I.6. Types d'accès dans les réseaux électriques

Pour un accès i donné, deux des quatre variables qui sont : le module de la tension V , la phase ou l'argument de la tension δ , la puissance active P et la puissance réactive Q , doivent être spécifiées, les deux autres variables seront calculées par l'analyse de l'écoulement de puissance.

- Les accès PQ : sont des accès de charge (de consommation) les puissances active et réactive doivent être estimées (connues) d'une manière précise.

- Les accès PV: sont des accès de génération, la puissance active est contrôlée par la vitesse de la turbine et la puissance réactive est contrôlée par le courant d'excitation ces deux grandeurs sont donc connues l'analyse de l'écoulement de puissance doit donc calculer l'argument de la tension et la puissance réactive concernant ces nœuds.
- L'accès bilan: Cet accès est appelé accès de référence. Le module et l'argument de la tension sont spécifiés (l'argument est généralement pris égale à 0), tandis que les puissances active et réactive sont des inconnues.

Tab. I. 2: Les types des barres des réseaux électriques [13] Citer dans le texte.

Type de barre	P	Q	V	Téta
PV	Connue	Inconnue	Connue	Connue
PQ	Connue	Connue	Inconnue	Inconnue
Accès bilan	Inconnue	Inconnue	Connue	Connue

I.7. Formulation du problème d'écoulement de puissance

Les puissances apparentes injectées dans chaque nœud :

$$\bar{S}_1 = P_1 + jQ_1 = \bar{V}_1 \bar{I}_1^* \quad (\text{I.39})$$

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \bar{V}_2 \bar{I}_2^* \quad (\text{I.40})$$

⋮

$$\bar{S}_n = P_n + jQ_n = \bar{V}_n \bar{I}_n^* \quad (\text{I.41})$$

En tenant compte des équations :

$$\bar{V}_1 \bar{I}_1^* = \bar{V}_1 (\bar{y}_{11}^* \bar{V}_1^* + \bar{y}_{12}^* \bar{V}_2^* + \dots + \bar{y}_{1n}^* \bar{V}_n^*) = \bar{V}_1 \sum_{k=1}^n \bar{y}_{1k}^* \bar{V}_k^* \quad (\text{I.42})$$

$$\bar{V}_2 \bar{I}_2^* = \bar{V}_2 (\bar{y}_{21}^* \bar{V}_1^* + \bar{y}_{22}^* \bar{V}_2^* + \dots + \bar{y}_{2n}^* \bar{V}_n^*) = \bar{V}_2 \sum_{k=1}^n \bar{y}_{2k}^* \bar{V}_k^* \quad (\text{I.43})$$

⋮

$$\bar{V}_n \bar{I}_n^* = \bar{V}_n (\bar{y}_{n1}^* \bar{V}_1^* + \bar{y}_{n2}^* \bar{V}_2^* + \dots + \bar{y}_{nn}^* \bar{V}_n^*) = \bar{V}_n \sum_{k=1}^n \bar{y}_{nk}^* \bar{V}_k^* \quad (\text{I.44})$$

Pour le cas général d'un réseau à n accès:

Si on adopte la représentation polaire pour les admittances et les tensions :

$$\bar{y}_{ik} = y_{ik} e^{j\theta_{ik}} \quad (\text{I.45})$$

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\delta_i} \quad (\text{I.46})$$

L'équation (I.41) devient donc :

$$P_i + jQ_i = \bar{V}_i \sum_{k=1}^n y_{ik} V_k e^{j(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik})} \quad (\text{I.47})$$

Donc les équations non linéaires qui décrivent un réseau à n accès sont :

$$P_i = \bar{V}_i \sum_{k=1}^n y_{ik} V_k \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad i = 1, n \quad (\text{I.48})$$

$$Q_i = \bar{V}_i \sum_{k=1}^n y_{ik} V_k \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad i = 1, n \quad (\text{I.49})$$

Si on adopte la représentation polaire pour les tensions et la représentation cartésienne pour les admittances :

$$P_i = \bar{V}_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos(\delta_{ik}) + B_{ik} \sin(\delta_{ik})) \quad i = 1, n \quad (\text{I.50})$$

$$Q_i = \bar{V}_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sin(\delta_{ik}) - B_{ik} \cos(\delta_{ik})) \quad i = 1, n \quad (\text{I.51})$$

Tel que : $\bar{y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ et $\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$

I.7.1. Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson

A partir des équations (I.39), (I.40) et (I.41), l'expression générale permettant de calculer la puissance apparente S_i :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot \left(\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j \right)^* \quad (\text{I.52})$$

La méthode de Newton Raphson à plusieurs variantes selon que l'on exprime les éléments de la matrice admittance nodale et tensions aux accès en coordonnées cartésiennes, polaires ou hybrides. Nous nous intéresserons dans notre travail à la forme polaire.

On a :

$$\bar{V}_i = |\bar{V}_i| e^{j\theta_i} \quad (\text{I.53})$$

Et

$$\bar{Y}_{ij} = |\bar{Y}_{ij}| e^{j\varphi_{ij}} \quad (\text{I.54})$$

En séparant la partie réelle de la partie imaginaire on aura :

$$\begin{cases} P_i = |\bar{V}_i| \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \\ Q_i = |\bar{V}_i| \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (I.55)$$

Ou bien,

$$\begin{cases} P_i = F(\theta, |\bar{V}|) \\ Q_i = G(\theta, |\bar{V}|) \end{cases} \quad \text{pour } i = 1, n \quad (I.56)$$

I.7.2. Formulation des équations de la méthode de Newton Raphson

Le système d'équations (I.56) est formé donc de deux équations permettant de calculer P et Q avec deux inconnus θ et $|\bar{V}|$ [12].

En différenciant les équations (I.56) par rapport à (θ) et $(|\bar{V}|)$ on aura ;

$$\begin{cases} \Delta P_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_j|} \Delta |\bar{V}_j| \end{cases} \quad (I.57)$$

$$\begin{cases} \Delta Q_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_j|} \Delta |\bar{V}_j| \end{cases} \quad (I.58)$$

Physiquement, les ΔP_i et ΔQ_i représentent la différence entre les valeurs spécifiées et celles calculées des puissances actives $P_{spéc}$ et réactives $Q_{spéc}$ qui peuvent être calculées comme suit :

$$\begin{Bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_1|} \dots \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_1|} \dots \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_1|} \dots \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_1|} \dots \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_n|} \end{Bmatrix} * \begin{Bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta |\bar{V}_1| \\ \vdots \\ \Delta |\bar{V}_n| \end{Bmatrix} \quad (I.59)$$

Avec,

$$[J_1] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad [J_2] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_n|} \end{bmatrix}$$

$$[J_3] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad [J_4] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_n|} \end{bmatrix}$$

I.7.3. Système d'équation à résoudre

Le système d'équation sous forme matriciel à résoudre s'écrit comme suit :

$$\begin{Bmatrix} \{\Delta P\} \\ \{\Delta Q\} \end{Bmatrix}^k = [J]^k \cdot \begin{Bmatrix} \{\Delta \theta\} \\ \{\Delta |\bar{V}|\} \end{Bmatrix}^k \quad (\text{I.60})$$

Avec,

$$[J] = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{I.61})$$

$$\begin{Bmatrix} \{\theta\} \\ \{|\bar{V}|\} \end{Bmatrix}^{k+1} = \begin{Bmatrix} \{\theta\} \\ \{|\bar{V}|\} \end{Bmatrix}^k + \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1(k)} \cdot \begin{Bmatrix} \{\Delta P\} \\ \{\Delta Q\} \end{Bmatrix}^k \quad (\text{I.62})$$

$$\left. \begin{cases} |\bar{V}_i|^{k+1} = |\bar{V}_i|^k + \Delta |\bar{V}_i|^k \\ \theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta \theta_i^k \end{cases} \right\} i = 1, n \quad (\text{I.63})$$

I.7.4. Calcul des éléments du Jacobien

Les éléments du Jacobien peuvent être calculés à partir des équations (I.55), et ce en les dérivant par rapport aux modules des tensions et aux angles de phases [12].

Eléments de J1

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -|\bar{V}_i| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \quad (\text{I.64})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -|\bar{V}_i| \cdot |\bar{V}_k| \cdot |\bar{Y}_{ik}| \sin((\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik})) \quad (\text{I.65})$$

Eléments de J2

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_i|} = 2 \cdot |\bar{V}_i| \cdot |\bar{Y}_{ii}| \cdot \cos(\varphi_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\bar{V}_j| \cdot |\bar{Y}_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \quad (\text{I.66})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_k|} = |\bar{V}_i| \cdot |\bar{Y}_{ik}| \cdot \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \quad (\text{I.67})$$

Eléments de J3

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = |\bar{V}_i| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \quad (\text{I.68})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = -|\bar{V}_i| \cdot |\bar{V}_k| \cdot |\bar{Y}_{ik}| \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \quad (\text{I.69})$$

Eléments de J4

Eléments de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_i|} = -2 \cdot |\bar{V}_i| \cdot |\bar{Y}_{ii}| \cdot \sin(\varphi_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |\bar{V}_j| \cdot |\bar{Y}_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \quad (\text{I.70})$$

Eléments hors de la diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_k|} = |\bar{V}_i| \cdot |\bar{Y}_{ik}| \cdot \sin(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \quad (\text{I.71})$$

Pour un accès k générateur ($P, /V /$) où l'amplitude de la tension $|V_k/$ est spécifiée et reste constante, alors $\Delta|V_k/ = 0$. Il est donc nécessaire de supprimer la ligne et la colonne correspondant à k dans la matrice $J4$ tant que $\Delta|V_k/ = 0$. Cela doit être appliqué pour tous les accès générateurs. Par conséquent, les puissances réactives injectées en ces accès peuvent être calculées directement par l'équation I.55. Il est alors nécessaire de vérifier que la puissance réactive calculée à chaque accès générateur « i » est dans les limites de puissance réactive spécifiées.

I.7.5. Organigramme de la méthode de Newton-Raphson

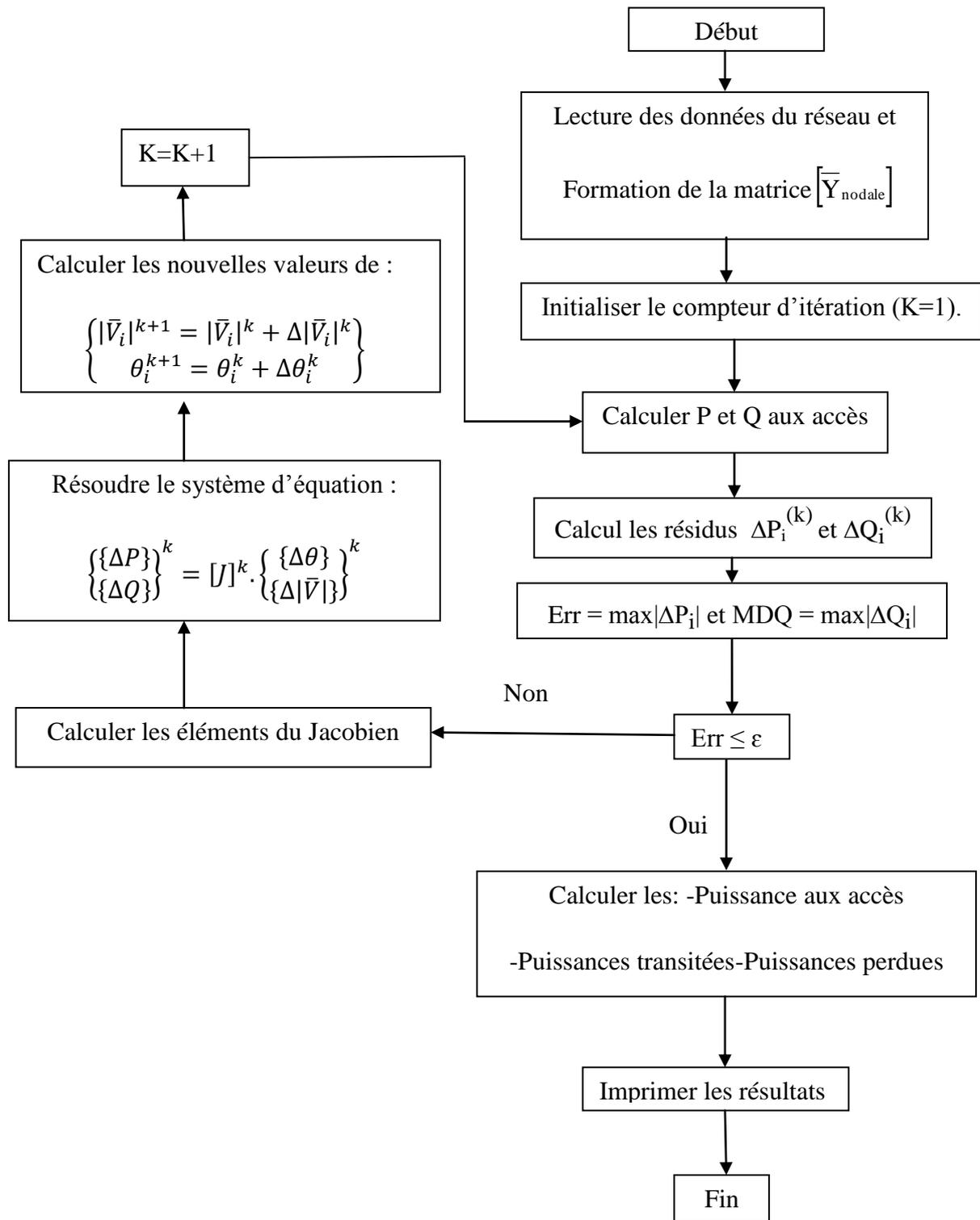


Fig. I.14 : Organigramme de la méthode de Newton- Raphson

Conclusion

L'objectif de ce chapitre est de présenter les différentes topologies des réseaux électriques et le transport de l'énergie électrique empruntée depuis son centre de production jusqu'à son arriver à sa destination finale. En effet, cette tâche est assurée par le système électrique qui est aussi présenté par ce présent chapitre, à savoir, les grandeurs le définissant et les différentes structures utilisées pour sa réalisation. Nous avons aussi modélisé les éléments du réseau électrique, à savoir, les lignes, les transformateurs, les générateurs et les charges. Nous avons aussi construit la matrice admittance nodale du réseau.

La dernière partie a été consacrée pour développer la méthode de Newton Raphson pour le calcul de l'écoulement de puissance. Cette méthode a été choisie pour sa sensibilité et sa convergence rapide.

Chapitre II

**Perturbations survenant sur le réseau
électrique et mode de réglage de la
tension**

INTRODUCTION

Aujourd'hui, l'exploitation des grands réseaux électriques est de plus en plus complexe du fait de l'augmentation de leur taille, de la présence de lignes d'interconnexion très longues, de l'adoption de nouvelles techniques, de contraintes économiques, politiques et écologiques. Ces facteurs obligent les opérateurs à exploiter ces réseaux près de la limite de stabilité et de sécurité. Les situations des pays à forte consommation augmentent encore les risques d'apparition du phénomène d'instabilité. Pour éviter ce phénomène, l'étude de la régulation de la tension est proposée dans ce chapitre. Cette étude est un outil très important pour déterminer la possibilité de transfert de puissance électrique le long de lignes sans problème [13].

Les systèmes électriques ont de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ils ont la nécessité en premier lieu de maintenir en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique, celle-ci ne pouvant pas être stockée en grande quantité. Cet équilibre s'établit naturellement dans une certaine mesure, mais au détriment de la stabilité en fréquence et en tension.

Le distributeur d'électricité s'engage à fournir à l'ensemble des utilisateurs une énergie de qualité sous la forme de trois tensions sinusoïdales constituant le réseau triphasé équilibré. De sa production jusqu'à sa consommation par les consommateurs finaux, l'énergie subit des perturbations qui altèrent sa qualité. L'énergie électrique est caractérisée par la fréquence, l'amplitude, la forme d'onde et le déséquilibre des courants et tensions. La détérioration d'un ou plusieurs paramètres indique la présence d'une anomalie sur le réseau électrique [12].

Aujourd'hui, grâce à l'amélioration des performances de l'électronique de puissance, on voit apparaître de nouveaux équipements connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) qui permettent d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et d'accroître la puissance de transport des lignes. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (tension, déphasage, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues [9].

Nous nous attacherons en particulier dans ce chapitre à montrer en quoi la tenue de tension est fondamentale pour la sécurité et l'exploitation des réseaux électriques. Après quoi nous dresserons un inventaire des moyens de réglage de tension existants à la disposition des gestionnaires de réseau de transport et de distribution.

II.1. Qualité de l'énergie électrique

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par un équilibre à grande échelle dans le temps et dans l'espace de l'ensemble du système production/transport/consommation. Mais une analyse plus fine révèle qu'en réalité, il y a en permanence et en tous lieux des événements provoquant des fluctuations qui seront compensées, sauf catastrophes. Ainsi la notion de qualité de l'électricité apparaît sous l'aspect de :

- La continuité de fourniture : c'est la disponibilité de l'énergie électrique en un endroit donné qui peut être interrompue par des coupures brèves (< 1 min.) ou longues (> 1 min.).
- La forme de l'onde de tension (fréquence, amplitude, durée) ; dans ce cas les perturbations sont généralement classées en fonction de leur plage de fréquence [11].

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

II.1.1. 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 quatre paramètres: amplitude, fréquence, forme d'onde et 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 purement sinusoïdale.

Le terme « qualité du courant » est rarement utilisé, car la qualité du courant est étroitement liée à la qualité de la tension et la nature des charges. Pour cette raison, «la qualité de l'énergie électrique» est souvent réduite à «la qualité de la tension» [14].

II.1.2. Qualité de la tension

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie [15].

A. Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement, l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de $\pm 10\%$ autour de la valeur nominale.

Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude, on distingue deux grandes familles de perturbations :

- Les creux de tension, coupures et surtensions : Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts-circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques.
- Les variations de tension : Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau [7] [15].

B. Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays. Des variations de fréquence peuvent être provoquées par des pertes importantes de production, de l'îlotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, ou d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge.

Cependant, ces variations sont en général très faibles (moins de 1%) et ne nuisent pas au bon fonctionnement des équipements électriques ou électroniques.

C. 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 ou inférieures à 50 Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits [11] [15].

D. 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 est communément appelé déséquilibre.

II.2. Dégradation de la qualité de l'énergie électrique

Les origines des perturbations électriques peuvent être classées en deux grandes catégories :

- Les défauts au sein des réseaux électriques ;
- La présence de charges non-linéaires ou fluctuantes.

Et les effets des perturbations électriques peuvent eux aussi être divisés en deux grandes familles :

- Les effets à court terme (déclenchement des appareils, dégâts matériels, ...) ;
- Les effets à long terme (pertes supplémentaires, échauffements, vieillissements) [16].

Le tableau (II.1) récapitule les remarques précédentes en présentant les principales perturbations, leurs origines ainsi que leurs conséquences. L'amplitude de la tension est également indiquée en pu (per unit) pour les perturbations importantes au niveau de l'amplitude et en pour-cent pour les variations faibles.

Tab. II.1 : Différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique [17]

Durée	Type de perturbations	Amplitude	Origine	Conséquence
<10ms	Transitoires (impulsions et oscillations)	-	Déclenchement des appareils, enclenchement des condensateurs, commutations	Dysfonctionnements gênants
10ms – 1min	Creux de tension	0.1 – 0.9 pu	Courts-circuits, démarrage de gros moteurs, saturation des transformateurs	Arrêts d'équipements, pertes de production 10ms –
10ms – 1min	Coupures brèves	<0.1 pu	Courts-circuits	Arrêts d'équipements, pertes de production
10ms – 1min	Surtensions	1.1 – 1.8 pu	Courts-circuits, débranchement des charges importantes	Déclenchements, dangers pour les personnes et pour les matériels
Régime établi	Déséquilibre	-	Charges asymétriques ou monophasées	Echauffements des machines tournantes, vibrations
Régime établi	Variations rapides de tension (Flicker)	0.1 – 7 %	Charges fluctuantes (fours à arc, moteur à démarrage fréquent, soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Régime établi	Harmoniques	0 – 20%	Charges non linéaires (structures d'électronique de puissance, arcs électriques)	Echauffements, vieillissements, pertes supplémentaires, troubles fonctionnels
Régime établi	Inter-harmoniques	0 – 2%	Charges non linéaires et fluctuantes (fours à arc soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Régime établi	Bruit	0 – 1%	Fours à arc, charges non linéaires	Echauffements, pertes, vieillissements
Régime établi	Variations de la fréquence	-	Déséquilibre entre la production et la consommation	Dysfonctionnements des équipements électriques

II.3. Différents types de perturbations

II.3.1. Surtensions transitoires

Les surtensions transitoires (figure II.1) peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent endommager les isolants de l'appareillage ou des composantes électroniques ces dernières sont de très courte durée, et sont reliées à :

- Des manœuvres sur les lignes et les équipements du réseau ;
- La foudre qui se traduit généralement par une impulsion unidirectionnelle présentant, dans les cas les plus rapides, un temps de montée de l'ordre de la microseconde [18].

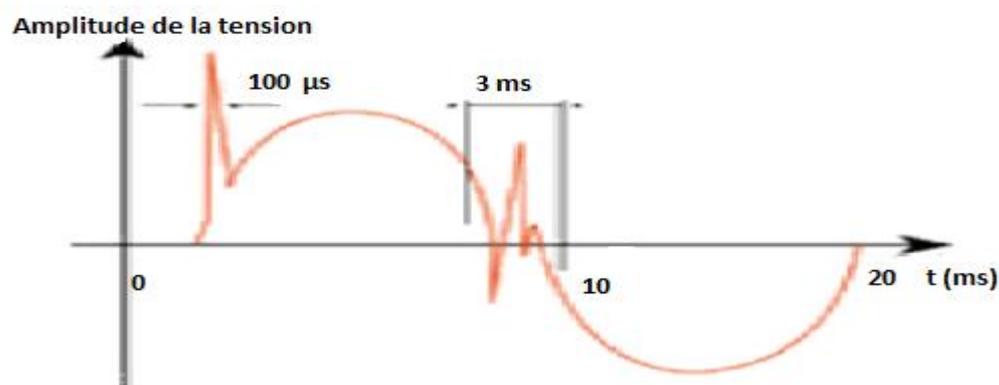


Fig. II.1: Exemple de cas de surtensions transitoire [19]

II.3.2. Creux de tension et coupure brève

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure II.2).

Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant dus à des défauts du réseau ou des installations des clients. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart. La fréquence annuelle de ces événements dépend largement du type de réseau et du point d'observation, et leur répartition sur une année peut être très irrégulière [20].

Pour les coupures brèves sont principalement produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection

éliminant ces défauts. Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

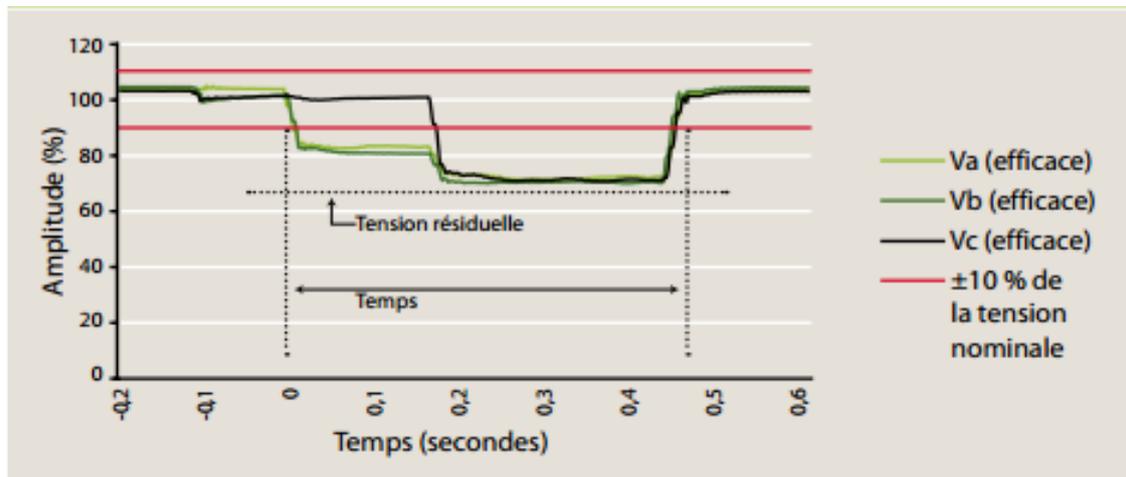


Fig. II.2 : Exemple de creux et coupure de tension [19]

II.3.3. Surtension

Les surtensions correspondent à des augmentations de l'amplitude de la tension de 1,1 pu à 1,8 pu. Les surtensions sont moins fréquentes que les creux de tension et sont généralement dues à des courts-circuits dans les systèmes à neutre isolé qui engendrent à la fois des creux de tension et des surtensions (figure II.3). En cas de court-circuit monophasé dans un tel système, les deux phases non concernées par le défaut peuvent prendre une valeur pouvant aller jusqu'à 1,73 pu, c'est-à-dire, la tension composée. En cas de court-circuit biphasé, la phase non affectée par le défaut se caractérise par une surtension qui peut aller jusqu'à 1,5 pu [18].

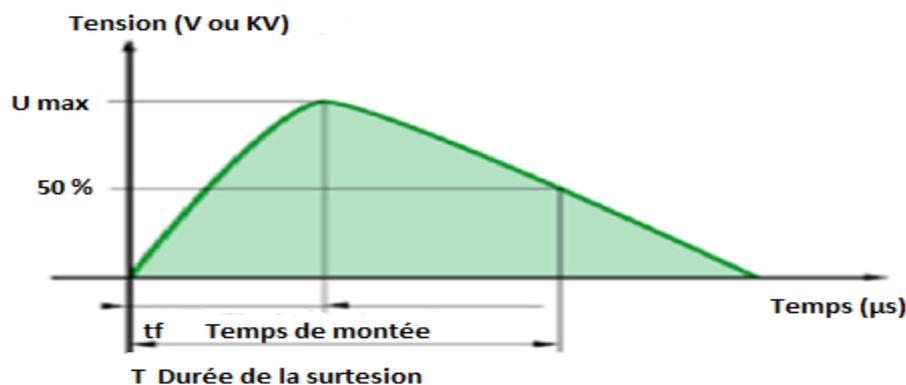


Fig. II.3 : Exemple d'une surtension

II.3.4. Déséquilibre

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension (figure II.4) dus à la circulation de réceptrice monophasée basse tension. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire [21]. Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° .

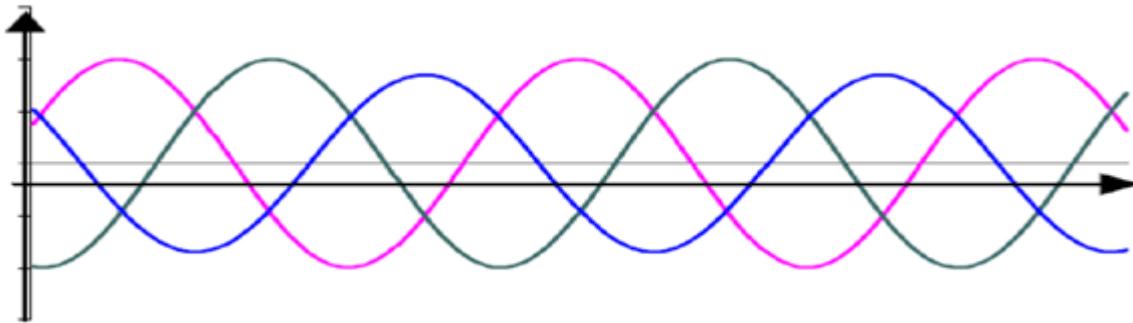


Fig. II.4 : Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases

II.3.5. Perturbations harmoniques et Inter-harmoniques

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique [21]. Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (figure II.5), qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale [18]. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc.

Il existe des inters harmoniques. Ceux-ci ont d'ordinaire une amplitude relativement réduite, mais peuvent être gênants s'ils provoquent des résonances. Ils peuvent également avoir des effets très néfastes lorsque leur fréquence se situe dans les plages de fréquence réservées pour les signaux de commande. C'est derniers sont due l'association de plusieurs convertisseurs fonctionnant à des fréquences différentes, etc.

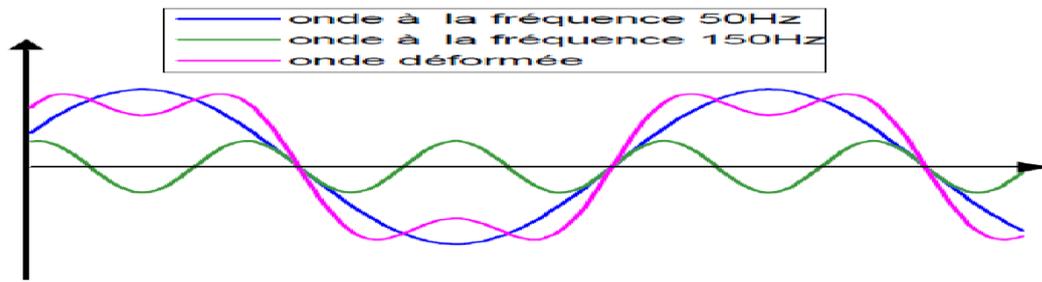


Fig. II.5 : Exemple d'une perturbation harmonique

II.3.6. Flicker

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure II.6), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, ...etc.

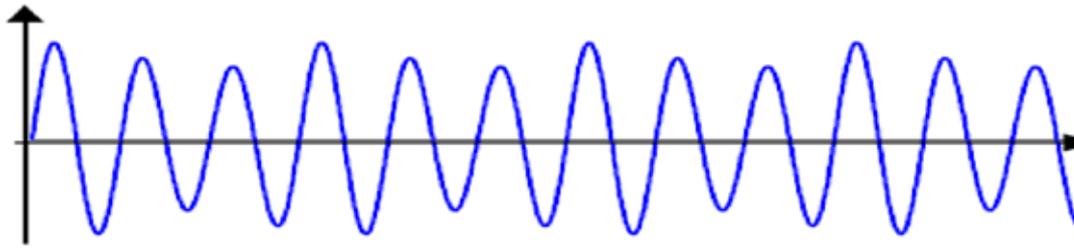


Fig. II.6 : Fluctuation de tension

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (Flicker) gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque dizaine de pour-cent [1].

II.3.7. Bosse de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale 1.1 p.u. pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants [21].

II.3.8. Chute de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension, cette dernière est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante comme illustré sur la figure (II.7).

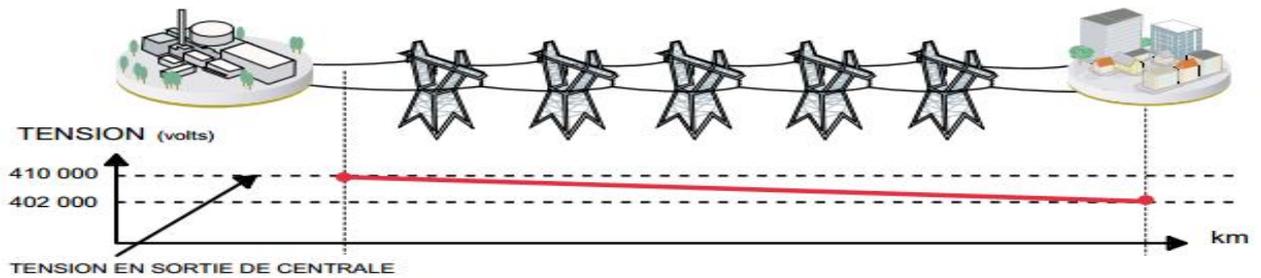


Fig. II.7 : Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale [22]

II.4. Définition des services système

La définition exacte de ces services peut varier selon les pays. Néanmoins, les services système peuvent être définis comme étant les capacités d'un groupe à :

- assurer à tout instant l'équilibre entre production et consommation de puissance active par le réglage hiérarchisé de fréquence;
- garantir le maintien de la tension dans les limites contractuelles en tout point du réseau par le réglage hiérarchisé de tension;
- garantir une réserve opérationnelle d'énergie supplémentaire qui doit être disponible dans un délai de 30 minutes pour faire face à des besoins imprévus;
- maintenir par des actions adéquates les performances du système électrique en cas de perturbation, notamment pour limiter les transits de puissance à des niveaux admissibles par les matériels de transport et pour améliorer la stabilité des réseaux;
- assurer la capacité de redémarrage (Black Start) du système électrique après un blackout en maintenant prêts au démarrage certains générateurs dédiés, et en assurant la continuité de services avec leurs seuls auxiliaires, c'est-à-dire en îlotage, de certains générateurs pour effectuer des renvois de tension sur les réseaux.

La qualité des services système apportés par les groupes de production, dépend bien évidemment de leur technologie. Les aspects techniques du réglage fréquence puissance seront abordés dans la section suivante, par la suite le réglage de la tension sera évoqué de façon plus succincte [23].

- Réglage de la fréquence : la fréquence se règle en adaptant en permanence le niveau de production à celui de la demande (maintien instantané de l'équilibre production consommation).
- La tension se règle par injection ou absorption de puissance réactive sur le réseau (maintien instantané de la tension dans un domaine acceptable pour les matériels et favorisant les flux sur le réseau).

Ces réglages sont réalisés par les groupes de productions qui présentent des possibilités de modulation rapide de leur puissance active (réglage F/P) ou réactive (réglage U/Q). Ils sont effectués de façon automatique, aux moyens de dispositifs (régulateurs) installés sur les alternateurs des groupes.

II.5. Caractéristiques du réglage de la fréquence

L'évolution de la fréquence est l'image directe du déséquilibre entre la production et la consommation. Une augmentation de la fréquence signifie que le bilan production-consommation est excédentaire ; une diminution que ce même bilan est déficitaire [24].

Ce réglage suit une relation linéaire entre la fréquence et la puissance. Ceci est illustré par la (figure II.8) où P_0 est la puissance de consigne à la fréquence de référence f_0 et ΔP la variation de puissance induite par la variation de fréquence Δf .

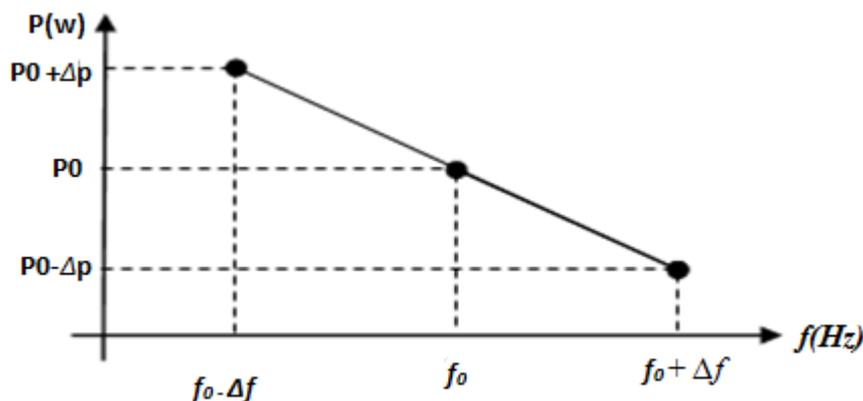


Fig. II.8 : Réglage primaire de fréquence

Tous les centres de production classiques, raccordés au réseau de transport ont l'obligation de participer à ce réglage. Le régulateur de vitesse impose une variation linéaire entre la fréquence et la puissance active du groupe (figure II. 8). Ce qui donne à ce réglage une caractéristique statique.

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (déclenchements d'installations de production ou de charges, etc.), le maintien de l'équilibre production-consommation et le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessitent d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande [25].

II.6. Mode de réglage de la tension dans les réseaux électriques

II.6.1. Réglage primaire

Le réglage primaire agit au niveau local avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms sur la tension aux bornes des groupes pour faire face à des variations rapides de la tension qui peuvent être induites par des variations de demande de puissance réactive, par des défauts ou par des manœuvres sur le réseau. En cas de variation de plus grande amplitude de la tension, l'action des régleurs en charge des transformateurs vient soulager le réglage effectué par les alternateurs. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension [26].

II.6.2. Réglage secondaire

Le réglage secondaire de tension a pour but de faire face de manière coordonnée à de fortes, mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le réglage secondaire (figure II.9) est automatisé et centralisé par régions dites zones de réglage, ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Il a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion, et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa

valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage). Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire.

Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud.

Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce dernier à un temps de réponse nettement plus long que le précédent, il est de l'ordre de la minute [27].

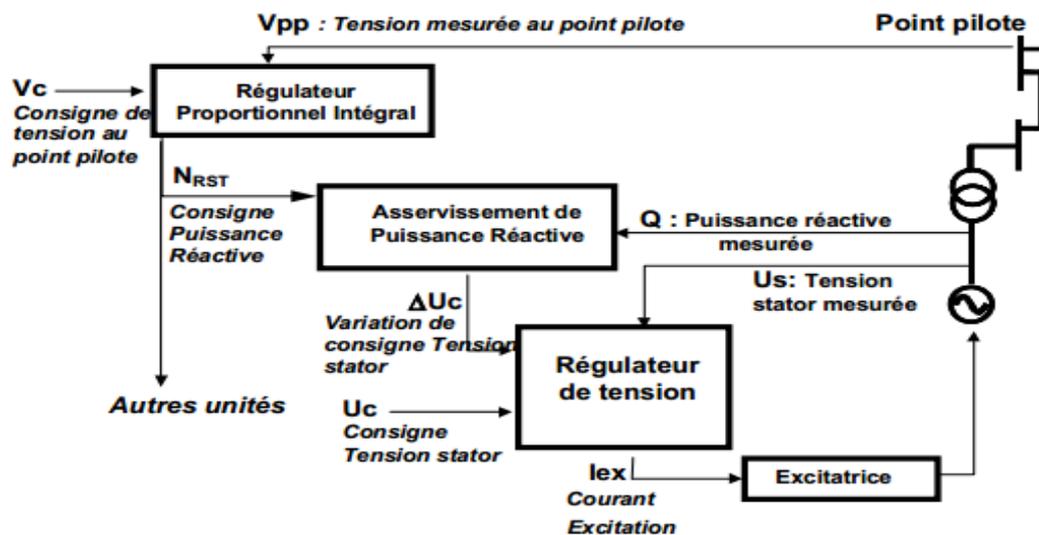


Fig. II.9 : Réglage Secondaire de la Tension

II.6.3. Réglage tertiaire

Le réglage tertiaire, manuel, effectué par le dispatching national, consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes, les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants :

- exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté ;
- respecter les contraintes de fonctionnement des matériels ;
- minimiser les pertes et les coûts de production ;
- utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un flux de puissance optimal, en tenant compte des critères précédemment cités [25].

La (figure II.10) donne une synthèse sur les différents réglages de la tension du réglage primaire jusqu'à au réglage tertiaire.

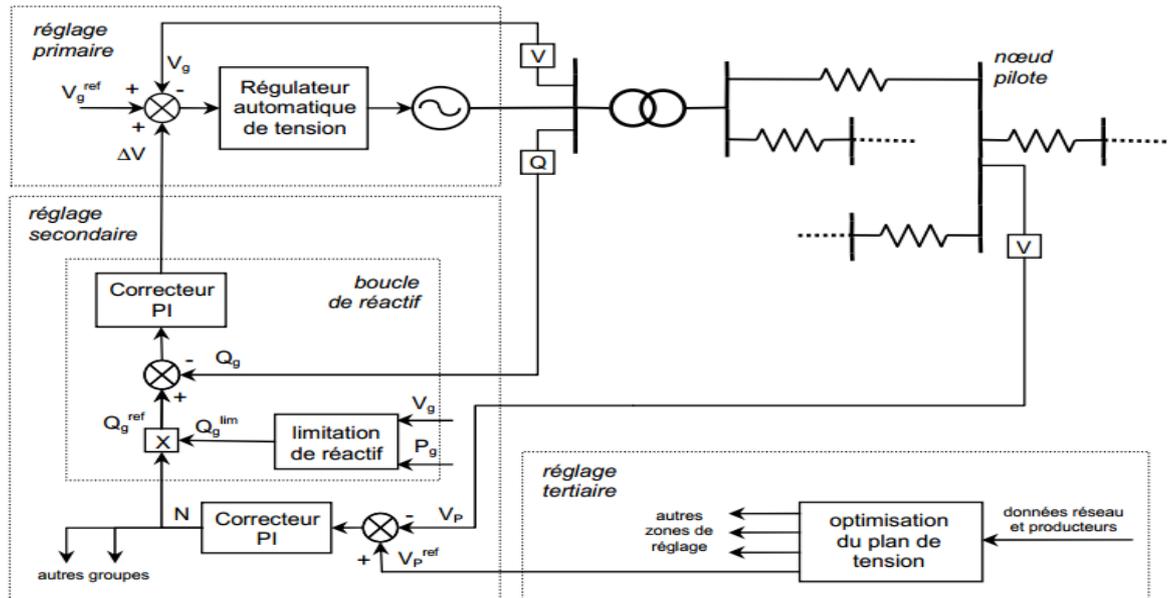


Fig. II.10 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension [18]

II.6.4. Régleurs en charge

Les transformateurs des postes sources sont également équipés de régleurs en charge qui permettent de modifier le rapport de transformation par pas de 1 %. Ceux-ci permettent d'ajuster la tension des jeux de barres HTA en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont. Le premier changement de prise suite à un dépassement de seuil se fait avec un retard Δt_1 d'une minute, ceci afin de laisser passer des variations de tension transitoires dues aux connexions ou déconnexions de charges importantes (figure II.11). Le retard Δt_2 pris en compte pour les changements de prise suivants est réduit 10 s [28].

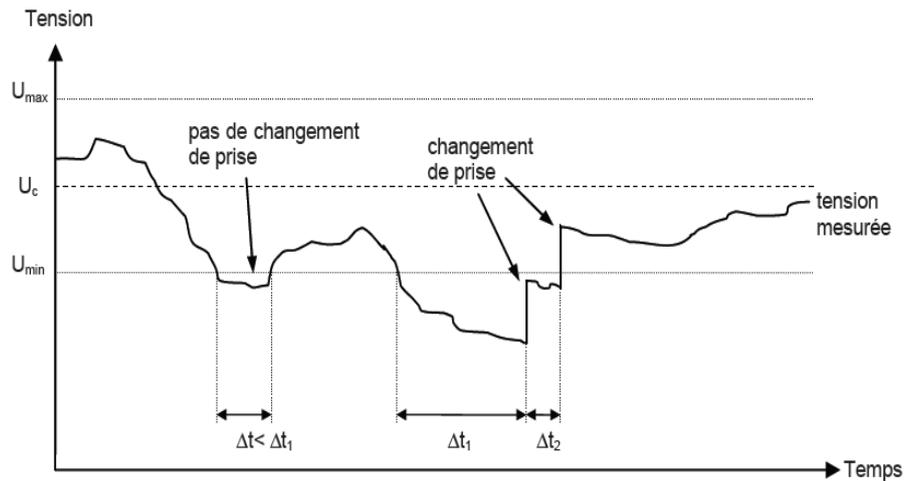


Fig. II.11: Principe de fonctionnement du régulateur en charge

Le réglage de la tension HTA peut se faire avec ou sans compoundage. Le compoundage est une technique qui prend en compte, par mesure du courant dans le transformateur (et donc de l'état de charge moyen du réseau), les chutes de tension dans le réseau aval. Cela permet de tenir la tension en un point du réseau différent du poste source : centre de gravité, nœud prioritaire ou critique, etc. [29].

II.6.5. Compensateurs classiques

A. Condensateur statique

Le condensateur statique offre une solution pour améliorer le facteur de puissance. La fourniture de l'énergie réactive par les condensateurs est due à la présence du champ électrique. Cette énergie est en fonction de la capacité, de la tension aux bornes des condensateurs et de la taille de ces derniers [29].

On distingue deux types d'insertion des condensateurs : Les condensateurs shunt qui fournissent de la puissance réactive au système au point où elles sont connectées, principalement pour exploiter les longues lignes au-dessus de leurs puissances naturelles, et l'introduction de condensateur série dans un réseau, réduit la réactance de la ligne, augmente la tension à la charge et la capacité de transmission de la ligne [30].

Pour les batteries de ces condensateurs Elles ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive fixe consommée par les charges ou le réseau. On distingue deux types de matériels :

- Batteries de condensateurs HT qui sont raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charge.
- 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 [31].

B. Inductances

Elles sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes et les réseaux de câbles souterrains en heures creuses. Elles sont raccordées soit directement au réseau, soit branchées sur les tertiaires des autotransformateurs. Toutefois, ces inductances engendrent des harmoniques importants dont les filtrages nécessite des installations importantes où les pertes peuvent ne pas négligeables. Compte tenu de ces problèmes, elles sont en cours de déclassement.

II.6.6. Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT qui peuvent fournir ou absorber de l'énergie réactive sans mettre en jeu de puissance active. La fourniture de la puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements.

Ces machines qui sont constituées de 20 à 60 MVAR posent des problèmes de maintenance et leur installation nécessite des ouvrages de génie civil important et le coût est élevé tant en investissement qu'en exploitation. Leur emploi est de plus en plus abandonné principalement à cause de leur entretien trop onéreux [32].

II.6.7. PSS (Power System Stabiliser)

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique. Un choix adéquat des paramètres des PSS (Stabilisateur de système d'alimentation) engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système (figure II.12).

Les moyens cités ci-dessus sont certes efficaces mais présentent tout de même certaines limitations telles que : temps de réaction élevé, et génération d'harmoniques.

Aujourd'hui des systèmes de contrôle plus sophistiqués et de nouvelles structures à base d'électronique de puissance sont de plus en plus requis [33].

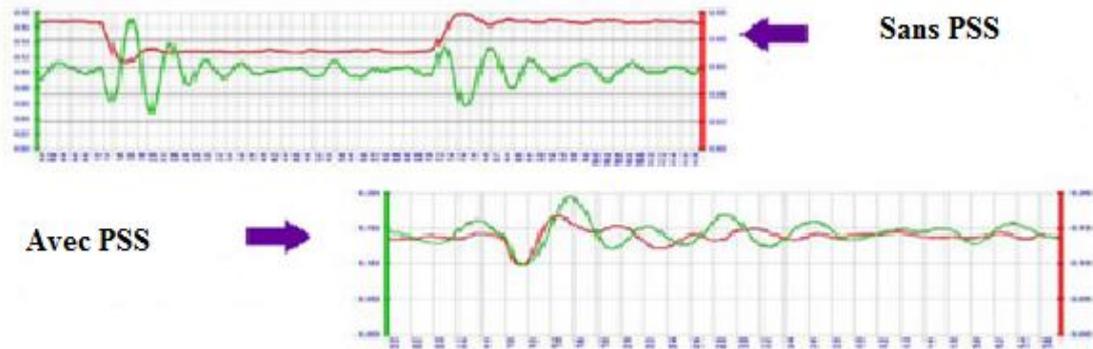


Fig. II.12 : Exemple du fonctionnement du PSS

II.6.8. Dispositifs de régulation 'FACTS'

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs 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 [34].

Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à réglageur en charge mécanique, etc. dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite [35].

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive ;
- Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimer, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages [36].

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories, à savoir :

- **Compensateurs séries**

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable comme le SSSC (figure II.13). En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en y insérant des éléments en série.

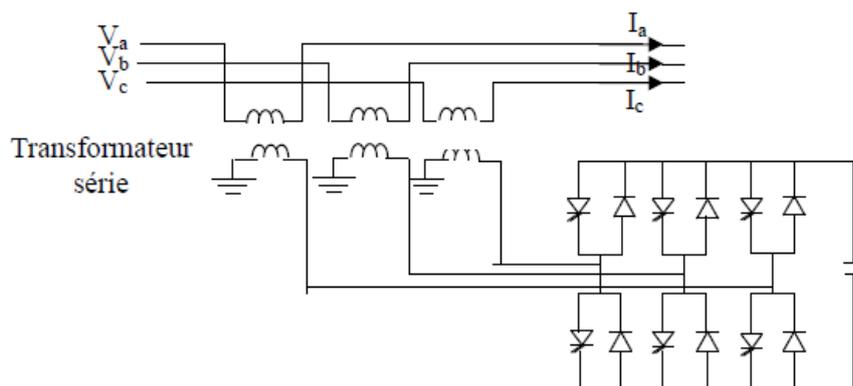


Fig. II.13 : Schéma de base de SSSC [31]

- **Compensateurs Parallèles**

Les compensateurs parallèles (comme le SVC et le STATCOM) sont utilisés depuis longtemps dans les réseaux électriques principalement pour contrôler les tensions aux niveaux désirés lorsque les conditions du système changent. Des réactances fixes ou mécaniquement commutés sont appliqués pour réduire au minimum les surtensions du système dans des conditions de faible charge et des condensateurs shunt fixes ou mécaniquement commutés sont appliqués afin de maintenir des niveaux de tension dans des conditions de forte charge. Dans les deux cas, les compensateurs shunts produisent une

impédance réactive shunt, variable qui est ajustée en fonction des conditions du réseau de transport [37].

- **Compensateurs hybrides (série – parallèle)**

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension V_R et V_S , impédance X_L et angle δ). Comme l'indique cette équation :

$$P = \frac{V_R V_S}{X_L} \sin \delta \quad (\text{II.1})$$

Par une combinaison des deux types de dispositifs shunt et série, comme le TCPAR, l'UPFC (figure II.14), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées [36].

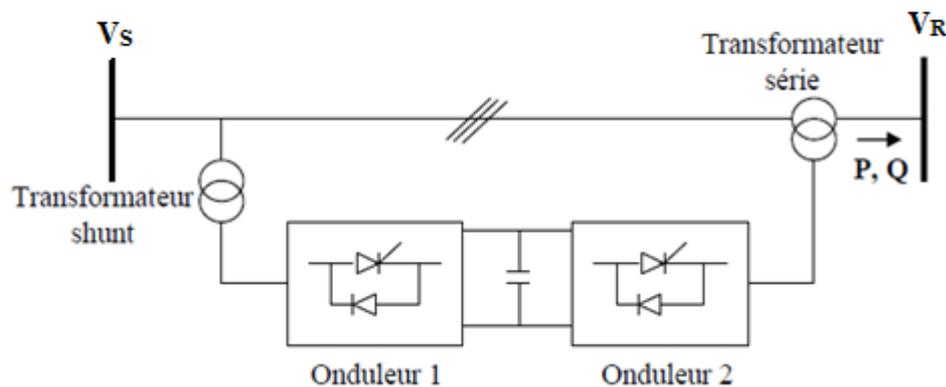


Fig. II.14 : Schéma de principe de l'UPFC

A. Compensateur statique de puissance réactive (SVC)

IEEE définit le SVC (Static Var Compensator) comme un générateur statique d'énergie réactive, shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des nœuds [38].

Le SVC est un dispositif FACTS de 1^{ère} génération connecté en shunt à la ligne et qui permet la génération ou l'absorption de l'énergie réactive et cela pour maintenir un niveau de tension désiré. Il est le plus souvent constitué de trois inductances câblées en triangle et réglées indépendamment par un variateur de courant à thyristors. Cela permet de rééquilibrer

le réseau par une action différenciée sur chacune des phases. On place un banc triphasé de condensateurs commutables en gradins pour compléter ce dispositif. La configuration la plus avancée du SVC est illustré par la (figure II.15).

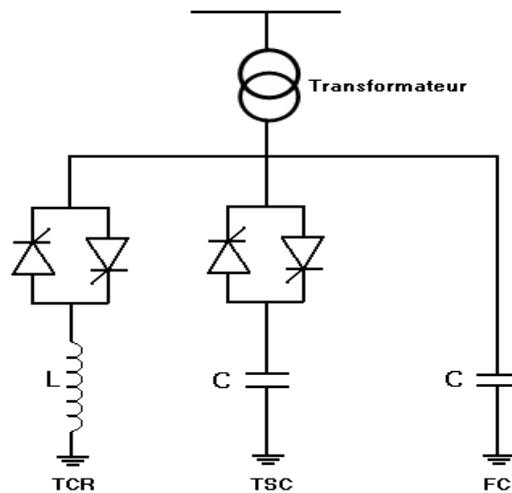


Fig. II.15: La Configuration la plus avancée du SVC [39]

A.1. Calcul de la réactance d'un SVC

Le SVC est composé d'un TCR et d'une capacité fixe et donc il suffit de calculer la réactance offerte par le TCR et de la mettre en parallèle avec la capacité pour avoir le résultat final. La réactance équivalent du SVC est donnée par :

$$X_{SVC}(\alpha) = j \frac{\pi X_L}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha - \pi \frac{X_L}{X_C}} \quad (\text{II.2})$$

Avec,

$$X_L = L\omega;$$

$$X_C = \frac{1}{c\omega};$$

α : Angle d'amorçage

A.2. Construction de la matrice d'admittance nodale

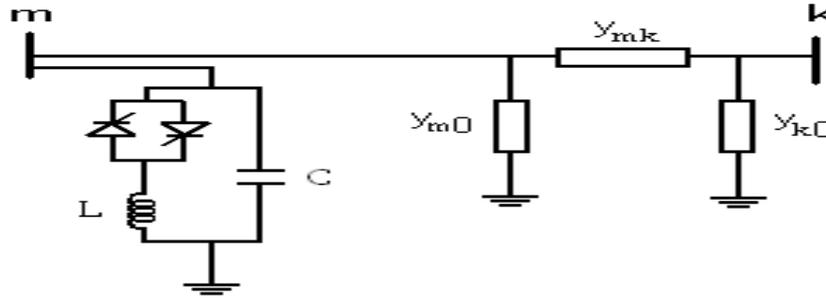


Fig. II.16: Introduction d'un SVC dans une ligne [39]

Pour un SVC branché au jeu de barres m comme montré dans la figure (II.16), la contribution du SVC à la nouvelle matrice d'admittance concerne l'élément shunt Y_{mm}^{ligne} .

Il en résulte la matrice d'admittance de la ligne modifiée par le SVC (II.3).

$$Y_{nouveau}^{ligne} = \begin{bmatrix} y_{mk} + y_{m0} + y_{SVC} & -y_{mk} \\ -y_{mk} & y_{mk} + y_{k0} \end{bmatrix} \quad (II.3)$$

Tel que :

$$y_{SVC} = \frac{1}{X_{SVC}} \quad (II.4)$$

$$y_{SVC} = j \frac{1}{X_L X_C} \left[X_L - \frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) \right] \quad (II.5)$$

B. Compensateur Statique (STATCOM)

Le STATCOM (Figure II.17), est un compensateur fonctionnant en parallèle avec la ligne de transmission. Son courant inductif ou capacitif de sortie peut être contrôlé indépendamment du réseau [40].

Le STATCOM est constitué d'un transformateur de couplage, un convertisseur de tension, et une source de stockage pour le côté DC. Le transformateur de couplage a deux rôles:

- Lier le STATCOM avec le système AC ;
- L'inductance de liaison a l'avantage que la source DC ne soit pas court-circuitée.

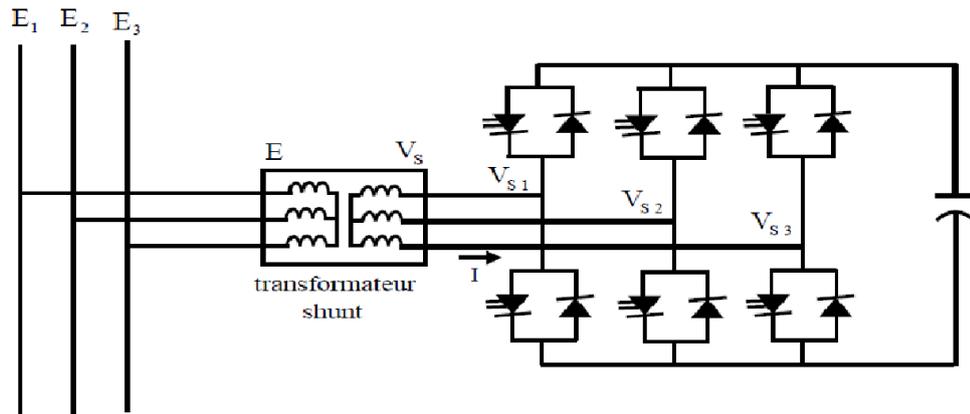


Fig. II.17 : Schéma de base du STATCOM [37]

Le rôle de STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec le réseau électrique. L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_s , la quelle est en phase avec la tension du réseau E . Le diagramme vectoriel de *STATCOM* est représenté sur la (figure II.18) ;

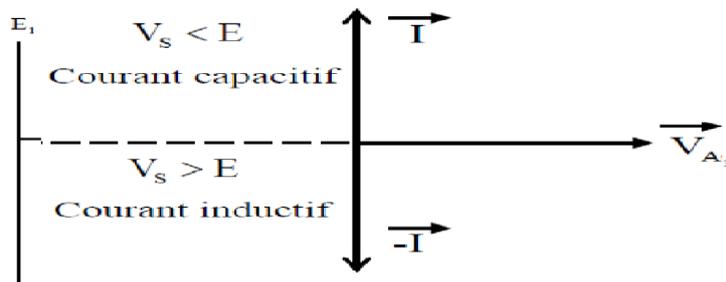


Fig. II.18 : Diagramme vectoriel de STATCOM

Le fonctionnement peut être décrit de façon suivante :

- Si $V_s < E$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $\frac{+\pi}{2}$ par rapport à la tension E ou le courant est capacitif.
- Si $V_s > E$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $\frac{-\pi}{2}$ par rapport à la tension E ou le courant est inductif.
- Si $V_s = E$, le courant circulant dans l'inductance est nul, il n'y a pas d'échange d'énergie.

On considère dans ce fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrées. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie V_S est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre une classification des perturbations pouvant toucher les réseaux électriques, à savoir, la fréquence, l'amplitude, la forme d'onde et le déséquilibre des courants et tensions, et qui engendrent des anomalies telles que les creux et coupures de tension, les variations de tension et de fréquence, les déséquilibres du système triphasé de tension et la présence d'harmoniques et d'inter-harmoniques.

Nous avons aussi présenté les modes de réglage de la tension par les systèmes classiques ainsi que, les dispositifs flexibles.

Chapitre III

Résultats de simulation

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons effectuer un calcul de l'écoulement de puissance à partir de la méthode de Newton Raphson appliquée sur un réseau maillé à six jeux de barres et sept lignes dans son état initial. Les différents grandeurs obtenues (tensions et puissances) du développement et de l'implantation sous MATLAB de cette méthode, seront présentées et discutées.

Nous allons injecter par la suite à ce même réseau une puissance de forme fluctuante (qui peut être une puissance issue d'un générateur éolien ou système photovoltaïque), dont le but de voir le comportement du réseau vis-à-vis de son injection, et d'évaluer ainsi les tensions aux jeux de barres, les puissances transitées, les chutes de tensions et les pertes de puissances dans les lignes.

Finalement, nous allons intégrer dans le réseau un dispositif de régulation de la tension dont le but est d'améliorer le profil de la tension et de minimiser les chutes de tensions ainsi que les pertes de puissances.

III.1 Topologie du réseau étudié

Le réseau étudié est celui présenté sur la figure III.1. Il est constitué de :

- Six (6) jeux de barres (Jdb) notés (Jdb1) à (Jdb6), dont le Jdb1 représente l'accès référence. Les Jdbs 2,3 ,4 et 6 sont des accès charges;
- Sept (7) lignes numérotées de (1) à (7) ;
- Quatre (4) générateurs notés de (Gen1) à (Gen4) ;

Les paramètres des lignes et des charges sont données en annexe.

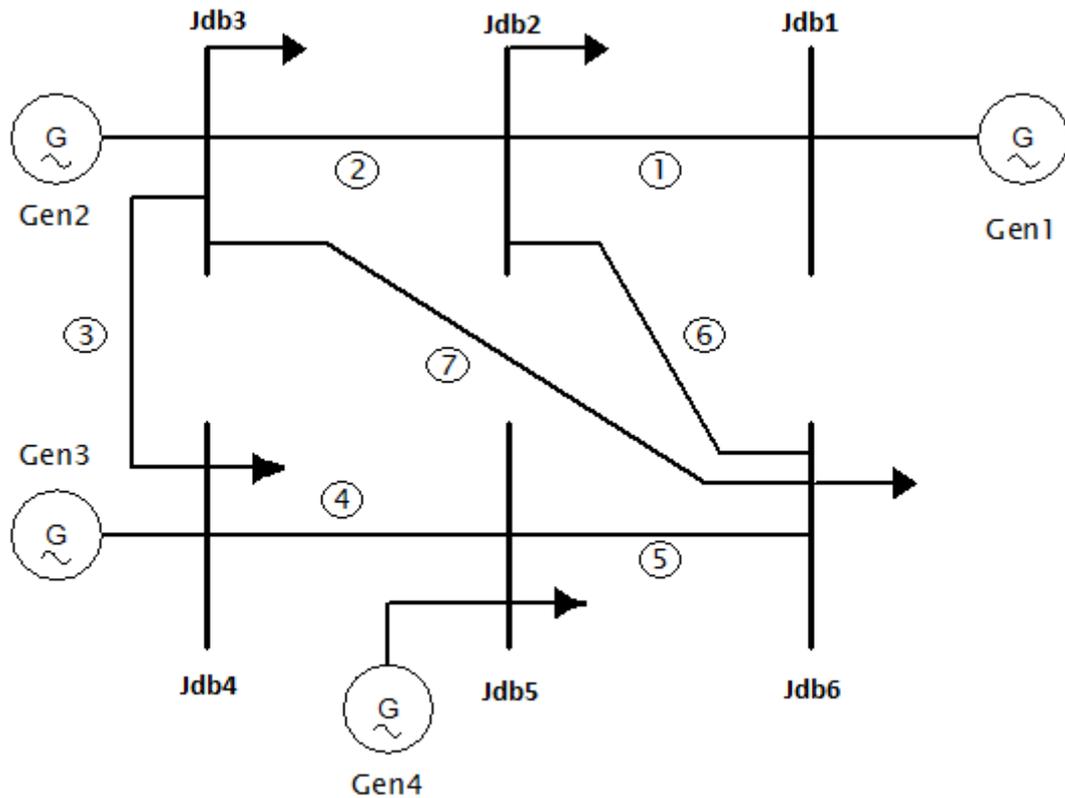


Fig. III.1 : Topologie du réseau électrique étudié

III.2 Résultats de simulation

III.2.1 Etat initial du réseau

Les résultats obtenus par le calcul de l'écoulement de puissance du réseau test sont représentés dans les tableaux (III.1) à (III.4) :

Tab. III.1 : Module des tensions aux accès (pu)

N° du Jeu de barres	1	2	3	4	5	6
Module des tensions	1.05	0.9840	1.0200	1.0100	1.0500	0.9411

Tab. III.2 : Phase des tensions aux accès (degré)

N° du Jeu de barres	1	2	3	4	5	6
Phase des tensions	0	-18.1246	-29.3374	-26.7269	7.1383	-27.7613

Tab. III.3 : Chutes de tension (pu)

N° de Lignes	1	2	3	4	5	6	7
Chute de tensions	0.3269	0.1990	0.0473	0.6012	0.6060	0.1672	0.0833

Tab. III.4 : Puissances transitées et pertes de puissances dans les lignes (pu)

N° de ligne	P_{tr}	Q_{tr}	ΔP	ΔQ
(1) de Jdb 1 à Jdb 2	1.9738	0.4235	0.0924	0.6217
(2) de Jdb 2 à Jdb 3	0.9056	-0.1794	0.0209	0.1856
(3) de Jdb 3 à Jdb 4	-0.3138	0.1627	0.0039	0.0159
(4) de Jdb 4 à Jdb 5	-0.6338	0.2280	0.0454	0.3983
(5) de Jdb 5 à Jdb 6	0.6708	0.1665	0.0923	0.3881
(6) de Jdb 6 à Jdb 2	-0.3865	0.0827	0.0263	0.0651
(7) de Jdb 6 à Jdb 3	-0.0190	-0.2648	0.0095	0.0215

Les figures (III.2) et (III.3) représentent respectivement les tensions aux Jdbs 2,6 et les chutes de tension dans les lignes, tandis que les puissances active et réactive transitées et les pertes de puissances active et réactive dans les lignes sont représentées respectivement sur les figures (III.4), (III.5), (III.6) et (III.7).



Fig.III.2 : Amplitude des tensions aux accès 2 et 6 (état initial)

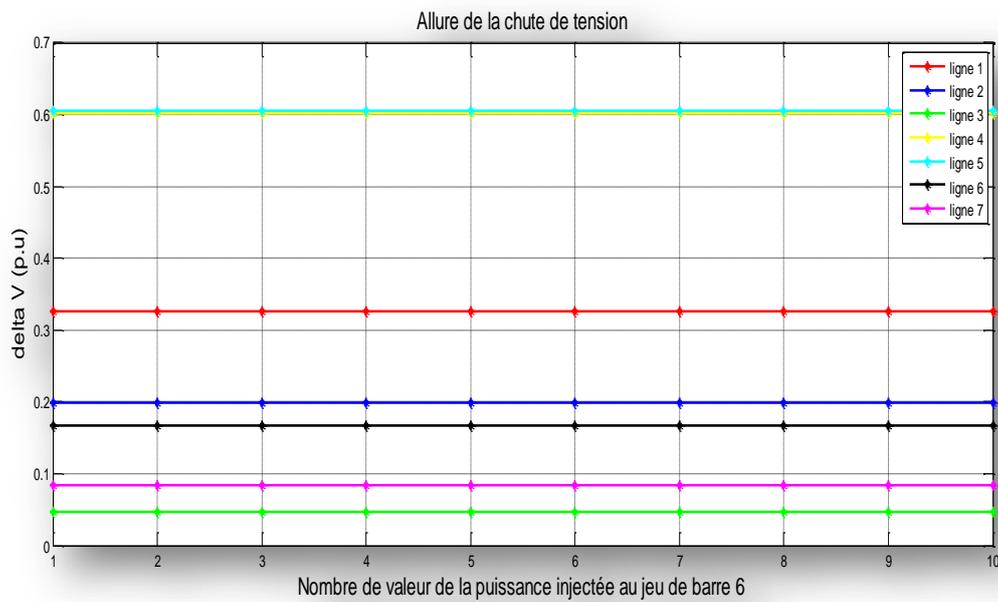


Fig.III.3 : Chutes de tension dans les lignes (état initial)

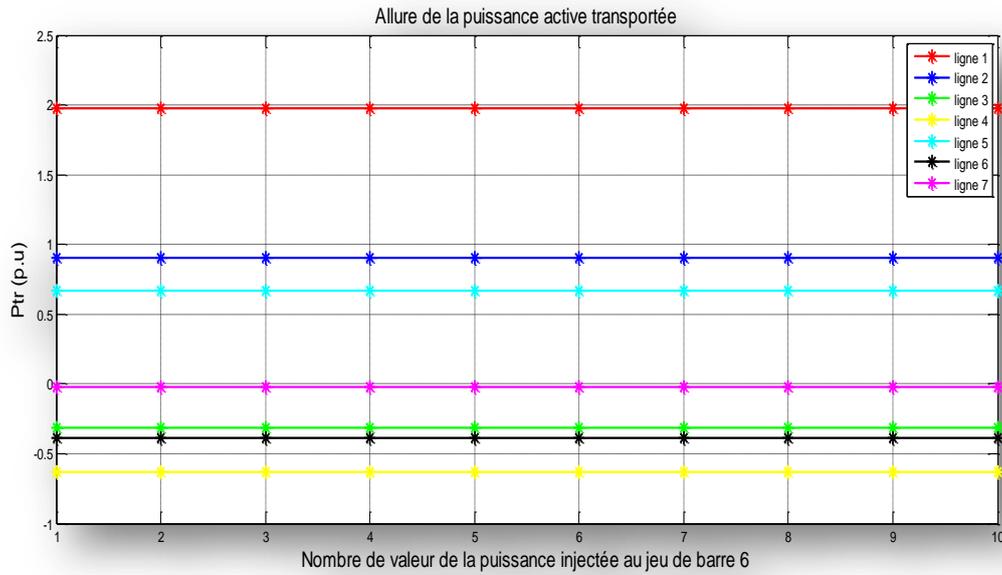


Fig.III.4 : Puissances actives transitées dans les lignes (état initial)

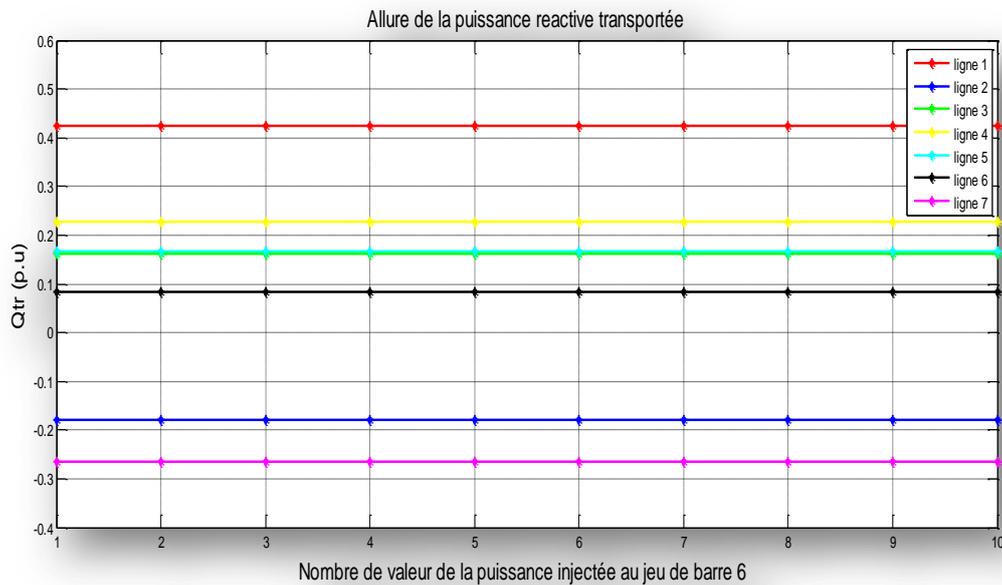


Fig.III.5 : Puissances réactives transitées dans les lignes (état initial)

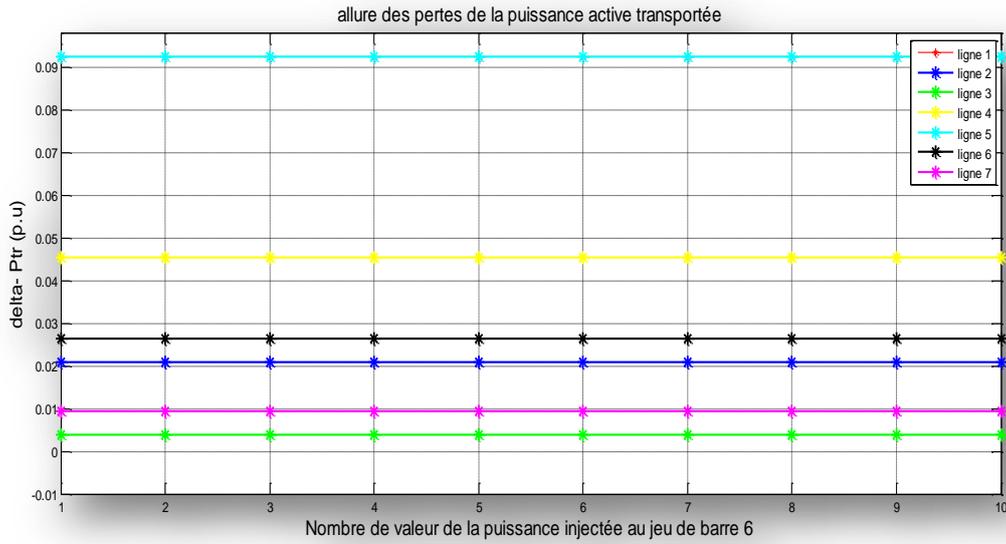


Fig.III.6 : Pertes de puissance active dans les lignes (état initial)

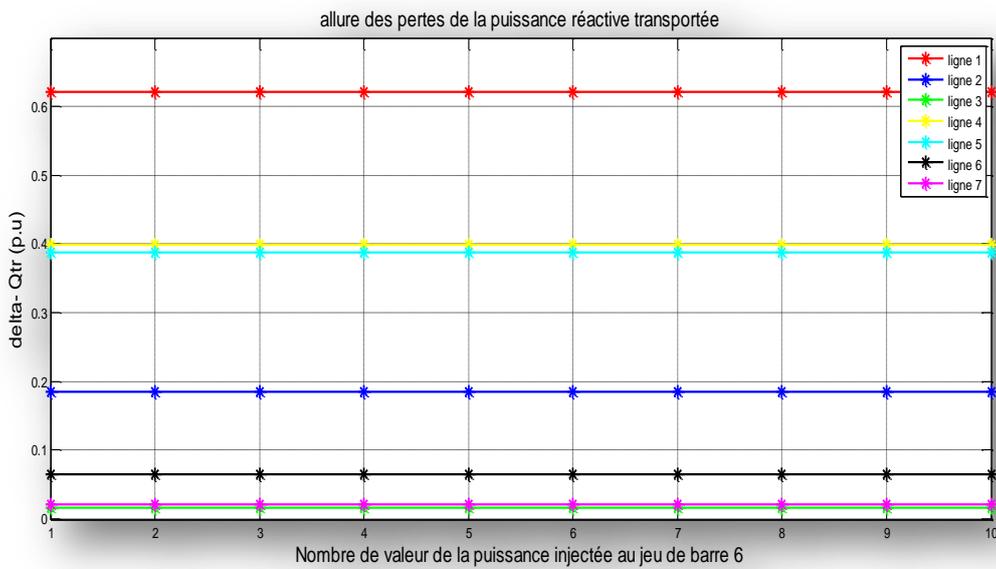


Fig.III.7 : Pertes de puissance réactive dans les lignes (état initial)

A. Interprétation des résultats

On observe à travers la figure (III.3), que le réseau test présente de fortes chutes de tension au niveau de la ligne (4) et (5). Ce problème est dû à l'énergie réactive consommée par les charges. La plus faible chute de tension est observée au niveau de la ligne (3). Les figures (III.4) et (III.5), montrent que les plus grandes puissances active et réactive sont enregistrées respectivement au niveau de la première ligne.

Dans les figures (III.6) et (III.7), on note que les pertes de puissances active et réactive les plus importantes sont situées au niveau de la ligne (1). Des signes négatifs des puissances représentent le sens de transit qui est inverse à celui adopté lors de la simulation.

III.2.2 Etat du réseau avec injection d'une puissance fluctuante

Dans le but de voir le comportement du réseau vis-à-vis d'une perturbation, nous avons injecté une puissance de forme fluctuante (considérée comme une puissance injectée par une production décentralisée PD) au Jdb 6 comme le montre la figure (III.8). Le Jdb 6 présente une amplitude de tension faible. Le taux de perturbation est choisi variable entre 20% (c.à.d. 0.6194 p.u.) à 30% (c.à.d. 0.7773 p.u.) de la puissance totale demandée par toutes les charges (qui est de 6.633 p.u.), comme illustré sur la figure (III.9).

L'amplitude de la tension aux Jdbs 2 et 6, la chute de tension dans chaque ligne, les puissances actives et réactives transitées dans les lignes ainsi que les pertes de puissances active et réactive sont présentés.

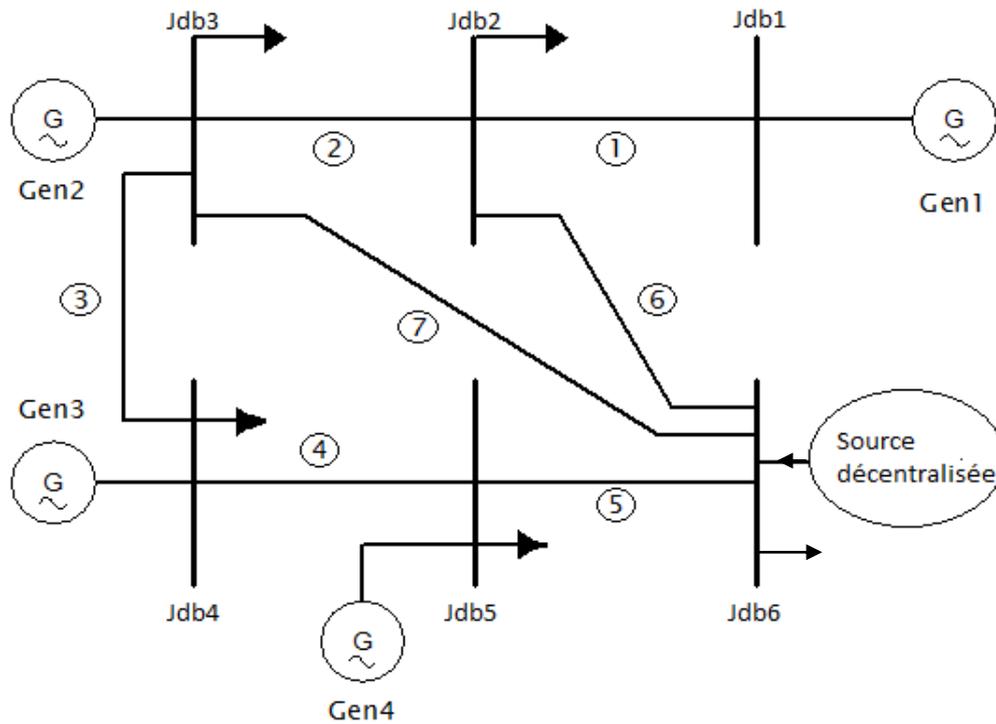


Fig.III.8 : Topologie du réseau électrique avec injection de la puissance fluctuante

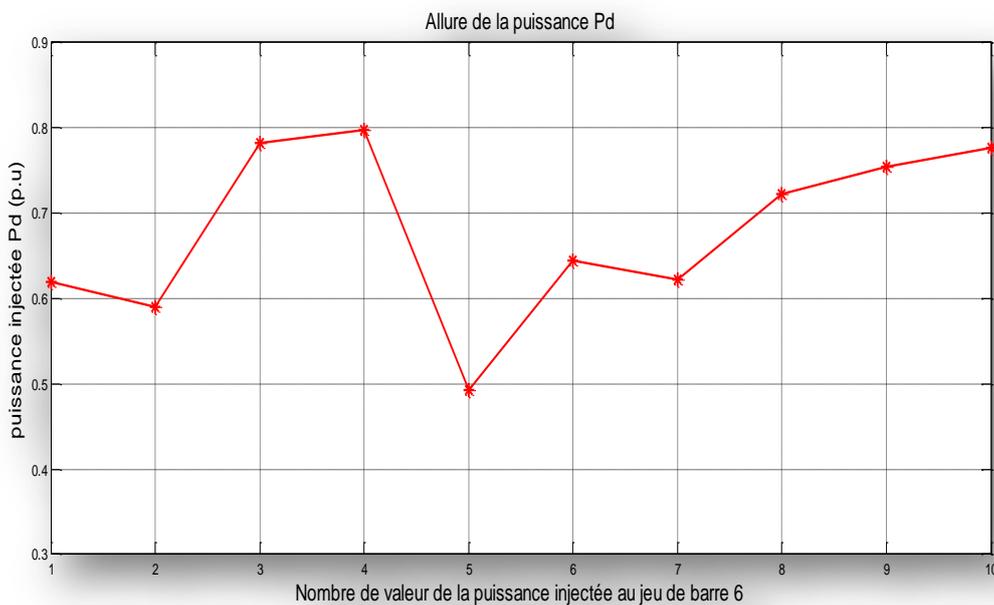


Fig.III.9 : Forme de la puissance injectée au Jdb 6

Un nouveau calcul d'écoulement de puissance est effectué pour observer l'impact de cette insertion sur l'évolution des tensions aux Jdbs du réseau et les puissances transitées dans les lignes. Les résultats obtenus sont représentés sur les figures (III.10) à (III.15) :

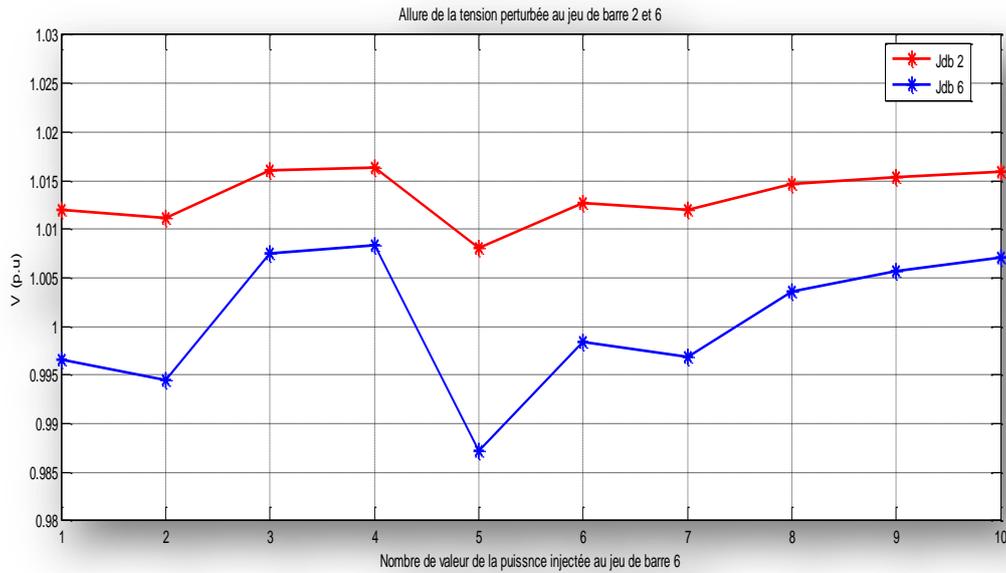


Fig.III.10 : Amplitudes des tensions aux Jdbs 2 et 6 après l’insertion de la PD

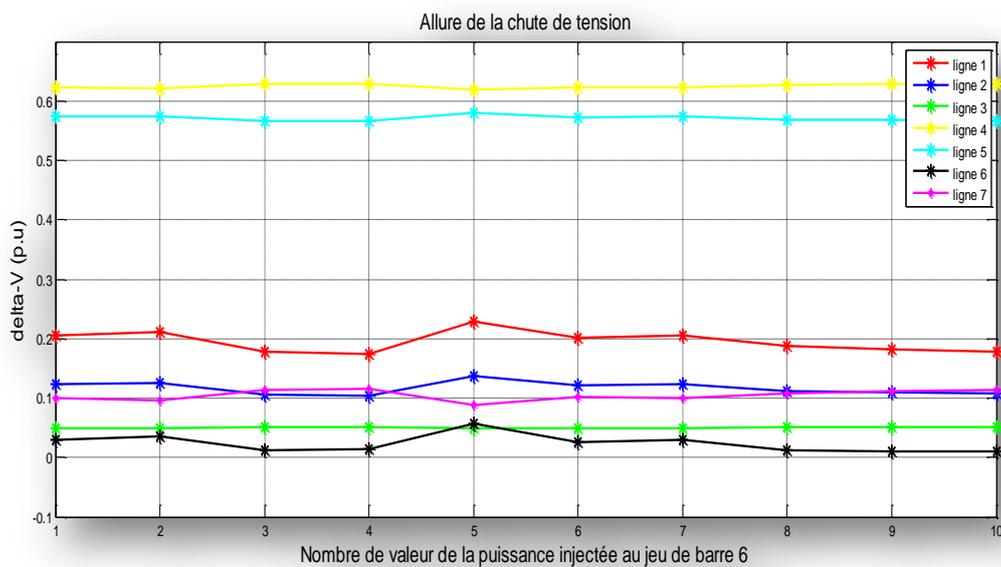


Fig.III.11 : Chutes de tension dans les lignes après l’insertion de la PD

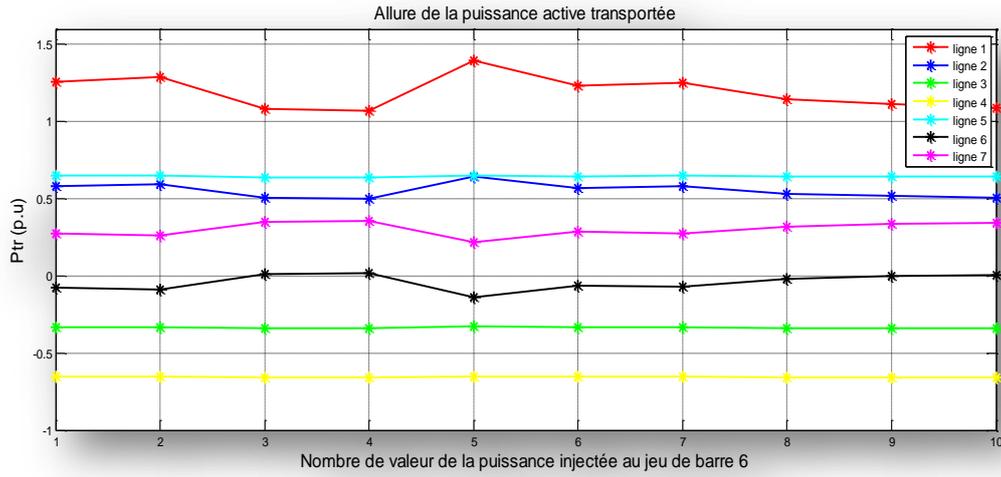


Fig.III.12 : Puissances actives transitées dans les lignes après l’insertion de la PD

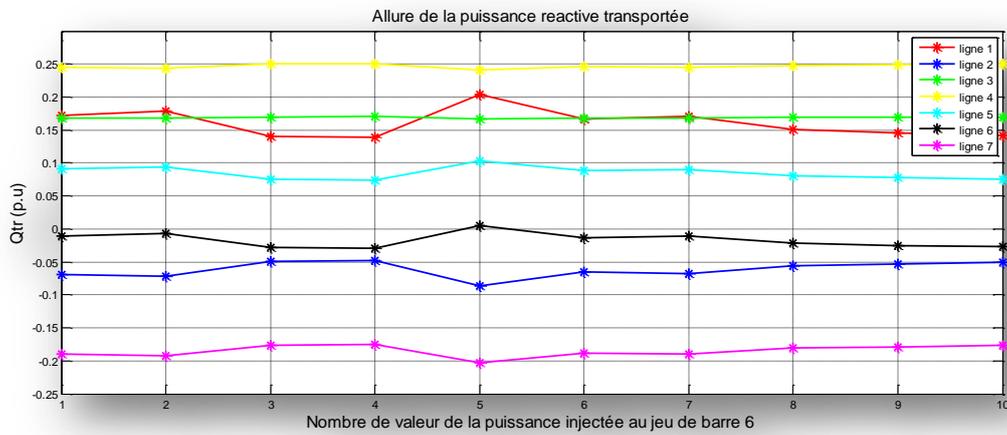


Fig.III.13 : Puissances réactives transitées dans les lignes après l’insertion de la PD

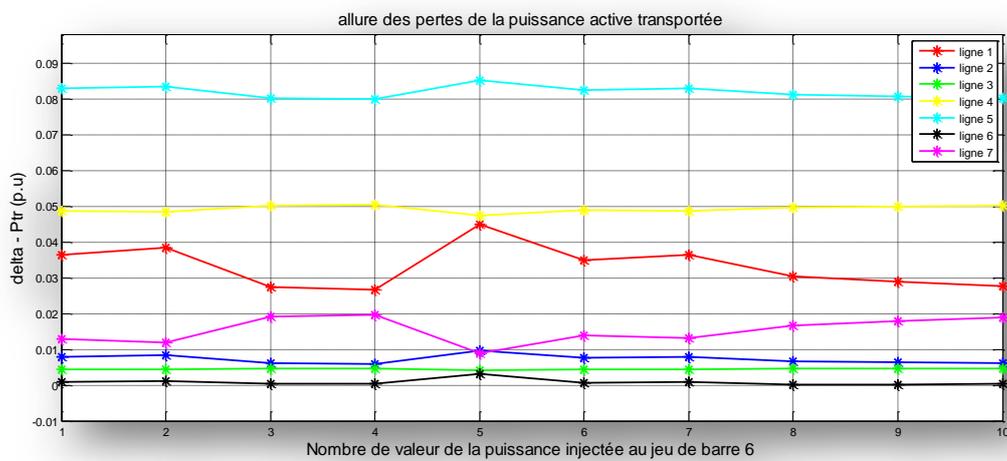


Fig.III.14 : Pertes de puissances actives dans les lignes après l’insertion de la PD

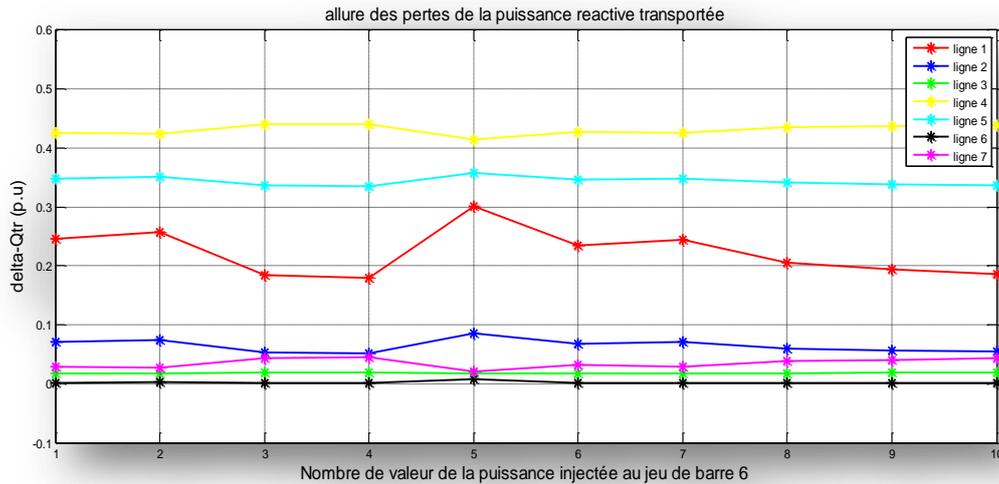


Fig.III.15 : Pertes de puissances réactives dans les lignes après l'insertion de PD

A. Interprétation des résultats

Le premier impact à remarquer de cette injection est l'amélioration de l'amplitude de la tension aux Jdb 2 (qui passe de 0.984 p.u à 1.019 p.u) et Jdb 6 qui subit la plus grande variation (qui passe de 0.94 p.u à 0.99 p.u.). On remarque aussi une diminution des chutes de tensions dans les lignes comme illustré sur les figures (III.10) et (III.11). En revanche, ces tensions sont d'une forme fluctuante car elles suivent le profil de la puissance fluctuante insérée au Jdb 6.

En comparant les résultats obtenus dans la figure (III.12) et le résultat de la figure (III.4), on remarque que les puissances actives qui transitent dans les lignes (6) (qui relie les Jdbs 2 et 6) et 7 (qui relie les Jdbs 3 et 6) augmentent par rapport autres lignes et une augmentation de la puissance réactive (figure III.13) aux niveaux des lignes (6) et (2) et ça est dû à l'injection de la PD au niveau du Jdb 6.

Nous avons remarqué aussi la diminution remarquable des pertes de puissances active et réactive dans toutes les lignes du réseau. La plus faible perte est enregistrée au niveau de la ligne (6), cela est dû à la diminution du transit de puissance dans certaine ligne (soulagement de ligne et des générateurs qui vont diminuer leur production).

III.2.3 Etat du réseau avec régulation de la tension

Malgré les différents moyens utilisés pour améliorer la stabilité et le contrôle des réseaux tels que les protections, les automates, les transformateurs à prises réglables en charge, les transformateurs déphaseurs, les compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, la modification des consignes de production, le changement de topologie du réseau, les doubles protections, les délestages, mais les incidents et les blackouts ont montré leur limite. Pour cela nous avons mis en évidence les dispositifs FACTS qui fournissent des nouvelles possibilités pour contrôler la puissance et la tension, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes.

Le but de cette partie est de réguler la tension pour qu'elle devienne plus stable et ceci en insérant un dispositif de régulation basé sur la fourniture ou absorption de l'énergie réactive au point de son insertion, c'est-à-dire, appliquer le principe de fonctionnement du STATCOM qui :

- Quand la tension du réseau est supérieure à celle du régulateur (qui est considérée comme la tension de référence), le régulateur doit absorber de l'énergie réactive pour diminuer la tension à son point de connexion au réseau (le régulateur aura un comportement inductif).
- Quand la tension du réseau est inférieure à celle du régulateur, le régulateur doit fournir de l'énergie réactive pour augmenter la tension à son point de connexion au réseau (le régulateur aura un comportement capacitif).
- Quand la tension du réseau est égale à celle du régulateur, il n'y a pas d'échange d'énergie.

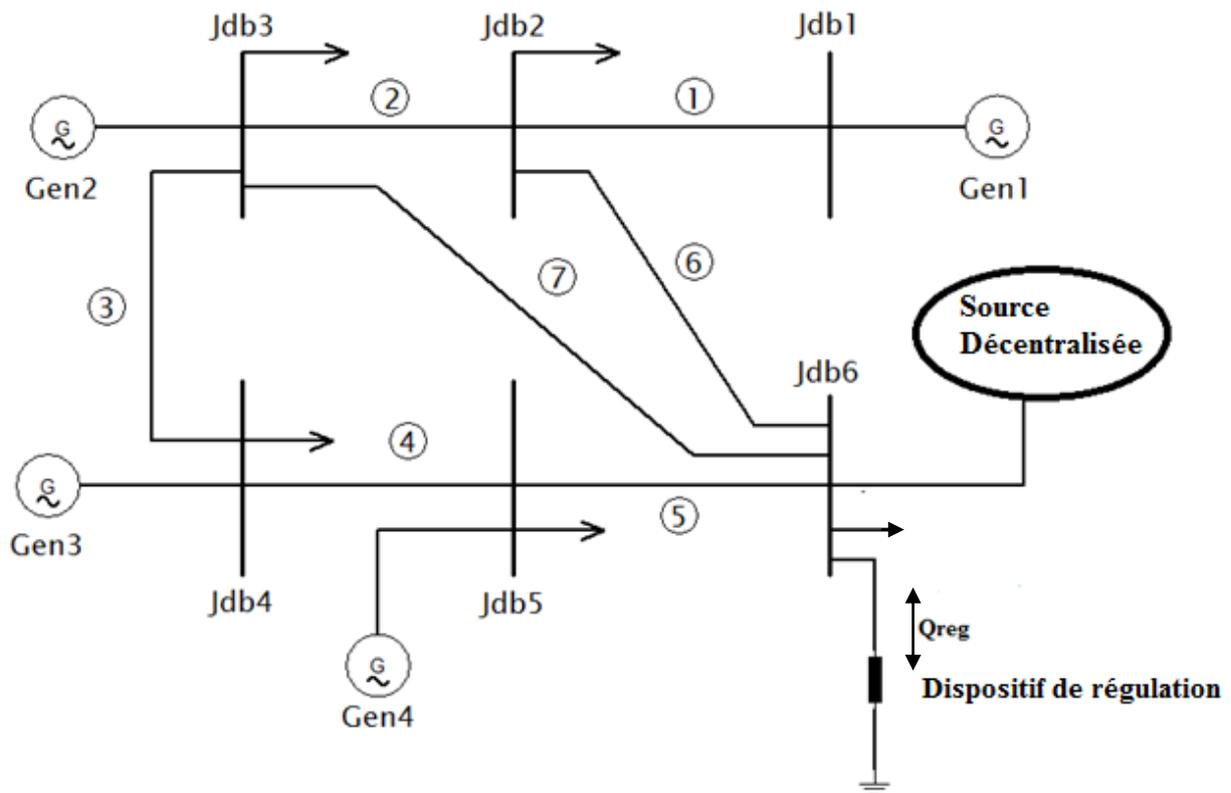


Fig. III.16 : Topologie du réseau électrique avec le régulateur

Les résultats obtenus sont représentés dans les figures suivantes :

Le régulateur peut avoir deux comportements, capacitif quand il fournit de l'énergie réactive et inductif quand il absorbe de l'énergie réactive, comme il est illustré sur la figure (III.17). Cette allure a été obtenue pour une tension de référence du régulateur qui a été choisie égale à 1.0 p.u par rapport à la valeur de l'amplitude de la tension au Jdb 6 (variable autour de cette valeur). Les valeurs négatives indiquent une fourniture d'énergie réactive et les valeurs positives indiquent l'absorption de la puissance réactive, de telle sorte à obtenir une tension au Jdb6 stable.

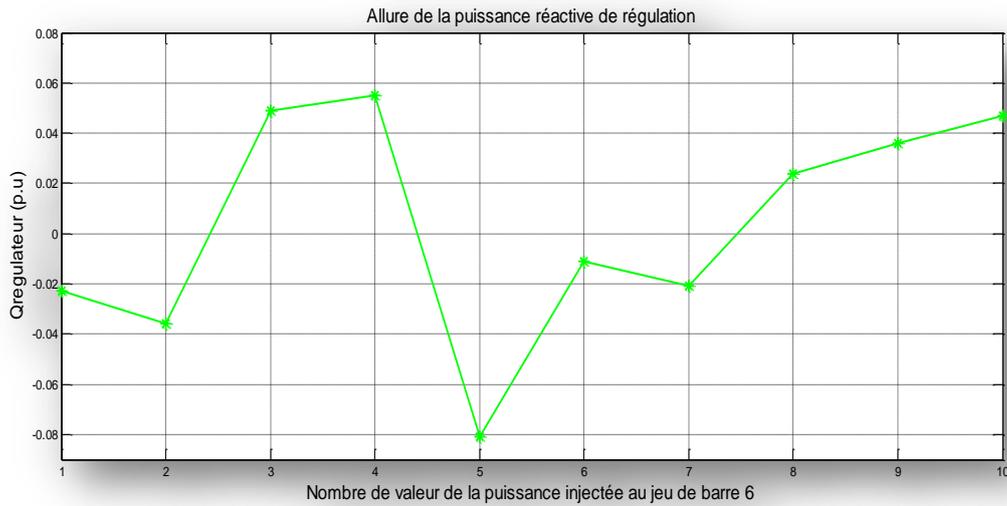


Fig. III.17 : Allure de la puissance réactive fournie/absorbée par le régulateur

Les nouvelles valeurs des amplitudes des tensions, des chutes de tensions, des puissances transitées ainsi que les pertes de puissances dans les lignes sont comme suit :

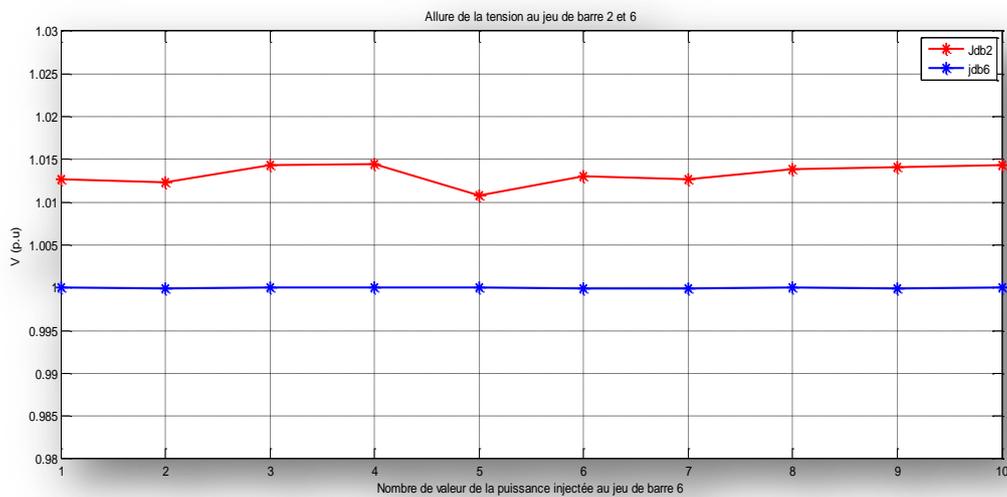


Fig. III.18 : Amplitude des tensions aux Jdbs 2 et 6 après régulation

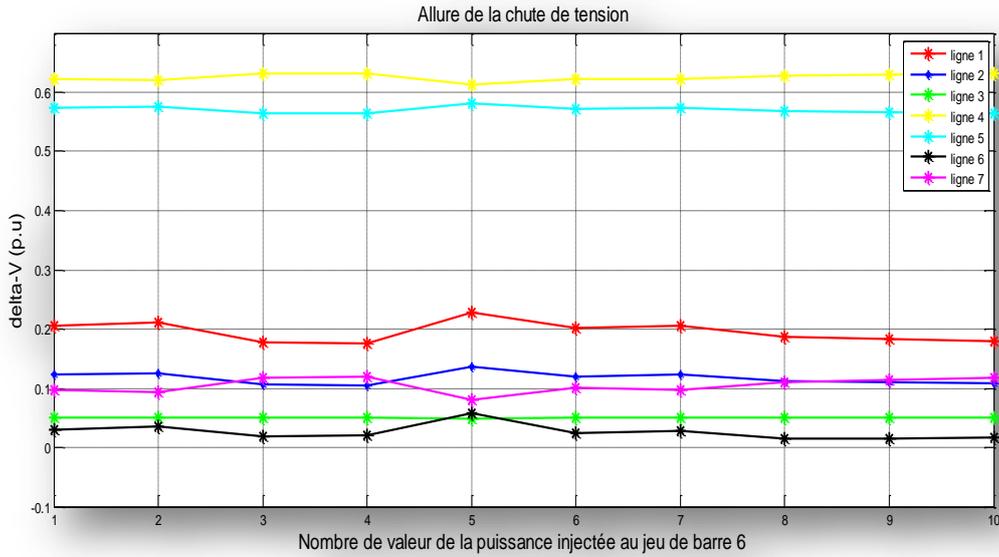


Fig. III.19 : Chutes de tensions dans les lignes après régulation

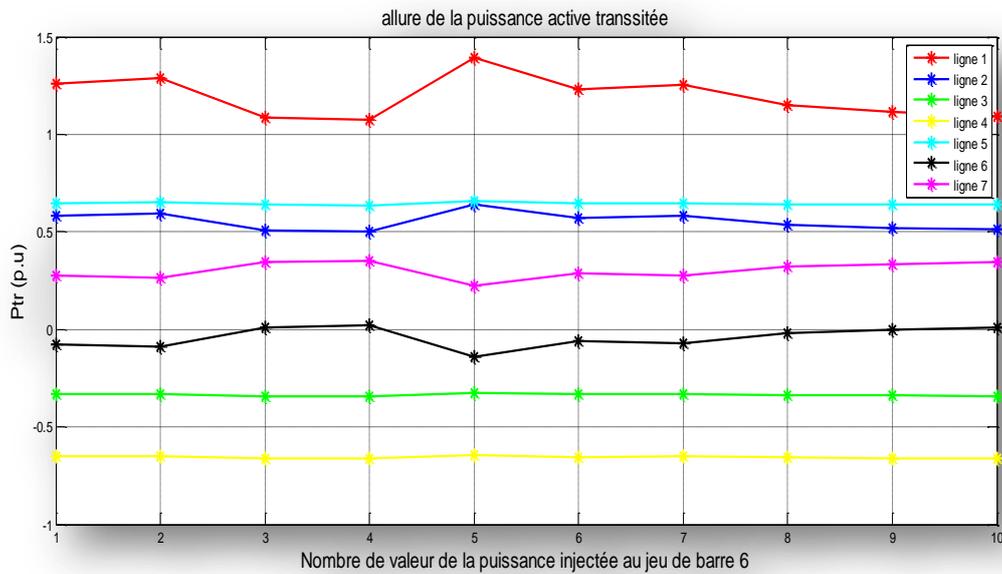


Fig. III.20 : Puissances actives transistées dans les lignes après régulation

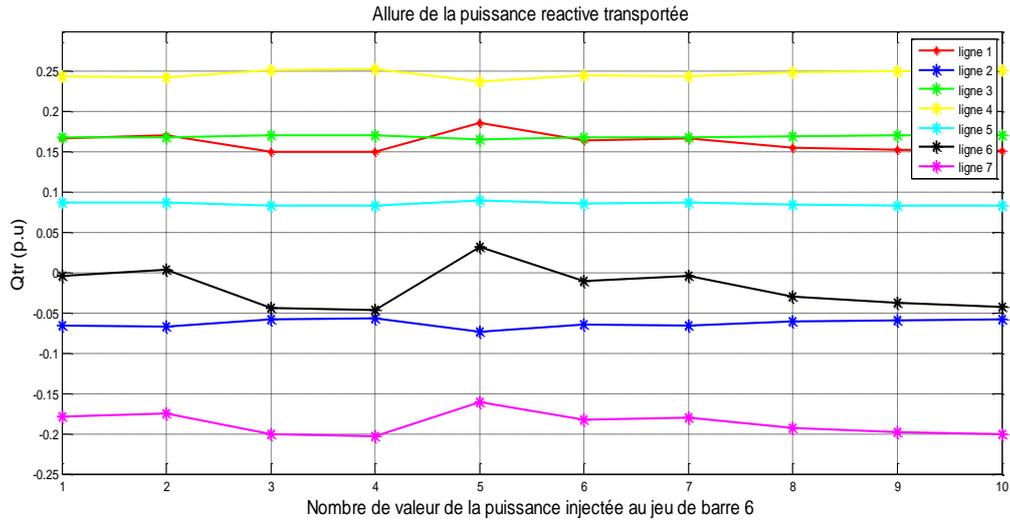


Fig. III.21 : Puissances réactives transitées dans les lignes après régulation

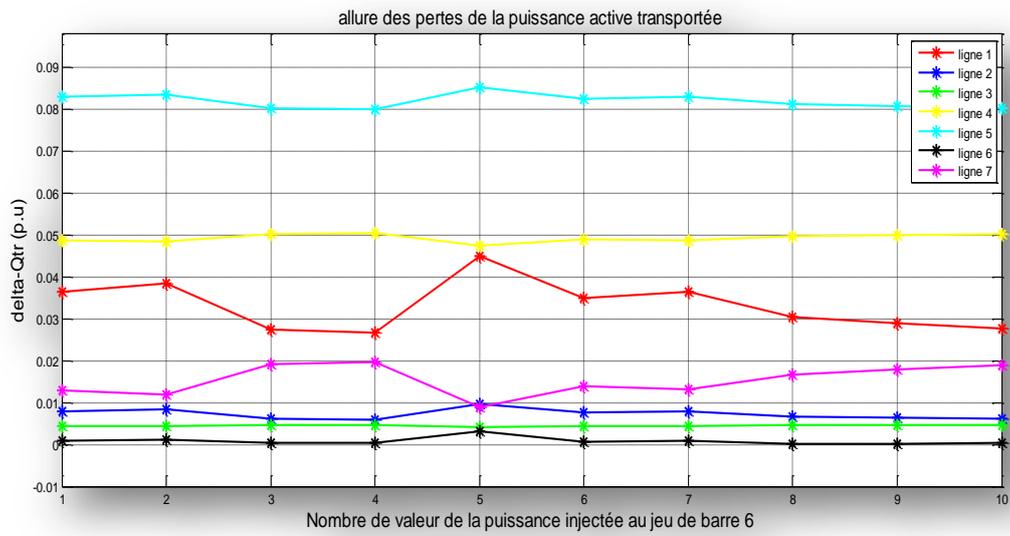


Fig. III.22 : Pertes de puissances actives dans les lignes après régulation

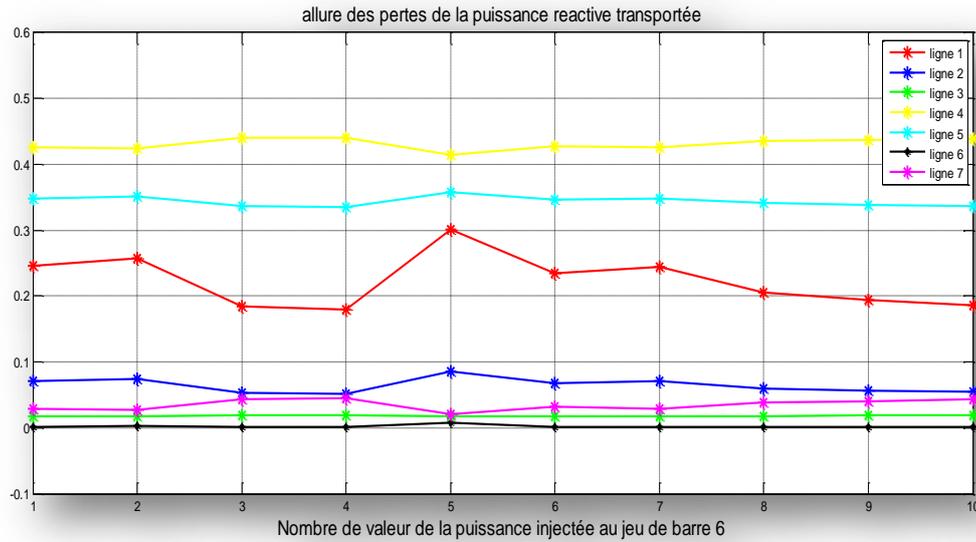


Fig. III.23 : Pertes de puissances réactives dans les lignes après régulation

On remarque bien une importante amélioration dans le profil de la tension aux Jdbs 2 et 6 grâce à cette régulation.

Une étude comparative a été effectuée pour évaluer les pertes totales dans les lignes pour différents états du réseau et son résumées dans le tableau III.5. On remarque bien une diminution remarquable des pertes de puissances totales dans le réseau.

Tab. III.5 : Pertes actives et réactives totales

Pertes / Etat du réseau	Etat initial	Avec l’insertion de PD	Avec régulateur
Pertes actives totales (p.u)	0.2907	0.1861	0.1853
Pertes réactives totales (p.u)	1.6362	1.0723	1.0705

A. Interprétation des résultats

La figure (III.17) illustre les échanges de puissances réactives effectuées entre le réseau et le régulateur, lorsque cette puissance réactive diminue le régulateur consomme et lorsqu'elle augmente, le régulateur fourni de l'énergie réactive, afin de réguler la tension à son point de connexion à la tension de référence.

La figure (III.18) présente l'amplitude des tensions aux Jdbs 2 et 6 après l'insertion du régulateur. On remarque que les tensions ont une forme moins fluctuante et plus stable. Les chutes de tensions aussi ont diminué après la régulation, d'où l'amélioration du profil de la tension.

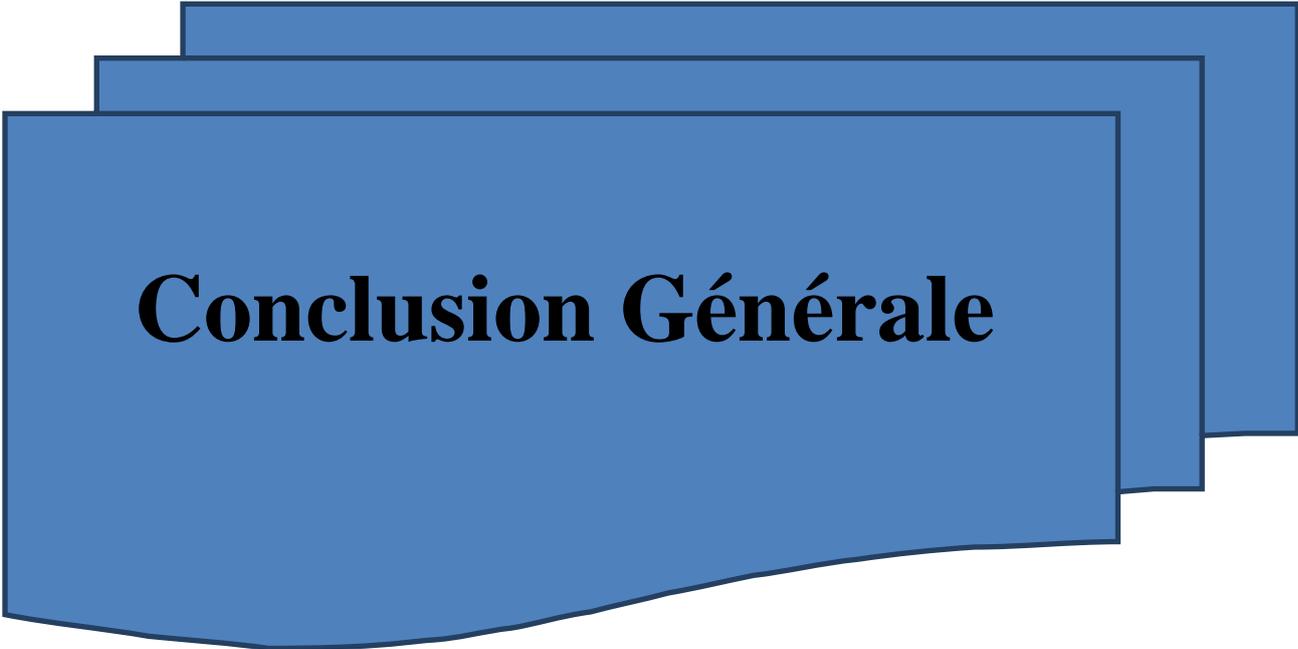
On remarque aussi dans les figures (III.20) et (III.21) qui représentent respectivement les puissances actives et réactives transportées dans les lignes, une diminution remarquable de la puissance active aux niveaux des lignes (2, 3 et 4) et la puissance réactive dans les lignes (2, 3 et 6), donc soulagement des lignes.

Une diminution des pertes de puissances actives et réactives dans les lignes, et les pertes active et réactive totales dans le réseau ont été aussi enregistrées à partir des figures (III.22) et (III.23) et le tableau (III.5). Les pertes actives totales passent de (0.2907) à (0.1861) après insertion de la PD et de (0.1861) à (0.1850) après régulation de la tension, tandis que, les pertes réactives totales passent de (1.6362) à (1.0723) après insertion de la PD et de (1.0723) à (1.0705) après régulation de la tension.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié un réseau à trois états, à savoir, état initial, état avec insertion d'une puissance de forme fluctuante au réseau et état avec régulation de la tension au point d'injection de cette puissance. Nous avons effectué un calcul d'écoulement de puissances par la méthode de Newton Raphson afin de voir l'évaluation des grandeurs tensions et puissances vis-à-vis de ses états.

Les résultats de simulation obtenus ont montré l'efficacité du régulateur à contrôler la tension et ce en absorbant ou en fournissant de l'énergie réactive nécessaire pour la stabilité de cette tension. Cette régulation a aussi permis de diminuer les pertes totales au niveau des lignes.



Conclusion Générale

Conclusion générale

Le réglage de la tension est indispensable pour une exploitation sûre du système électrique, pour minimiser les pertes de puissances et les chutes de tension, et exploiter les matériels dans leur domaine de fonctionnement normal.

Le travail présenté dans ce mémoire porte sur l'étude des techniques exploitées pour le réglage de la tension dans les réseaux électriques, afin d'illustrer ça, nous avons fait un calcul d'écoulement de puissance sur un réseau à six jeux de barre dans ces trois états : initial, avec injection d'une puissance de forme fluctuante, et avec insertion d'un régulateur. Le rôle du régulateur est de comparer sa tension de référence avec la tension du réseau, afin de fournir ou d'absorber de l'énergie réactive nécessaire pour réguler la tension.

Afin d'atteindre cet objectif, le mémoire a été subdivisé en trois chapitres :

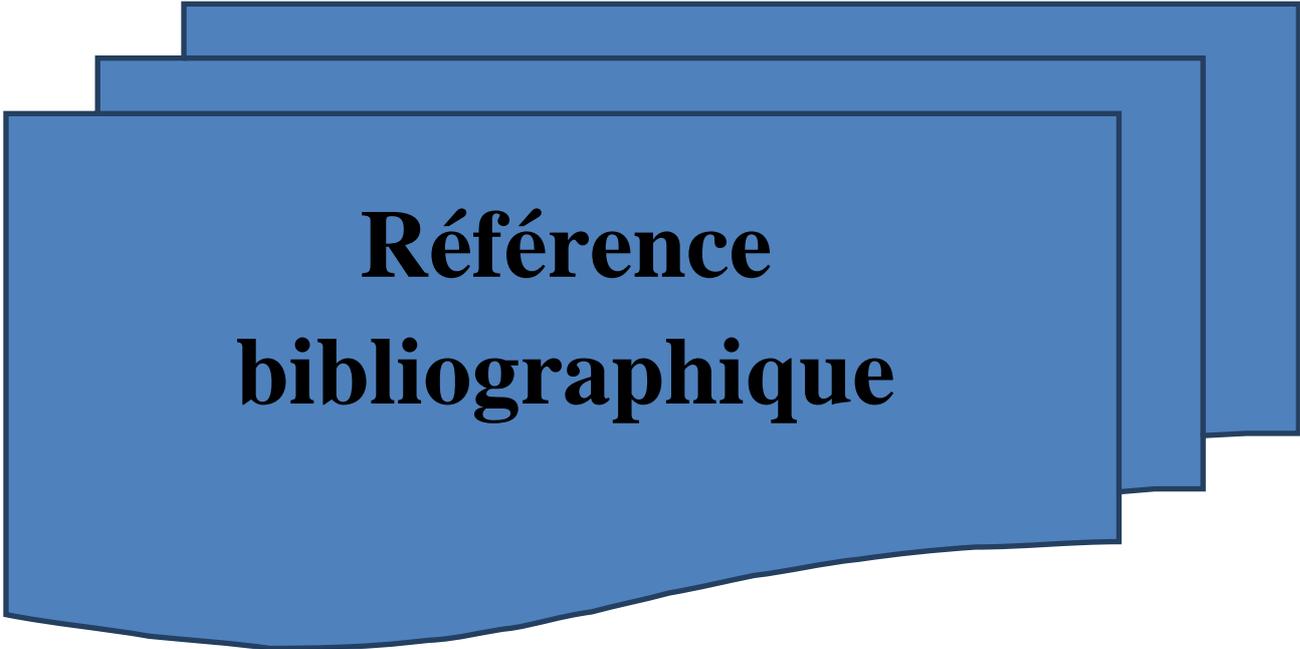
Dans le premier chapitre, nous avons mis en évidence un ensemble de généralités sur les réseaux électriques ainsi que leurs architectures et les niveaux de tension. Une partie de ce chapitre a été consacrée pour présenter la modélisation des éléments du réseau électrique, à savoir, la modélisation des lignes, des transformateurs ainsi que les générateurs et les charges. La dernière partie a été consacrée pour développer le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson.

Dans le deuxième chapitre nous avons donné un aperçu sur la qualité de l'énergie électrique, à savoir, la qualité de la tension ainsi que le courant. Par la suite, nous nous sommes intéressé à l'étude de la dégradation de la qualité de l'énergie électrique, et les différentes perturbations survenant sur les réseaux électriques. Les différents modes de réglages de la tension ont été développés à la fin du chapitre.

Dans le troisième chapitre, nous avons effectué un calcul d'écoulement de puissance sur un réseau électrique (dans son état initial) à six jeux de barres et sept lignes. Nous avons représenté les amplitudes des tensions et les déphasages au niveau de chaque jeu de barre, les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes de puissances actives et réactives, ainsi que les chutes de tensions dans les lignes. On a inséré par la suite une source de puissance fluctuante au niveau du Jdb 6 dont le but est de voir l'influence de cette dernière sur le profil de la tension et le transit de puissances.

Conclusion Générale

Afin d'améliorer le profil de la tension, un dispositif de régulation a été inséré, ce dispositif a montré son efficacité pour le contrôle de la tension et la diminution des pertes de puissances dans les lignes.



**Référence
bibliographique**

- [1] **B. Crappe**, <<Commande et régulation des réseaux électriques >> Chap.2 Traité EGEM série génie électrique, édition LAVOISIER, 2003.
- [2] **N. Hani**, << Contrôle de la tension et du transit de puissance dans un réseau électrique par les dispositifs FACTS >>, Mémoire de master, Université de Béjaia, 2013/2014.
- [3] **B. Berseneff**, << Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur >>, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, Décembre 2010.
- [4] **T. Wlidi, G. Sybille**, << Production de l'énergie électrique >>, Electrotechnique, 4^{ème} édition 2005.
- [5] **W. Carolina, B. Vicente**. << Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes >>, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2012.
- [6] **C. Puret**, << Les réseaux de distribution publique MT dans le monde >>, Cahier technique Schneider n° 155, Septembre 1991.
- [7] **I. Noui**, << Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC >>, Mémoire de Magister en électrotechnique, Université Mohamed Khider Biskra, juin 2012.
- [8] **V. Courtecuisse**, << Supervision d'une centrale multi sources à base D'éoliennes et de Stockage d'énergie connectée au réseau électrique >>, Thèse de Doctorat, université de Lille, 2008.
- [9] **M. Medjana, M. Mahmoudi**, << Calcul d'écoulement de puissance dans un réseau électrique avec la présence de l'UPFC >>, Mémoire de fin de cycle, Université de Béjaia, 2006/2007
- [10] **N. Aouzellag**, << Contribution à l'Amélioration de la Flexibilité dans les Réseaux Electriques Liée à l'Intégration des Générateurs Eoliens >>, Thèse de doctorat, Université de Béjaia, 2011.
- [11] **C. Apraез**, << Etude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire >>, Mémoire présenté à l'école de technologie supérieure université de Québec ,2012.
- [12] **A. Bouzidi**, << Modélisation et simulation des réseaux électriques >>, Cours de master I, Université de Bejaia, 2015/2016.

- [13] **A. Bounouira**, << Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques >>, Mémoire de magister, Université de Constantine I, Promotion 2013/2014.
- [14] **B. De Metz-Noblat, G. Jeanjean**, << Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels >>, Cahier technique Schneider n° 185, janvier 1997.
- [15] **V. Ignatova**, << 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 - Grenoble I, 2006.
- [16] **A. Kusko, Marc T. Thompson**, << Power quality in electrical systems >>, Article, chap3, p 41.42, 2007.
- [17] **K. Foued**, << Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT >>, Mémoire de magister, Université de Mentouri de Constantine, 2010.
- [18] **H. Boudjella**, << Contrôle des puissances et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC) >>, Mémoire de magister, Université de Djillali Liabes Sidi Bel Abbes, 2008.
- [19] **TransEnergie1999**, << Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec >>, Université de Québec, 15 juin 1999.
- [20] **K. Djazia**, << Etude des filtres actifs pour réseaux déséquilibrés et distordus >>, Thèse de doctorat, Université de Ferhat Abbass Setif 1, 2015.
- [21] **N. Guernoudj**, << Réglage de Tension dans un Réseau par Travée Self 220kv >>, Mémoire de magister, Université de EL Hadj Lakhdar Batna, 2015.
- [22] **L. Kartobi**, << Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques >>, Mémoire de magister, université l'USTHB, 2006.
- [23] **O. Richardot**, << Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée >>, Thèse de Doctorat en électrotechnique, université de Grenoble, 2006.

- [24] **B. Fouad, H. Boualem**, << Étude des dispositifs de couplage « Groupes de production-réseau de distribution», Atténuation des perturbations provenant du réseau>>, mémoire de master 2 en électrotechnique, université de A-Mira de Bejaia, 2014.
- [25] **P. Ferracci**, << La Qualité de l'énergie électrique >>, Cahier Technique Schneider n° 199, 2001.
- [26] **J.C.Passelergue**, << Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques >>, thèse de Doctorat de l'INPG, 1998.
- [27] **J.F.Canard**, <<Impact de la génération d'énergie dispersée dans le réseau de distribution >> Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2000.
- [28] **Haizea Gaztañaga Arantzamendi**, << Étude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée: application au micro réseaux >>, Thèse de doctorat INP Grenoble, 2006.
- [29] **S. Hamdi, F. Atmani**, << Étude comparative de deux procédés de compensation de l'énergie réactive >>, Mémoire d'ingénieur, Université de Bejaia, 2004.
- [30] **S. Boutaba**, << Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC >>, Thèse de magister, Université Hassiba Ben Bouali, Chlef, 2009.
- [31] **Mohammed Seghir Fridjat, M. Amara**, << Contribution à l'étude des systèmes De compensation FACTS pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport>>, Mémoire de master 2, Université d'EL-Oued, 2014.
- [32] **J.XU**, << Filtrage actif shunt des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité >>, thèse de doctorat de l'INPL, Nancy, 1994.
- [33] **S. Mouassa**, << Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode méta heuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS >>, Mémoire de magister, Université de Ferhat Abbass Setif, 2012.

- [34] **B. Kouadri**, << Etude et modélisation d'un STATCOM utilisant des onduleurs multi niveaux en cascade >>, CIMASI-2000, 23-25, Maroc, Octobre 2000.
- [35] **R. Benabid**, << Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques >>, Université Amar Telidji, Laghouat, 2007.
- [36] **L. Boukarana**, << Impact des Convertisseurs Statique Multi Niveaux sur les Performances des Systèmes UPFC >>, Mémoire de magister, Université de Batna 2, 2011.
- [37] **L. Delendi**, <<Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS >>, Mémoire de magister, Université de Batna, 2009.
- [38] **J.C.Passelegue**, << Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques>>, Thèse de doctorat, Institut Nationale Polytechnique de Grenoble, 1998.
- [39] **L. Boualem, Moussaoui. S**, << Étude et Simulation des Dispositifs FACTS >>, mémoire de master II, université de Bejaia, 2007.
- [40] **P. Petitclair**, << Modélisation et Commande de structures FACTS: Application au STATCOM >>, Thèse de doctorat de l'INPG, 1997.

$S_{base}=100\text{MVA}$;

$U_{base}=100\text{KV}$;

Tab. A.1 : Données aux accès

Nœuds	Type	G, p.u	B, p.u	V, p.u	Générateurs		Charges		Delta
					P, p.u	Q, p.u	P, p.u	Q, p.u	
1	1	0	0	1.050	1.968	0.106	0.000	0.000	0.00
2	2	0	0	1.000	0.000	0.000	0.563	0.290	0.00
3	3	0	0	1.020	0.530	0.431	1.700	0.090	0.00
4	3	0	0	1.010	0.600	0.276	0.916	0.150	0.00
5	3	0	0	1.050	3.820	0.150	2.470	0.524	0.00
6	2	0	0	1.000	0.000	0.000	0.984	0.100	0.00

Tab. A.2 : Données des lignes

Jdb i	Jdb j	R, p.u	X, p.u	B, p.u
1	2	0.0250	0.1682	0.259
2	3	0.0238	0.2108	0.3017
3	4	0.0328	0.1325	0.0325
4	5	0.1021	0.8957	0.2406
5	6	0.2130	0.8957	.02406
6	2	0.1494	0.3692	0.0412
6	3	0.1191	0.2704	0.0328

Tab. A.3 : Données des générateurs

Jdb	Pgmin, MW	Pgmax, MW	Qgmin, MVar	Qgmax, MVar
1	150	200	-138	138
3	30	63	0	98
4	50	70	-81	81
5	380	400	-110	226