



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
Ecole Supérieure Polytechnique

MENTION GENIE ELECTRIQUE



Premier Partenaire des Professionnels



Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du Diplôme de Master à visée de recherche

*Parcours : Ingénierie des Systèmes Electriques et Développement Durable
(I.S.E.D.D)*

OPTIMISATION DE COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

Présenté et soutenu par : Mr BISY Antoine Bel

Directeur du Mémoire : Mr Yvon ANDRIANAHAHARISON, Professeur titulaire au sein de
la mention Génie Electrique

Date de Soutenance : 02 Octobre 2020

Promotion 2018



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
Ecole Supérieure Polytechnique

MENTION GENIE ELECTRIQUE



CERESA

Centre d'Etude des Réseaux Electrique
et des Systèmes Associés

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du Diplôme de Master à visée de recherche

Parcours : Ingénierie des Systèmes Electriques et Développement Durable (I.S.E.D.D)

OPTIMISATION DE COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

Présenté et soutenu par : BISY Antoine Bel

Directeur du Mémoire : Mr ANDRIANAHAHARISON Yvon, Professeur titulaire à l'ESPA

Membres de Jury :

- Docteur RAKOTONIAINA Solofo Hery, Enseignant Chercheur au sein de la Mention Génie Electrique ;
- Docteur RAMAROZATOVO Vonjy, Enseignant Chercheur au sein de la Mention Génie Electrique ;
- Docteur RANDRIAMORA Edmond, Enseignant Chercheur au sein de la Mention Génie Electrique ;
- Docteur RABENJARIVELO Patrice, Enseignant Chercheur au sein de la Mention Génie Electrique ;

Date de Soutenance : 02 Octobre 2020

Promotion 2018

TENY FISAORANA :

Ny rano tsy mandriandriana fahatany fa ao vato, ny setroka tsy midonaka fahatany fa ao afo, ary ny asa soratra tahak'itony tsy vitavita fahatany fa ao ireo nanampy tamin'ny fanatontosana azy. Ka tsy aritro ny tsy hisaotra ireo rehetra izay nandray anjara tamin'ny lafiny maro isan-karazany, tamin'ny famitàna an'ity boky ity. Ka isaorako voalohany amin'nizany izy Andriamanitra, nitantana, nanome fahasalaman'ny vatana sy saina hatramin'izay ka hatramin'izao. Tsy haiko ihany koa ny tsy hisaotra an'ireto olona ho tanisaiko manaraka ireto, izay nanampy tamin'ny fomba isankarazany arakaraky ny sokajy misy azy tsirairay avy.

- Andriamatoa RAKOTOSAONA Rijalalaina, talean'ny Sekoly Ambony Politeknika Antananarivo.
- Andriamatoa RAMAROZATOVO Vonjy, tompon'andraikitra voalohany ao amin'ny sampampianarana « Génie Electrique », sady mpitsara an'ity boky ity ihany koa.
- Andriamatoa ANDRIANAHAHISON Yvon, izay nahafatrapo nanaramaso ity asa ity, nahafoy fotoana na dia teo aza ireo adidy sy andraikitra lehibé maro sahaniny.
- Andriamatoa RAKOTONIAINA Solofo Hery ; RANDRIAMORA Edmond ; RABENJARIVELO Patrice, mpampianatra mpikaroka ato amin'ny Sekoly Ambony Politeknika Antananarivo, izay nanaiky ny ho mpitsara ity asa ity
- Ireo mpampianatra mpikaroka sy mpandrahahara rehetra ato anatin'ny Sekoly Ambony Politeknika Antananarivo.
- Ianareo Ray aman-dReny sy iraitampo: BISY Eustase sy RAZAFINDRAFARA Solange ary BISY Angelette, izay nanohana tamin'ny lafiny arapitaovana sy arak'hevitra nandritran'izay fotoana nianarako izay.
- Ianareo fianakaviana izay nanampy tamin'ny lafiny maro samihafa
- Ianareo namana, mpiaramianatra, mpiray fikambanana sy izay rehetra tsy voatanisa, nandray anjara tamin'ny fanatontosana an'ity boky ity.

Sitraka enti-matory ny nataonareo, ka ho valiana raha mahatsiah, fa izay tsy voavaliko kosa, enganie hovalian'Andriamanitra avo zato heny aminareo.

TABLE DES MATIERES :

TENY FISAORANA :	i
TABLE DES MATIERES :	ii
LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES	v
LISTE DES FIGURES :	vii
LISTE DES TABLEAUX	ix
INTRODUCTION :.....	1
Chapitre 1 : Etat de l'art	2
1.1. L'énergie électrique	2
1.1.1. Définition de l'énergie.....	2
1.1.2. Les différentes formes de l'énergie ^[23]	2
1.1.3. L'énergie électrique :.....	3
1.2. Problématique de distribution de l'énergie électrique ^[6]	9
1.2.1. Exigence de qualité de l'énergie électrique.....	9
1.2.2. Stabilité du réseau électrique ^[20]	11
1.2.3. Chute de tension ^{[2][3]} :	12
1.2.4. Perte active ^[2] :	12
1.2.5. Puissance de transmission et dimension d'une ligne.....	13
1.2.6. Nécessité de la compensation d'énergie réactive	13
Chapitre 2 : Présentation de la compensation, des dispositifs de compensation et de leur modélisation.	15
2.1. Présentation de la compensation de l'énergie réactive ^{[1][2][3][7][9]}	15
2.1.1. Principe de la compensation de l'énergie réactive ^[4]	15
2.1.2. Puissance réactive de compensation ^[4] :	16
2.1.3. Coefficient de compensation	17
2.1.4. Définition de la compensation.....	17
2.1.5. Moyens de compensation ^{[2][17]}	17
2.1.6. Modes de compensation ^{[1][7]} :	19
2.1.7. Les techniques de compensation ^{[2][9]}	22
2.1.8. Système et type de compensation.....	26
2.1.9. Procédure de mise en œuvre de la compensation :.....	30
2.1.10. Analyse économique de la compensation.....	31
2.2. Les différents types des compensateurs FACTS ^{[2][17]}	32

2.2.1. Les compensateurs FACTS à base de Thyristor ^{[3][17]}	32
2.2.2. Les compensateurs FACTS à base de convertisseur de tension	35
2.3. Modélisation des dispositifs de compensations ^{[2][3][18]} :	39
2.3.1. Modèle de l'élément shunt	39
2.3.2. Modélisation des dispositifs de compensation FACTS	40
2.3.3. Modèle du compensateur statique de puissance réactive (SVC) :	42
2.3.4. Modèle du compensateur statique de puissance réactive (STATCOM) ^[15]	44
2.3.5. Modélisation de TCSC :	45
2.3.6. Modélisation mathématique du compensateur universel « UPFC » ^[15]	46
Chapitre 3 - Les méthodes d'optimisation de compensation de l'énergie réactive (OCER)	49
3.1. Introduction à la notion d'optimisation ^{[2][12][13][19]}	49
3.1.1. Qu'est-ce qu'un problème d'optimisation ?	49
3.1.2. Concept de base d'optimisation ^[2] :	50
3.2. Formulation du problème d'OCER ^{[14][16][21]}	52
3.2.1. Fonction objective :	52
3.2.2. Les Contraintes ^[16] :	53
3.3. Résolution des problèmes d'OCER	54
3.3.1. Optimisation de l'utilisation des batteries classiques des condensateurs dans un système électrique ^[1]	55
3.3.2. Approche plus approfondie de l'OCER.....	62
3.3.3. Présentation des méthodes numériques d'OCER :	66
Chapitre 4 : Application : « Optimisation de la compensation de l'énergie réactive (O.C.E.R.) du nouveau réseau de Fotsialanana »	69
4.1. Analyse du réseau avant compensation (SCENARIO 1) :	70
4.1.1. Données du réseau.....	72
4.1.2. Resultat de la simulation 1	72
4.1.3. Interprétation des résultats avant compensation	73
4.2. Démarche de la compensation du réseau (SCENARIO 2).....	74
4.2.1. Choix des compensateurs	74
4.2.2. Emplacement optimal de la « Shunt Filtre C ».....	75
4.2.3. Taille optimale du « Shunt Filtre C ».	75
4.2.4. Résultat de la simulation 2.	76
4.2.5. Interprétation des résultats avant compensation	76

4.3. Démarche de l'Optimisation de Compensation d'Energie Réactive (SCENARIO 3).	
77	
4.3.1. Sélection de la fonction Objectif et les paramètres	78
4.3.2. La formulation des contraintes :	78
4.3.3. Contrôle de Convergence	79
4.3.4. Résultat de la dernière simulation	80
4.3.5. Interprétation des résultats.....	80
4.4. Comparaison des trois scénarios.....	81
CONCLUSION :	82
BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE	I
ANNEXES 1 : PowerFactory ^[8] :	III
ANNEXES 2 : SORTIE DES DONNEES DU RESEAU :.....	V
ANNEXES 3 : SORTIE DE CALCUL AVANT COMPENSATION :.....	VII
Annexe 3.1. Résultat de la simulation avant compensation :	VII
Annexe 3.2. Etat du réseau avant compensation	VIII
ANNEXES 4 : SORTIE DE CALCUL APRES COMPENSATION :	XIV
Annexe 4.1. Résultat de la simulation du réseau après compensation	XIV
Annexe 4.2. Etat du réseau après compensation	XV
ANNEXES 5 : SORTIE DE CALCUL APRES OPTIMISATION :	XXI
Annexe 5.1. Résultat de la simulation du réseau après optimisation	XXI
Annexe 5.2. Etat du réseau après optimisation.....	XXII

LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES

ABREVIATIONS / SYMBOLES	SIGNIFICATION
[A]	Ampère
[J]	Joule
[km]	Kilomètre
[kV]	Kilo Volt
[kW]	Kilowatt
[MVA]	Méga Volt Ampère
[MVar]	Méga Volt Ampère (puissance réactive)
[MW]	Mégawatt = 10^6 W
ΔP	Perte active
ΔU	Chute de tension
AC	Alternating current
ACO	Ant Colony Optimisation
AG	Algorithme Génétique
ATC	Available Transfer Capability
BIPM	Bureau International des Poids et Mesures
BT	Basse Tension (Tension <1 kV)
C	Capacité Linéique de la ligne
CAES	Compressed Air Energy Storage
cosφ	Facteur de puissance
DC	Direct Current
DRU	Déphaseur Régulateur Universel
EN	Norme Européenne
FACTS	Flexible AC Transmission System
GTO	Gate turn-off thyristor, un interrupteur électronique utilisé en électronique de puissance ;
HPC	Fusible ...
[Hz]	Hertz
I	Intensité du courant
I_a	Composante active du courant
I_c	Courant du condensateur
IGBT	Le transistor bipolaire à grille isolée (IGBT, de l'anglais Insulated Gate Bipolar Transistor)
I_l	Courant Inductif
I_L	Courant de ligne
I_M	Courant de la charge du moteur
I_r ou I_R	Composante réactive du courant
I_t	Courant résultant qui circule dans la ligne
k_p	Coefficient de compensation parallèle
k_s	Coefficient de compensation série
L	Inductance
MSC	Mechanically Switched Condensator
MT	Moyenne tension (Tension comprise entre 1 kV et 35 kV)
NF	Norme Française
OCER	Optimisation de la Compensation de l'Energie Réactive
OPF	Optimal Power Flow

P	Puissance active
P_C	Puissance active d'une charge capacitive
P_{flow}	Flux de puissance active
P_g	Puissance active du générateur
P_j	Perte joule
P_L	Puissance active d'une charge
P_L	Puissance active d'une charge inductive
P_R	Puissance active d'une charge résistive
PSO	Particle Swarm Optimisation
PST	Phase Shifting Transformer
Q	Puissance réactive
Q_C	Puissance réactive d'une charge capacitive
Q_{flow}	Flux de puissance réactive
Q_G	Puissance réactive générée
Q_L	Puissance réactive de la charge (Load)
Q_L	Puissance réactive d'une charge inductive
Q_{net}	Puissance réactive injectée dans le réseau
Q_R	Puissance réactive d'une charge résistive
R	Résistance
S	Puissance apparente
S_C	Puissance apparente de la Charge
S_g	Puissance apparente du générateur
SI	Systèmes International
SSSC	Compensateur Série Statique Synchrone
STATCOM	Static Synchronous Compensator
STEP	Station de Transfert d'énergie par Pompage
SVC	Static Var Compensator
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCSC	Thyristor Controlled Series Condensator
THT	Très haute tension
TSC	Thyristor Switched Condensator
U	Tension Composé
U_N	Tension Nominal de la ligne
UPFC	Unified Power Flow Controller
V	Tension simple (phase-terre)
V_C	Tension aux bornes du condensateur
V_G	Tension aux bornes du générateur
V_L	Tension de la ligne
V_M	Tension au milieu de la ligne
V_R	Tension aux bornes du moteur
V_S	Tension de sortie
VSC	Convertisseur de source de tension
VSF	Voltage Sensitivity Factor
X	Réactance
Z	Impédance
φ	Angle de phase ou de déphasage
ω	Pulsation du réseau

LISTE DES FIGURES :

Figure 1 : Composante vectorielle des courants	5
Figure 2 : Composante vectorielle des puissances	6
Figure 3 : Influence de la puissance réactive ^[1]	8
Figure 4 : Principe de la compensation de l'énergie réactive	15
Figure 5 : Modèle d'un compensateur déphaseur	18
Figure 6 : Compensation Globale	20
Figure 7 : Compensation partielle	20
Figure 8 : Compensation Individuelle	21
Figure 9 : Effet d'un condensateur shunt	22
Figure 10 : Condensateur Shunt installé chez le distributeur	23
Figure 11 : Condensateur Shunt installé chez les utilisateurs	23
Figure 12 : Modèle d'une réactance shunt ^[9]	24
Figure 13 : Effet de la réactance Shunt ^[9]	24
Figure 14 : Condensateur série dans une ligne	25
Figure 15 : Principe de compensation Série	25
Figure 16 : Condensateur manœuvré par disjoncteur	26
Figure 17 : Gradin de condensateurs	27
Figure 18 : Condensateurs installés avec inductance de choc	27
Figure 19 : Thyristor Switched Condensator	28
Figure 20 : Thyristor Controlled Reactor	28
Figure 21 : TCR avec Filtres	29
Figure 22 : Procédure de compensation ^[3]	30
Figure 23 : Schéma d'un SVC	32
Figure 24 : Fonctionnement d'un compensateur statique ^[2]	33
Figure 25 : Thyristor Controlled Serie Condensator (TCSC)	34
Figure 26 : Représentation schématique du STATCOM	35
Figure 27 : Caractéristique statique du STATCOM ^[2]	36
Figure 28 : Compensateur série statique synchrone (SSSC)	37
Figure 29 : Statique du SSSC ^[2]	38
Figure 30 : Symbole des éléments shunt	39
Figure 31 : Elément shunt capacitif	39
Figure 32 : Elément shunt inductif	39

Figure 33 : Modèle d'une ligne avec FACTS	40
Figure 34 : Modèle équivalent d'une ligne avec FACTS par la méthode d'injection équivalente	40
Figure 35 : Modèle équivalent d'une ligne avec FACTS par la méthode de création des nœuds fictifs.....	41
Figure 36 : SVC connecté à un nœud.....	42
Figure 37 : SVC connecté au milieu d'une ligne	43
Figure 38 : Modèle équivalent d'un SVC connecté au milieu d'une ligne	43
Figure 39 : Modèle mathématique du TCSC	45
Figure 40 : Modèle mathématique de l'UPFC et le système de transmission	46
Figure 41 : Principe de base d'une méthodologie d'optimisation ^[2]	51
Figure 42 : Condensateur et moteur à coupures séparées	55
Figure 43 : Condensateur et moteur avec une coupure unique ($I_c=0,9I_0$).....	55
Figure 44 : Circulation des courants d'harmonique.....	56
Figure 45 : Schéma simplifié d'une installation avec filtre d'harmoniques.....	57
Figure 46 : Schéma d'une batterie installée sur une ligne	58
Figure 47 : Exemple de courbe de courant d'enclenchement	59
Figure 48 : Allure de la tension du réseau à l'enclenchement d'un condensateur.....	59
Figure 49 : Schéma simplifié d'une batterie en gradins	60
Figure 50 : Schéma de principe des résistances de pré-insertion	60
Figure 51 : Assemblage des condensateurs	61
Figure 52 : Schéma unifilaire du réseau à étudier	70
Figure 53 : Schéma du réseau sur PowerFactory	71
Figure 56 : Onglet des options de base du dialogue de l'OPF (Méthode Optimisation AC)...	77
Figure 57 : Paramètre de contrôle d'itération (Méthode AD).....	79
Figure 54 : Schéma unifilaire du réseau après calcul avant compensation	VII
Figure 55 : Schéma unifilaire du réseau après calcul après compensation	XIV
Figure 58 : Schéma unifilaire du réseau après calcul après optimisation	XXI

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Comportement des composants R, L et C [2]	4
Tableau 2 : Caractéristiques des réseaux BT et MT ^[8]	10
Tableau 3 : Comparaison des modes de compensation [11]	21
Tableau 4 : Classification des problèmes d'optimisation ^[2]	49
Tableau 5 : Condensateur à utiliser selon l'harmonique ^[1]	57
Tableau 6 : Domaines d'applications des dispositifs FACTS	63
Tableau 7 : Donnée du réseau	72
Tableau 8 : Résumé des résultats du calcul sans compensation.....	72
Tableau 9 : Résumé du résultat de calcul après la compensation	76
Tableau 10 : Résumé du résultat de calcul de la simulation après optimisation	80
Tableau 11 : Tableau comparatif des résultats des 3 scénarios	81
Tableau 12 : Données des lignes	V
Tableau 13 : Données des charges du réseau	V
Tableau 14 : Données des générateurs	VI
Tableau 15 : Données des transformateurs	VI
Tableau 16 : caractéristique générale avant compensation (1).....	VIII
Tableau 17 : caractéristique générale avant compensation (2).....	IX
Tableau 18 : caractéristique générale avant compensation (3).....	X
Tableau 19 : Tension des nœuds avant compensation	XI
Tableau 20 : Résumé du réseau avant compensation	XII
Tableau 21 : Résumé complet du système avant compensation	XIII
Tableau 22 : caractéristique générale après compensation (1).....	XV
Tableau 23 : caractéristique générale après compensation (2).....	XVI
Tableau 24 : caractéristique générale après compensation (3).....	XVII
Tableau 25 : Tension des nœuds avant compensation	XVIII
Tableau 26 : Résumé du réseau après compensation	XIX
Tableau 27 : Résumé complet du système avant compensation	XX
Tableau 28 : caractéristique générale après optimisation (1)	XXII
Tableau 29 : caractéristique générale après optimisation (2)	XXIII
Tableau 30 : caractéristique générale après optimisation (3)	XXIV
Tableau 31 : Tension des nœuds après optimisation.....	XXV
Tableau 32 : Résumé du réseau après optimisation	XXVI
Tableau 33 : Résumé complet du système après optimisation.....	XXVII

INTRODUCTION :

Avec le développement économique de nombreux pays, la consommation énergétique mondiale ne cesse d'augmenter chaque année. Pour l'énergie électrique en particulier, selon une étude publiée par Bloomberg New Energy Finance, la demande mondiale d'électricité va augmenter de 57% en 2050 par rapport à celui de 2018^[22]. L'augmentation de la production d'énergie électrique exige une consommation plus abondante des ressources et une modification des infrastructures existantes. Cependant, au rythme actuel de consommation, les ressources primaires risquent de ne plus pouvoir suivre dans le futur et la modification des infrastructures nécessite beaucoup trop d'investissement. Résoudre ce problème revient à agir dans la partie production comme dans la partie consommation. On a introduit la notion d'efficacité énergétique qui consiste à chercher à minimiser l'énergie consommée pour la même satisfaction de l'utilisateur ; on a promu l'utilisation des sources d'énergie renouvelable et on cherche encore des nouvelles sources ; on a aussi adopté plusieurs améliorations dans le transport et distribution de l'énergie électrique.

L'optimisation du flux de puissance dans les réseaux de transport et de distribution fait partie de ce dernier. Le flux de puissance est constitué de flux de puissance active et celui du réactive. La puissance réactive est un paramètre jouable dans l'amélioration du transport et de distribution de l'énergie électrique. En effet, le flux de puissance réactive dans le réseau est nuisible sur le système, mais on peut le limiter par la compensation^[1]. Elle consiste à insérer des dispositifs appelés compensateurs aux nœuds ou dans les lignes selon les caractéristiques du réseau. Cette technique présente beaucoup d'avantage sur l'amélioration de la qualité du réseau, la minimisation des pertes, l'augmentation de la capacité de transport^{[2][3]}. Mais il ne suffit pas d'installer n'importe quel compensateur n'importe où dans le réseau pour profiter à maximum les bénéfices de compensation, le choix des dispositifs à utiliser, le choix de leur emplacement et de leur taille joue un rôle crucial dans leur utilisation^{[5][6]}.

Ce mémoire intitulé « Optimisation de compensation de l'énergie réactive » cherche à manipuler ces variables pour parvenir à profiter au maximum leur bénéfice selon l'objectif principal de leur utilisation. Pour cela, il sera divisé en 4 chapitres : D'abord, l'état de l'art sur l'énergie électrique et la problématique, ensuite, la présentation de la compensation, des dispositifs de compensation et de leur modélisation, et après, la méthode d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive et enfin, l'application qui consiste à simuler la compensation de l'énergie réactive du réseau de Fotsialanana.

Chapitre 1 : ETAT DE L'ART

Chapitre 1 : Etat de l'art

1.1. L'énergie électrique

1.1.1. Définition de l'énergie

Etymologiquement, le mot énergie vient du Grec « Energia » qui signifie force en action. C'est la grandeur nécessaire à la mise en œuvre d'une action en maintenant une certaine force pendant une durée suffisante à l'accomplissement d'un travail envisagé. Il n'y a pas de définition universelle de l'énergie mais toutes les définitions tournent autour des mots force, travail, durée, puissance.

L'énergie lui-même n'est pas vraiment visible, mais on sait qu'il existe grâce à ses effets présents autour de nous. On dit que c'est le moteur du monde puisque tout ce qui existe a besoin d'énergie pour fonctionner. Le vent qui souffle, le soleil qui brille, l'eau qui coule, les moteurs qui tournent, les plantes qui poussent, l'électricité, le chaud et le froid, chacun de nos moindres mouvements ... tout cela, sont de l'énergie. Sans énergie, il n'y a pas de vie sur terre, sans énergie, il n'y a pas de progrès.

L'unité de l'énergie définie par le Bureau international des poids et mesures (BIPM) dans le Système international (SI) est le joule (J).

1.1.2. Les différentes formes de l'énergie^[23].

L'énergie peut être de différente source et peut se présenter sous différente forme dont thermiques, électrique, chimique, nucléaire, lumineuse, mécanique, etc.

L'énergie peut changer de forme, par exemple, une énergie thermique peut être changée en énergie mécanique, une énergie mécanique peut être changée en énergie électrique ... Mais, l'énergie garde la même valeur au cours de toutes ses transformations. C'est-à-dire, la quantité totale d'énergie ne change jamais. Le premier principe de la thermodynamique affirme que l'énergie ne peut ni se créer ni se détruire mais uniquement se transformer d'une forme à une autre (principe de Lavoisier) ou être échangée d'un système à un autre (principe de Carnot)

1.1.3. L'énergie électrique :

Parmi toute les formes de l'énergie que nous venons de citer précédemment, nous allons nous intéresser de plus près sur l'énergie électrique.

L'électricité est aujourd'hui exploitée de deux façons : soit comme vecteur d'information, soit comme vecteur d'énergie. L'énergie électrique représente l'énergie transférée d'un système à un autre grâce à l'électricité. L'énergie électrique peut aussi être stockée comme le cas de l'énergie électrostatique.

a) *Production d'énergie électrique*

La production d'électricité est un secteur industriel qui approvisionne l'énergie électrique selon les besoins des consommateurs. La production est la première des trois composantes de l'approvisionnement de l'électricité (production, transport et la distribution).

La production d'électricité est réalisée dans des centrales électriques qui transforment les énergies primaires grâce à de générateurs entraînés soit par machine thermique alimentée en combustible fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole) ou en combustible organique (biomasse, déchets) ou en fission nucléaire, soit directement par l'énergie mécanique hydroélectrique ou éolienne. L'énergie solaire et la géothermie sont d'autres source d'énergie électrique également exploitées.^[17]

b) *Utilisation de l'énergie électrique* ^{[2][24]}.

L'énergie électrique est distribuée sous forme de courant alternatif par les réseaux de distribution en haute, moyenne et basse tension. Son utilisation s'étend dans plusieurs domaines et dans plusieurs secteurs.

- A la maison, l'électricité est utilisée pour la lumière, pour la cuisson, pour la climatisation et pour faire fonctionner tous les appareils électroménagers.
- Dans le transport, l'électricité est exploitée soit principalement comme énergie qui entraîne le mouvement, soit comme outil de commande (on peut citer : voiture, moto, train, avion, ascenseur, escalier roulante, bateau ...)

- Dans les entreprises, elle est utilisée pour faire fonctionner les différentes machines et appareils indispensables. Et dans nos travaux de bricolage quotidiens, on utilise de l'électricité pour faire fonctionner nos appareils et outils.
 - Il existe encore beaucoup d'autre utilisation de l'électricité comme dans la communication, santé, agriculture, ...
- Ce sont ces applications qui font que l'électricité est de nos jours indispensable.

En terme technique, tout ce qui consomme de l'électricité s'appellent charges et peuvent être classés en 3 types :

- Les charges résistives
- Les charges inductives
- Les charges capacitives

Chacun de ces charges se comporte différemment dans le réseau :

Tableau 1 : Comportement des composants R, L et C [2]

Charge	Impédance	Courant	Déphasage I/V	P	Q
Résistance	R	V/R	0	V ² /R	0
Inductance	jL ω	V/L ω	+90°	0	V ² /L ω
Capacité	1/jC ω	C ω V	-90°	0	-C ω V ²

c) Stockage de l'énergie Electrique [25] [26].

Les solutions de stockage d'énergie se divisent en 4 catégories :

- mécanique (barrage hydroélectrique, Station de transfert d'énergie par pompage - STEP, stockage d'énergie par air comprimé – CAES, volants d'inertie),
- électrochimique (piles, batteries, vecteur hydrogène),
- électromagnétique (bobines supraconductrices, supercapacités),
- thermique (chaleur latente ou sensible).

d) Energie active et énergie réactive ^{[4] [28]}.

L'énergie électrique livrée par les gestionnaires de réseau est composée de puissance active et de puissance réactive. La puissance active est utilisée par les moteurs et pour la chaleur et la puissance réactive est transformée par les machines électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. Si d'un côté, l'énergie active consommée est exprimée en kWh (kilo-watt-heure) ; l'énergie réactive de l'autre côté est exprimée en kVAh (kilo-Volt-Ampère réactive-heure). L'énergie apparente exprimée en kVAh (kilo-volt-ampère-heure) résulte de la somme vectorielle de l'énergie active et réactive. En effet le courant réactif étant déphasé de 90° par rapport au courant actif, l'énergie apparente dépend donc de l'angle avec la puissance active.

Si on entre un peu plus en détail, il faut savoir que dans un circuit alternatif qui comporte une inductance, la tension est déphasée d'un certain angle φ par rapport à l'intensité et c'est le cas pour toute charge comportant des bobinages du fait de ses inductance. C'est le cosinus de cet angle qui va définir l'impact de la partie réactive de la consommation.

e) Composante active et réactive du courant ^[3] :

L'énergie active et réactive correspond successivement à un courant actif (I_a), en phase avec la tension du réseau et à un courant réactif (I_r), déphasé de 90° par rapport au courant actif : soit en retard (récepteur inductif), soit en avance (récepteur capacitif).

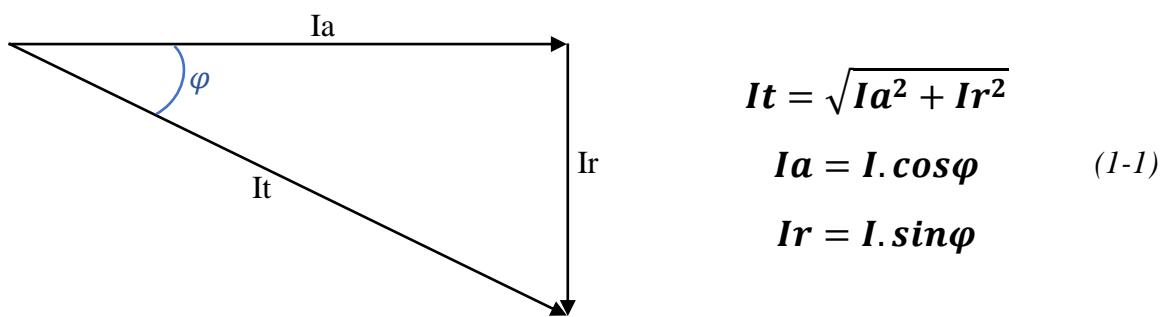


Figure 1 : Composante vectorielle des courants

Cette représentation de Fresnel est utilisable si les courants sont parfaitement sinusoïdaux. « I_t » est le courant résultant qui circule le long de la ligne depuis la source jusqu'aux récepteurs.

f) Composante active et réactive de la puissance^[3] :

On peut aussi utiliser le diagramme de Fresnel pour présenter les composantes de puissance :

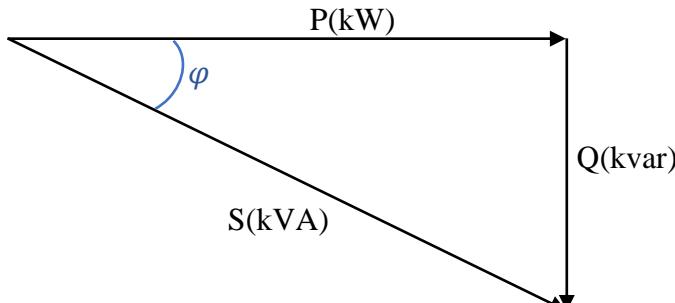


Figure 2 : Composante vectorielle des puissances

Chacune de ces puissances active, réactive et apparente se calcule à l'aide des formules suivantes :

- Puissance active :

$$P = UI \cos \varphi \text{ [kW]} \quad (1-2)$$

U tension entre-phase

I : courant de la ligne

φ : Angle de phase ou de déphasage

- Puissance réactive :

$$Q = UI \sin \varphi \text{ [kVar]} \quad (1-3)$$

- Puissance apparente :

$$S = UI \text{ [kVA]} \quad (1-4)$$

Mais selon le type de charge (résistive, ou capacitive ou inductive) on peut exprimer élément par élément la puissance active comme suit :

$$P_R(t) = \frac{V^2}{R} (1 + \cos(2\omega t)) \text{ [kW]} \quad (1-5)$$

$$P_L(t) = \frac{V^2}{2L\omega} \sin(2\omega t) \text{ [kW]} \quad (1-6)$$

$$P_C(t) = \frac{C\omega V^2}{2} \sin(2\omega t) \text{ [kW]} \quad (1-7)$$

De même, on peut exprimer leur puissance réactive comme suit :

$$Q_R = 0 \quad [\text{kVar}] \quad (I-8)$$

$$Q_L = \frac{V^2}{L\omega} \quad [\text{kVar}] \quad (I-9)$$

$$Q_C = -C\omega V^2 \quad [\text{kVar}] \quad (I-10)$$

g) Le facteur de puissance ^{[1][3]}.

Le facteur de puissance noté $\cos \varphi$ est par définition le rapport entre la puissance active et la puissance apparente qui s'exprime comme suite :

$$\cos \varphi = \frac{\text{Puissance active}}{\text{Puissance apparente}} = \frac{P}{S} \quad (I-11)$$

φ : Angle de déphasage entre la tension et le courant

Dans les cas simples c'est-à-dire en considérant que le courant et la tension sont des signaux parfaitement sinusoïdaux le facteur de puissance est égal à $\cos \varphi$. Il permet d'évaluer indirectement le niveau de puissance réactive présent dans une installation. Le facteur de puissance normal est de 0,93 mais, plus cette valeur s'approche de 1, mieux ce sera.

h) Les sources et consommateurs d'énergie réactive

Comme déjà dit précédemment, l'énergie réactive est consommée par les charges contenant des bobinages. Ces charges sont principalement les appareils ou machines contenant des circuits magnétiques. Ce sont généralement des machines tournantes dans des ateliers ou des industries. Mais parmi les consommateurs d'énergie réactive, on peut aussi citer les fours à induction et à arc ; les machines à souder ; les transformateurs et les lampes à ballast magnétique à fluorescence ou à décharge. Par convention, la puissance réactive absorbée par l'inductance des récepteurs (charge) est positive, on dit dans ce cas que l'inductance consomme du réactif.

Les principaux producteurs de puissance réactive dans un réseau sont les câbles électriques. Les installations à courant continu VSC, les FACTS et les moteurs/générateurs synchrones peuvent également en produire mais sont réglables, ils ne posent donc pas de problème et ne nécessitent normalement pas de compensation. Pour les producteurs d'énergie réactif, la

puissance réactive est par convention négative, on dit dans ce cas que, ce sont des fournisseurs de réactif.

i) *Impact du transport de l'énergie réactive dans le réseau* ^{[3][4]}.

Quand la puissance active transportée par une ligne n'est pas égale à la puissance naturelle, un excès ou un manque de puissance réactive se crée. Cette puissance réactive doit être transportée par la ligne, limitant sa capacité à transporter de la puissance active. La circulation de la puissance réactive sur les réseaux équivaut à une circulation d'un courant plus important, ce qui entraîne un échauffement des câbles, des pertes supplémentaires des chutes de tension importantes, des surcharges au niveau des transformateurs et constraint à un surdimensionnement des installations.

La figure suivante nous montre que pour une même puissance active, il faut fournir d'autant plus de puissance apparente, et donc de courant, que la puissance réactive est importante.

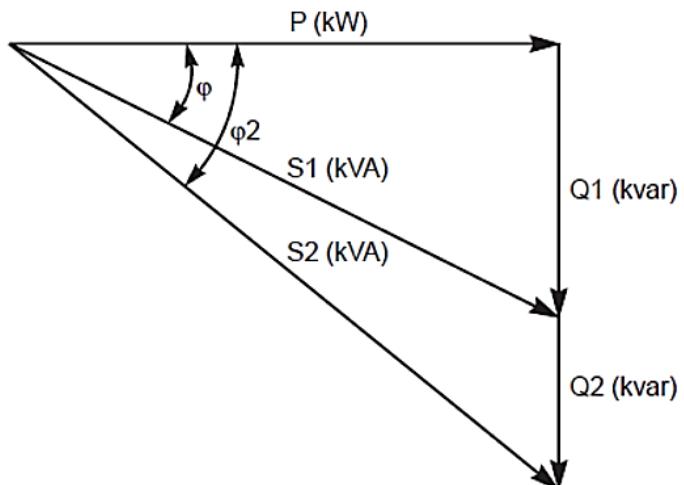


Figure 3 : Influence de la puissance réactive ^[1]

1.2. Problématique de distribution de l'énergie électrique ^[6].

1.2.1. Exigence de qualité de l'énergie électrique

Cinque facteurs déterminent la qualité d'un réseau électrique : la qualité de la tension, la stabilité de la fréquence, la forme d'onde de la tension et de courant, la symétrie entre les phases et la continuité de service. Ces facteurs sont en relation avec la qualité des infrastructures, la structure du réseau et son manœuvre d'exploitation.

La qualité de la tension : Le niveau de tension doit être constant ou du moins le plus proche possible de la tension nominale. L'augmentation de la tension dépassant une certaine valeur risque d'entrainer le claquage de l'isolation des équipements du réseau et des appareils qui fonctionnent avec l'électricité produite. Une tension trop basse entraîne l'échauffement des conducteurs, des équipements et des appareils électriques du fait de l'augmentation de l'intensité pour garder la puissance constante.

La stabilité de la fréquence : La fréquence du réseau est un indicateur d'équilibre entre la production et la consommation. Cet équilibre doit être respecté à chaque instant vu que l'électricité ne se stocke pas (à cause de la contrainte économique de stockage en grande quantité). La fréquence doit être gardée constante puisque dans le cas contraire se produit un mauvais fonctionnement de matériels alimentés électriquement. Selon l'industrie et la sensibilité du matériel, la conséquence peut être vraiment grave et coûteuse.

La continuité de service : L'exigence de la continuité de service de fourniture d'électricité concerne les producteurs comme les consommateurs. Les microcoupures, les coupures de courte ou longue durée, le black-out sont le signe de mauvaise qualité de fourniture d'électricité que tout le monde voit en premier. La coupure d'électricité peut avoir des conséquences humaines et économiques majeures compte tenu du nombre important des appareils, activités, industries qui fonctionnent à l'électricité. L'objectif est de réduire à 0 le nombre de coupure par année.

L'harmonique : L'électricité est transportée sous forme d'onde de courant et de tension alternatif. Les harmoniques sont des distorsions de ces signaux qui sont à priori sinusoïdaux. Ils sont dus à la présence des charges électriques non linéaires. Les courants harmoniques ont divers effets néfastes : augmentation des pertes, augmentation du bruit, interférences et couple vibratoire, vieillissement de l'isolement des composants du réseau. Pour la bonne qualité de l'électricité, il est donc important de limiter leur présence.

L'équilibre entre les phases : Le transport d'énergie électrique s'effectue souvent à l'aide de trois phases avec ou sans le neutre. L'équilibre des charges entre ces trois phases est nécessaire pour éviter l'augmentation du potentiel du neutre. Ce dernier s'appelle déséquilibre homopolaire.

La norme européenne EN 50610 (NF C02-160) de mai 2000, décrit la qualité de l'énergie électrique délivrée au consommateur qui doit être conforme à des caractéristiques résumées dans le tableau suivant.

Tableau 2 : Caractéristiques des réseaux BT et MT^[8]

Caractéristiques	Valeurs admises
Fréquence	BT : $50\text{Hz} \pm 1\%$ pendant 99.5% du temps sur une année. MT : $50\text{Hz}+4\% -6\%$ pendant 100% du temps.
Tension	BT : $230\text{V} \pm 10\%$ pendant 95% du temps sur une semaine. MT : $20\text{kV} \pm 10\%$ pendant 95% du temps sur une semaine.
Harmoniques	Taux global de distorsion harmonique $\leq 8\% \cdot U_{nominale}$.
Déséquilibre de la tension	$U_{inverse} \leq 2\% \cdot U_{directe}$ pendant 95% du temps sur une semaine.

Selon leurs types et leur durée, on peut classer les perturbations de la qualité d'énergie électrique en^[3] :

- phénomènes transitoires rapides (perturbation pendant moins de 8ms) : pouvant endommager les composantes et l'isolation des appareils électroniques.
- phénomènes transitoires lents (perturbation entre 8ms et 1mn) notamment les coupures brèves, les creux de tension, la variation rapide de tension ou de fréquence
- phénomènes permanents (perturbation plus de 1 mn) qui peuvent se présenter sous forme de déséquilibre de tension, flicker, l'harmonique, l'interruption, la déséquilibre homopolaire.

1.2.2. Stabilité du réseau électrique ^[20]

La régulation des réseaux électriques est l'ensemble des moyens mis en œuvre afin de maintenir proches de leurs valeurs de consigne les grandeurs de fréquence et de tension sur l'ensemble du réseau. La stabilité des réseaux électriques est une qualité de cette régulation par laquelle les situations modérément perturbées reviennent progressivement à un état d'équilibre.

La réglage de la fréquence (qui est une grandeur scalaire) est assuré en agissant sur des puissances actives à l'échelle globale et la réglage de la tension (qui est une grandeur vectorielle) est assuré en agissant sur des puissances réactives à l'échelle locale

Afin de corriger rapidement tout écart de fréquence ou de tension dans les grands réseaux électriques, chaque gestionnaire de réseau de transport doit mettre à disposition dans sa zone une réserve de puissance active ou réactive qui est rapidement mobilisée en fonction des besoins nécessaires à l'équilibre. Dans ce cas, 3 réglages successifs interviennent

- Le réglage primaire permet de mobiliser automatiquement la réserve primaire en moins de 30 s.
- Le réglage secondaire prend le relais du réglage primaire en mobilisant automatiquement la réserve secondaire entre 30s et 15min
- Le réglage tertiaire active la réserve tertiaire grâce au mécanisme d'ajustement en complément des deux précédents réglages s'ils ne sont pas suffisants. La réserve tertiaire est mobilisable en moins de 15min ou 30min ou 2h selon le besoin.

1.2.3. Chute de tension ^{[2][3]} :

En considérant une ligne d'impédance $Z = R + jX$ qui alimente une charge $P + jQ$ et dont la différence de potentiel entre ces deux extrémités est $\Delta V = V_1 - V_2$, on peut obtenir la relation :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2I^2 + X^2I^2 + 2(RV_2I\cos\varphi + XV_2I\sin\varphi) \quad (1-12)$$

Avec : - La puissance active consommée par la charge $P = V^2I\cos\varphi$

- La puissance réactive appelée par la charge $Q = V^2I\sin\varphi$
- Les pertes par effet Joule dans la ligne $P_J = RI^2$
- La puissance réactive consommée par la réactance de ligne $Q_L = XI^2$

$$\text{Et } V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad [\text{kV}] \quad (1-13)$$

On obtient donc la chute de tension par la formule suivante :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RPj + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2} \quad (1-14)$$

1.2.4. Perte active ^[2] :

Les pertes se calcule comme suites :

$$\Delta P = 3RI^2 \quad [\text{kW}] \quad (1-15)$$

Ou bien

$$\Delta P = \frac{RP^2(1 + \tan^2\varphi)}{U^2} \quad [\text{kW}] \quad (1-16)$$

En effet, si on néglige les pertes par effet joule et la puissance réactive consommée par la ligne, on peut écrire :

$$\Delta U = \frac{R(P^2 + Q^2)}{U^2} = \frac{RP^2(1 + \left(\frac{Q}{P}\right)^2)}{U^2} \quad [\text{kV}] \quad (1-17)$$

Or d'après le triangle de puissance, $Q/P = \tan\varphi$

La formule de ΔP précédente nous permet de dire que la transite de puissance réactive augmente les pertes actives.

1.2.5. Puissance de transmission et dimension d'une ligne

Une ligne, au moment de sa mise en place est dimensionnée pour une puissance de fonctionnement bien définie. Cette puissance doit être déjà un peu surdimensionnée par rapport à la charge au moment de l'installation pour tenir compte des extensions future du réseau. Mais si jamais à un moment donnée cette puissance est dépassée la ligne ne pourra pas tenir. Ça peut provoquer une chute de tension et toutes les conséquences qui va avec comme l'échauffement des câbles et des équipements de la ligne.

L'augmentation de la puissance à transporter sur une ligne peut être due soit à l'augmentation normale des charges (augmentation des nombres de client), soit à des anomalies (problèmes techniques).

Pour le premier, la solution le plus approprié est de faire une extension du réseau notamment, l'augmentation des puissances installées, l'augmentation de la capacité de transport des lignes en ajoutant des câbles ou en changeant les câbles par d'autre de plus grande dimension et en changeant des équipements par d'autres plus puissants. Cette solution est couteuse, mais l'augmentation correspondante des clients la rentabilise.

Pour le deuxième cas, la résolution du problème est un peu plus délicate car la solution précédente ne sera plus rentable. Il va donc falloir trouver des solutions techniques selon les causes du problème. Ce genre de problème peut avoir des nombreuses causes mais souvent il est dû à la dégradation du facteur de puissance qui à son tour causé par l'augmentation du transport d'énergie réactive. En effet, le facteur de puissance (dans un régime parfaitement sinusoïdal) est le cosinus de l'angle que fait la puissance apparente par rapport à la puissance active. Cet angle augmente avec l'augmentation de la puissance réactive.

1.2.6. Nécessité de la compensation d'énergie réactive

Si le problème précédent survient, la meilleure solution est la compensation d'énergie réactive. Elle présente beaucoup d'avantage puisqu'elle permet d'éliminer tous les effets

néfaste cité dans le paragraphe 1.2.3-i précédent, c'est-à-dire elle diminue la circulation de courant dans les lignes, elle diminue donc l'échauffement des conducteurs, elle élimine les pertes supplémentaires, elle réduit les chutes de tension dans le réseau et évite la surcharge des transformateurs.

L'avantage de la compensation de l'énergie réactive n'est pas seulement technique mais aussi économique vu qu'elle élimine les pertes supplémentaires, évite le surdimensionnement de l'installation et permet aussi de disposer d'une puissance supplémentaire par rapport à la puissance souscrite. Si l'énergie réactive est facturée pour les gros entreprises, l'avantage économique de compensation est le leur.

La compensation d'énergie réactive contribue fortement à l'amélioration de la qualité du réseau et de la fourniture de l'énergie électrique.

Chapitre 2 :

PRESENTATION DE LA

COMPENSATION, DES

DISPOSITIFS DE COMPENSATION

ET DE LEUR MODELISATION.

Chapitre 2 : Présentation de la compensation, des dispositifs de compensation et de leur modélisation.

2.1. Présentation de la compensation de l'énergie réactive [1][2][3][7][9].

2.1.1. Principe de la compensation de l'énergie réactive [4].

Deux possibilités se proposent pour rétablir un comportement neutre pour la puissance réactive des lignes aux comportements trop capacitif : soit augmenter l'inductance série de la ligne soit diminuer la capacité shunt de celle-ci. La première solution pose le problème d'augmenter l'angle de transport, ce qui diminue la stabilité du réseau. La solution privilégiée est donc de diminuer la capacitance shunt en connectant une bobine en parallèle à la ligne. On parle de compensation shunt.

Et si la ligne a un comportement trop inductif, pour les longues lignes aériennes typiquement (la puissance active transportée est trop élevée), 2 possibilités se proposent également : augmenter la capacité en parallèle ou diminuer l'inductance. Pour les mêmes raisons de stabilité que précédemment, la diminution de l'inductance est à privilégier. On parle de compensation série.

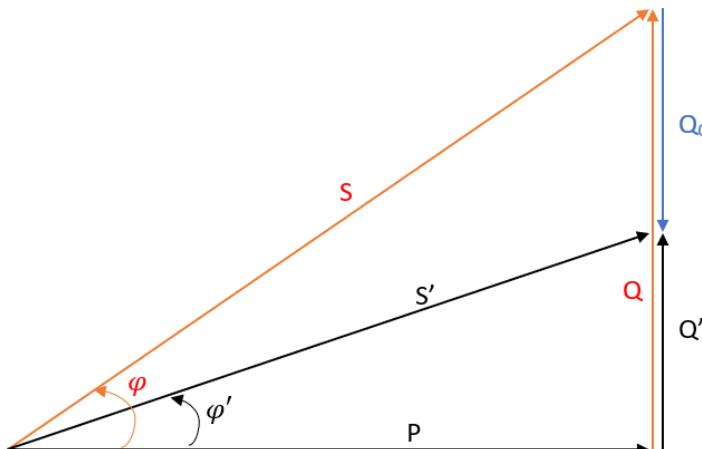


Figure 4 : Principe de la compensation de l'énergie réactive

➤ Avant compensation

- Puissance active P [kW]
- Puissance réactive Q [kVar]
- Puissance apparente S [kVA]
- Facteur de puissance $\cos \varphi$

- Après compensation avec une puissance réactive Q_C
 - Puissance active P [kW]
 - Puissance réactive Q' [kVar]
 - Puissance apparente S' [kVA]
 - Facteur de puissance $\cos\varphi' > \cos\varphi$

2.1.2. Puissance réactive de compensation ^[4] :

La méthode du triangle de puissances nous permet de déterminer la puissance réactive du condensateur de compensation donc sa capacité. La puissance réactive de compensation Q_C peut être exprimée en fonction de l'angle φ et φ' :

$$Q_C = P (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi') \quad (2-1)$$

P : Puissance active de l'installation :

φ : Angle de Déphasage avant compensation

φ' : Angle de Déphasage après compensation

Mais on peut aussi exprimer la puissance réactive consommée par une inductance L traversée par un courant I dans un système triphasé de pulsation ω est :

$$Q_L = 3LI^2\omega \quad [\text{kVar}] \quad (2-2)$$

L : Inductance [H]

I : Intensité du courant [A]

ω : Pulsation du réseau rad.s⁻¹

Et la puissance réactive produite par une capacité C ayant à ses bornes la tension U , dans un système triphasé est :

$$Q_C = 3U^2C\omega \quad [\text{kVar}] \quad (2-3)$$

U : Tension entre-phase [kV]

C : capacité [μF]

ω : Pulsation du réseau rad.s-1

2.1.3. Coefficient de compensation

Le coefficient de compensation est noté k_p pour une compensation parallèle et k_s pour la compensation série et elles s'expriment de la manière suivante :

$$k_p = 1 - \frac{C_{optimale}}{C_{ligne}} \quad k_s = 1 - \frac{L_{optimale}}{L_{ligne}} \quad (2-4)$$

Compensation parallèle Compensation série

2.1.4. Définition de la compensation

Compenser une installation consiste à insérer intentionnelle des dispositifs de la puissance réactive, capacitive ou inductive, dans le réseau électrique pour obtenir un effet désiré. Ce qui permet d'améliorer le profil de la tension, le facteur de puissance, la capacité de transmission et augmente donc les performances et la stabilité. On distingue les compensations passives, qui fonctionnent en tout ou rien et celles actives qui sont graduelles. Les dispositifs réactifs peuvent être connectés soit en série, soit en parallèle (shunt). Nous verrons les détails dans les paragraphes qui vont suivre.

2.1.5. Moyens de compensation [2][17].

Il existe trois moyens de compensation qu'on peut adopter : l'utilisation de compensateurs synchrone, l'utilisation de batterie de condensateurs et l'utilisation de FACTS.

➤ *Le compensateur synchrone.*

Le compensateur synchrone est un moteur synchrone utilisé dans les réseaux de distribution électrique. Ce moteur tournant à vide sur un réseau, non entraîné par une machine tournante fournit de la puissance réactive au réseau, c'est-à-dire une charge capacitive. Son avantage est que l'on peut faire varier la puissance réactive produite en jouant sur l'excitation du moteur. Pour un fort courant d'excitation, la machine fournit de la puissance réactive ($Q > 0$) et pour un faible courant d'excitation, elle absorbe de la puissance réactive ($Q < 0$). La régulation peut se faire sur une consigne de tension de l'installation ou de facteur de puissance. Cette méthode était auparavant la plus utilisée mais à cause de sa lenteur de vitesse de réaction et de la nécessité d'entretien important, cette technologie est de nos jours de moins en moins employée et remplacée par celle du compensateur statique d'énergie réactive.

➤ *Compensateurs déphasateurs*

La compensation par déphasage consiste à contrôler par des transformateurs déphasateurs (PST : *Phase Shifting Transformer*), l'angle de transport pour le maintenir dans une plage de stabilité. C'est l'amplitude et la direction du flux de puissance qui peuvent être réglées. Le déphasage s'obtient par extraction d'une partie de la tension simple, injectée sur une autre phase.

Le compensateur déphasateur est modélisé par une source de tension, d'amplitude et de phase variables comme sur la figure suivante.

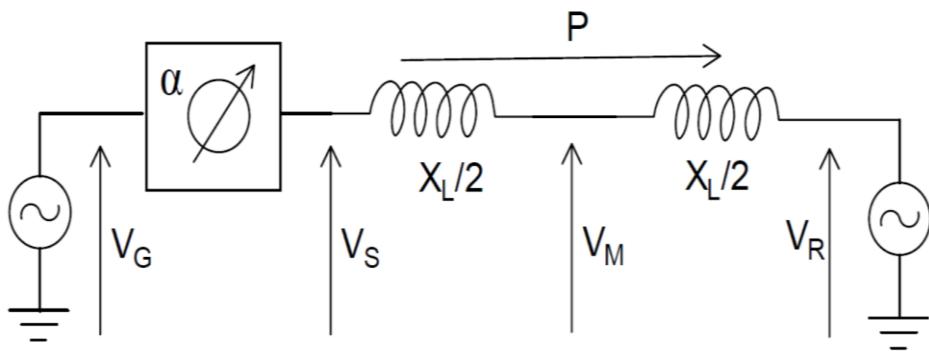


Figure 5 : Modèle d'un compensateur déphaseur

La tension V_S à la sortie du déphaseur a la même amplitude que la tension V_G à l'entrée mais déphasée d'un angle α .

➤ *L'utilisation de batterie de condensateurs*

On utilise des condensateurs pour fournir l'énergie réactive aux récepteurs inductifs. La compensation peut se faire en basse tension ou en haute tension.

La compensation en basse tension est réalisée soit avec des condensateurs de valeurs fixes ou condensateurs fixes, soit avec des équipements à régulation automatique ou batteries automatiques qui permettent d'ajuster en permanence la compensation aux besoins de l'installation.

La compensation en haute tension est à encourager lorsque la puissance à installer est supérieure à 800 kvar. En effet, on rappelle que la puissance réactive est en fonction du carré de la tension ($Q = U^2 Cu$) donc pour une même valeur de Q , la capacité est réduite et le coût du condensateur est moins élevé. Il est donc plus économique de choisir des batteries de condensateur haute tension.

➤ *Systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS).*

Les FACTS (« Flexible AC Transmission System ») comporte des compensateurs statiques constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés côte à côte et en sens inverse dans chaque phase et dont chacun étant conducteur pendant une demi- période. La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des thyristors. Ces usages d'électronique de puissance permettent de réaliser la compensation à la fois flexibles et rapides, ainsi ils amortissent les oscillations dans le réseau de manière plus économique.

2.1.6. Modes de compensation ^{[1][7]} :

Le choix de la localisation de l'installation a beaucoup d'impact sur le réseau. En se référant à ce choix, on peut citer trois modes de compensation dont la compensation globale, la compensation par secteur ou compensation locale et la compensation individuelle.

a) *Compensation globale*

La batterie est raccordée en tête d'installation et reste en service de façon permanente pour assurer la compensation pour l'ensemble des charges. Elle convient lorsque la charge est stable et continue et lorsque l'on cherche essentiellement à supprimer les pénalités et à soulager le poste de transformation.

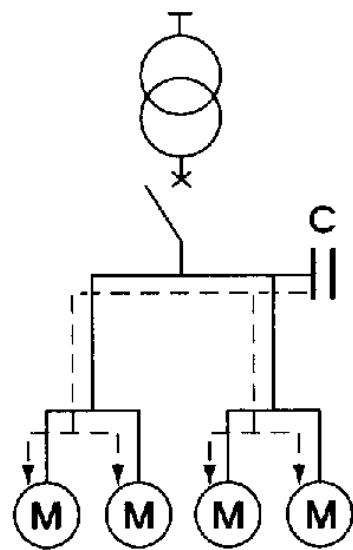


Figure 6 : Compensation Globale

b) Compensation partielle

La batterie de condensateurs est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par groupe de récepteur. Ce mode de compensation convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

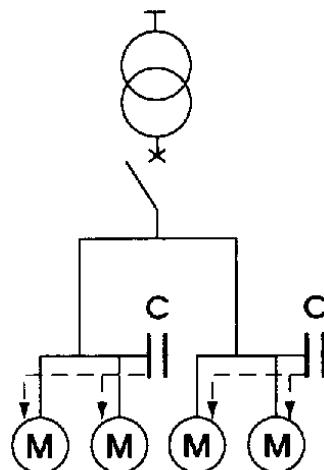


Figure 7 : Compensation partielle

c) Compensation individuelle

La compensation individuelle consiste à produire l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée, et en quantité ajustée à la demande. La batterie de condensateurs est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur du type inductif, notamment les moteurs. Elle convient lorsque la puissance de certains récepteurs est très importante par rapport à la puissance totale.

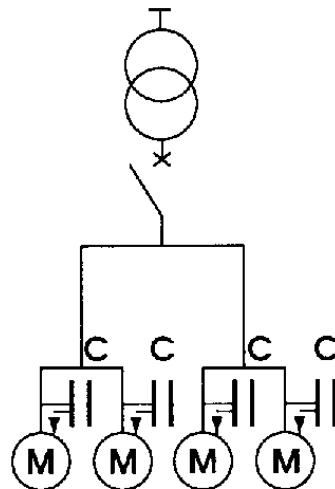


Figure 8 : Compensation Individuelle

Quelle que soit le mode de compensation choisi, il permet de diminuer la circulation de l'énergie réactive sur les réseaux du fait de la produire au plus près possible des charges, ce qui optimise les contraintes techniques et économiques du transport d'énergie.

Tableau 3 : Comparaison des modes de compensation [11]

	COMPENSATION GLOBALE	COMPENSATION PAR SECTEUR	COMPENSATION INDIVIDUELLE
AVANTAGES	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Suppression de la facturation d'énergie réactive ➤ Augmentation de la puissance disponible au secondaire du transformateur ➤ Solution la plus économique 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Suppression de la facturation d'énergie réactive ➤ Réduction des pertes en ligne entre le transformateur et le TD secteur ➤ Solution économique 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Suppression de la facturation d'énergie réactive ➤ Réduction des pertes sur toute la ligne entre le transformateur et la charge ➤ Compensation de l'énergie réactive au plus près des appareils consommant du réactif
REMARQUES	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pas de réduction des pertes en ligne (chute de tension pour les charges éloignées de la batterie de condensateur) ➤ Pas d'économie sur le dimensionnement des équipements électriques 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Solution généralement utilisée pour réseau usine très étendu 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Solution la plus onéreuse compte tenu de la multiplicité des installations

2.1.7. Les techniques de compensation ^{[2][9]}.

a) Condensateurs shunts

Les batteries de condensateur shunt fournissent de la puissance réactive capacitive au système au point où elles sont connectées, pour but de limiter la chute de tension en ligne, en réduisant les pertes Joules dues au transit d'énergie réactive. Elles permettent d'exploiter les longues lignes au-dessus de leur puissance naturelles (puissance requise par les charges inductives). On peut agir du coté de distributeur d'énergie comme du côté utilisateur.

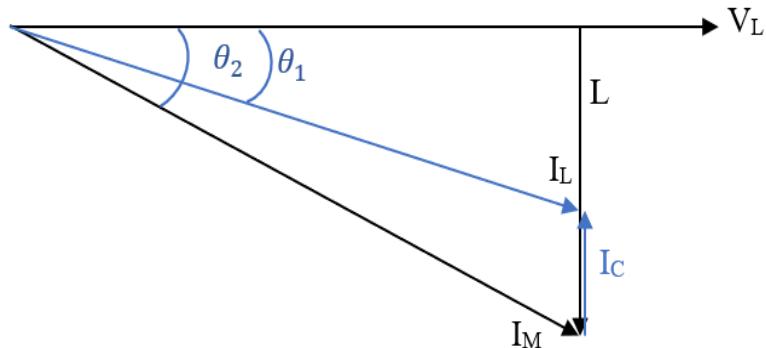


Figure 9 : Effet d'un condensateur shunt

L est la composante inductive de l'intensité de la ligne

Se référant à ce diagramme de phase, le courant de ligne I_L est la somme du courant de la charge du moteur I_M et le courant du condensateur I_C . On peut voir que le courant de ligne est diminué par l'ajout du condensateur shunt. L'angle entre la tension de charge et le courant est passé de θ_2 à θ_1 .

➤ Avantage des condensateurs shunts :

- Augmentation du niveau de tension à la charge.
- Diminution de la puissance fournie par les générateurs de source pour soulager un état de surcharge.
- Réduire les pertes de puissance active RI^2 et les pertes de puissance réactive XI^2 due à la réduction du courant.
- Augmenter le facteur de puissance.

➤ Chez le distributeur d'énergie

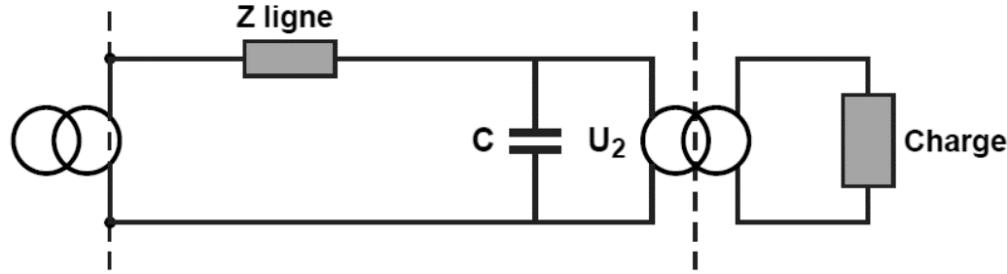


Figure 10 : Condensateur Shunt installé chez le distributeur

Cette technique optimise le courant en amont de la charge et permet de compenser les énergies réactives consommées par les clients. Il y a une possibilité de transiter une puissance active plus importante.

➤ Chez l'utilisateur d'énergie

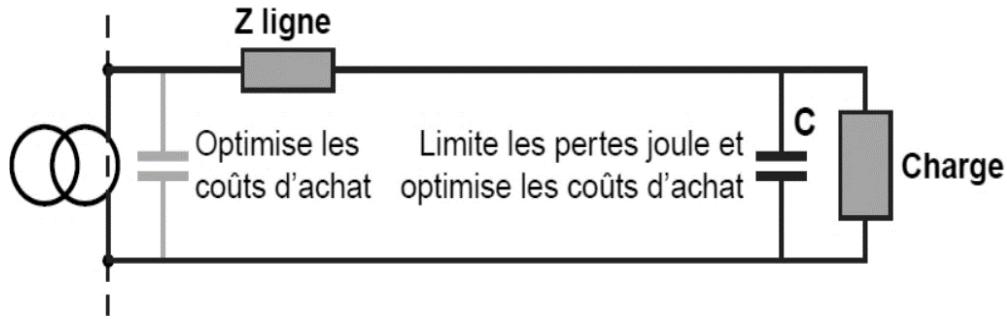


Figure 11 : Condensateur Shunt installé chez les utilisateurs

L'installation des condensateurs aux bornes des récepteurs permet de réduire le courant qui circule dans les lignes et de limiter les pertes par effet Joule dans l'installation de l'utilisateur. Cette technique permet d'utiliser au mieux le contrat tarifaire du distributeur

b) Réactance Shunt

Il arrive parfois que les conditions des lignes sont à l'opposé de celles exigées par la compensation par condensateur shunt, c'est dans ce cas que l'on doit procéder à une compensation par réactance shunt.

- Elle compense les surtensions due à l'effet Ferranti.

- Elle améliore le facteur de puissance en avance dans les usines de production, résultant d'une baisse transitoire
- Et elle réduit la consommation de puissances des lignes en circuit ouvert dans les systèmes à très haute tension (THT).

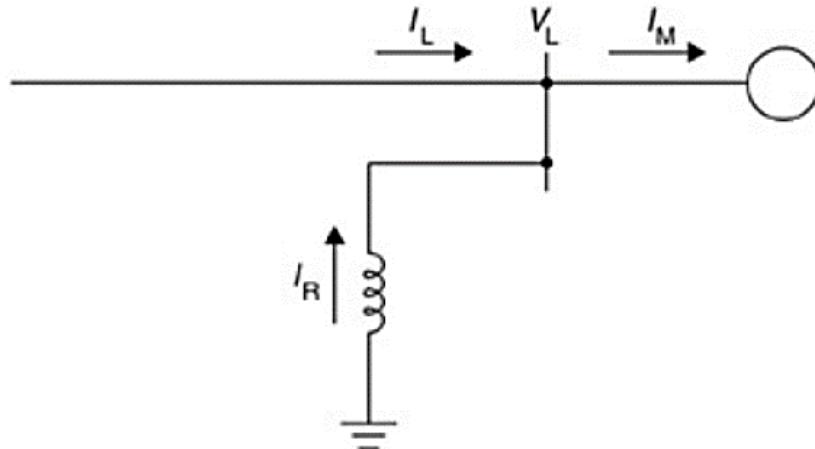


Figure 12 : Modèle d'une réactance shunt [9]

L'effet de la réactance shunt est illustré sur le diagramme des courants suivant :

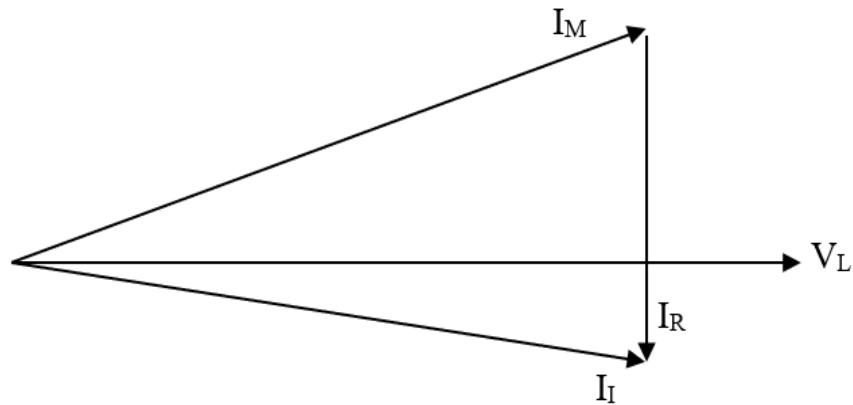


Figure 13 : Effet de la réactance Shunt [9]

c) Condensateurs séries

La compensation série est utilisée pour neutraliser une partie de la réactance inductive d'un réseau électrique permettant d'ajouter une chute de tension capacitive qui s'oppose à la

chute de tension inductive de la ligne. En aval du condensateur, la tension de la ligne est supérieure à la tension en amont.

Pour une puissance transmise donnée, le courant sera donc plus faible et les pertes par effet Joule réduites.

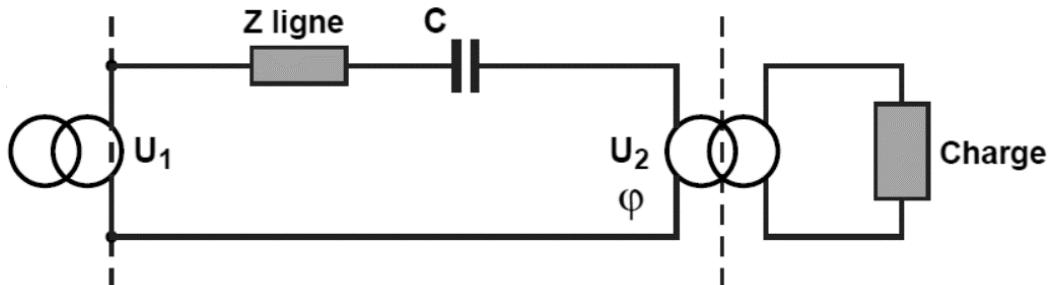


Figure 14 : Condensateur série dans une ligne

Généralement on utilise les condensateurs série à des lignes THT de grandes longueurs (plus de 500 km).

Le graphe suivant correspond à une compensation série

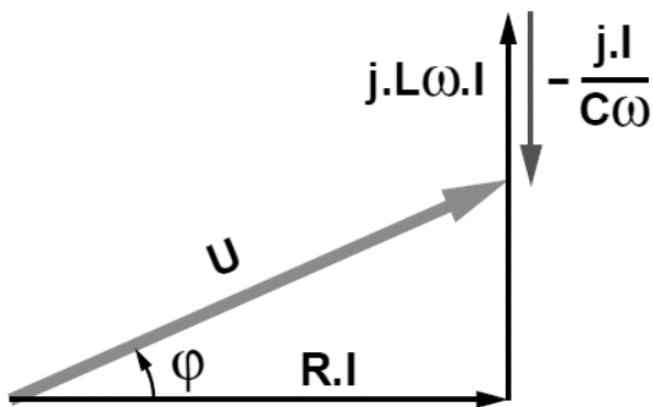


Figure 15 : Principe de compensation Série

L'introduction de la capacité série dans un réseau réduit la réactance X , augmente la tension à la charge ainsi que la capacité de transmission de la ligne :

- La self est un consommateur d'énergie réactive.
- Le condensateur est une source d'énergie réactive.
- L'introduction de condensateurs permet de réduire l'énergie réactive devant transiter dans les lignes.

2.1.8. Système et type de compensation

- a) Compensation fixe ou les condensateurs actionnés par disjoncteur (MSC) :
Mechanically Switched Condensator)

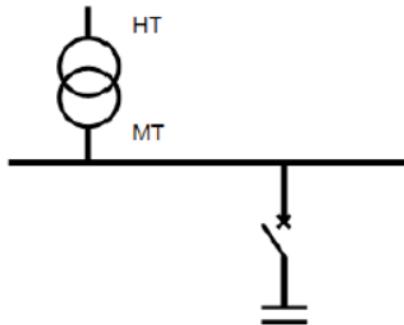


Figure 16 : Condensateur manœuvré par disjoncteur

On parle de la compensation fixe lorsque l'ensemble de la batterie fonctionne en "tout ou rien". C'est-à-dire, soit toute la batterie est connectée, soit toute la batterie est déconnectée. La mise en service ou la déconnexion de l'ensemble de la batterie est manuelle (par disjoncteur ou interrupteur) ou semi-automatique (par contacteur), asservie aux bornes des moteurs. La compensation fixe n'est appropriée que si la puissance réactive est inférieure à 15 % de la puissance du transformateur et que si la charge est relativement stable.

- L'architecture d'un MSC est simple.
- Il y a des phénomènes transitoires à la mise sous tension.
- La puissance réactive injectée est nulle ou maximale.
- Afin de limiter les surtensions, il faut respecter un temps de 5 minutes entre deux manœuvres.
- Une première amélioration consiste à fractionner le condensateur en gradins.

- b) Compensateur automatique ou en gradins

En différence avec la compensation fixe, la batterie de condensateurs est fractionnée en gradins et elles apportent de la puissance réactive par étages, c'est-à-dire en suivant une fonction escalier. La mise en service de chaque gradin est commandée de manière automatique, plus précisément, leur enclenchement et leur déclenchement est piloté par un relais varmétrique en fonction du $\cos \varphi$ permettant une régulation pas à pas de l'énergie réactive. Le transformateur de courant doit être placé en amont des récepteurs et des batteries de condensateurs.

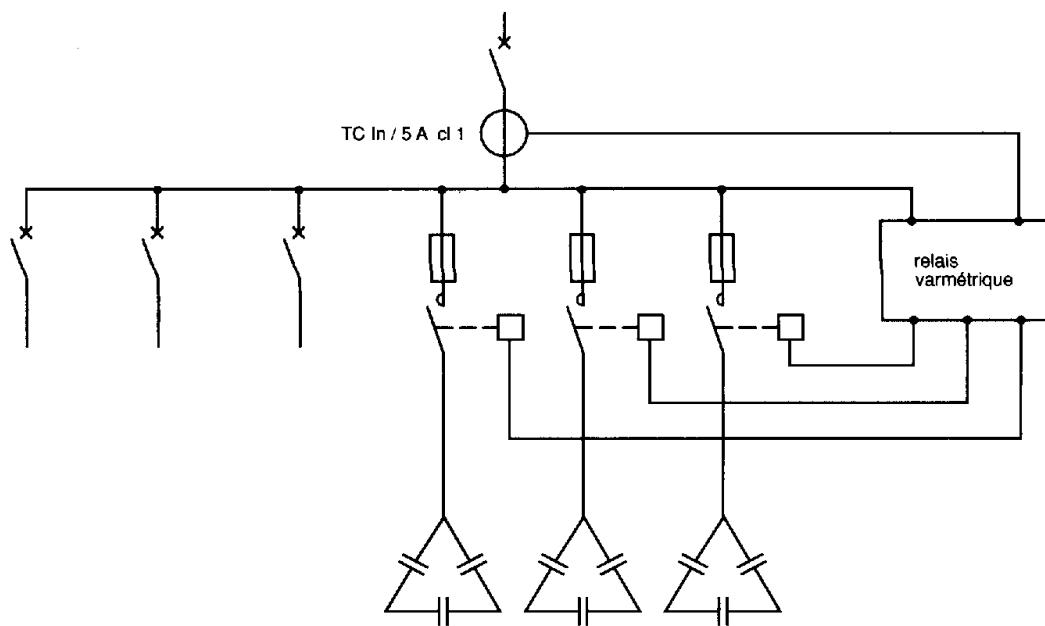


Figure 17 : Gradin de condensateurs

La compensation automatique permet l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge et évite, ainsi, le renvoi d'énergie réactive sur le réseau et les surtensions dangereuses pour les circuits d'éclairage lors des marches à faible charge de l'installation.

Pour les batteries en gradins :

- Les surtensions sont plus faibles.
- Les surintensités sont plus élevées.

On diminue les surintensités en plaçant des inductances séries.

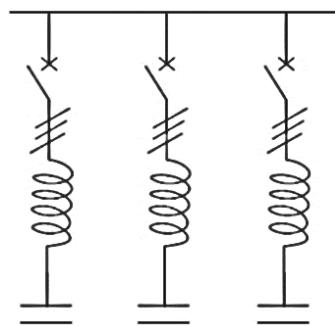


Figure 18 : Condensateurs installés avec inductance de choc

c) *Les condensateurs commutés par thyristors (TSC : Thyristor Switched Condensator)*

Le condensateur n'est pas commandé en phase mais simplement enclenché et déclenché un nombre entier de $\frac{1}{2}$ périodes.

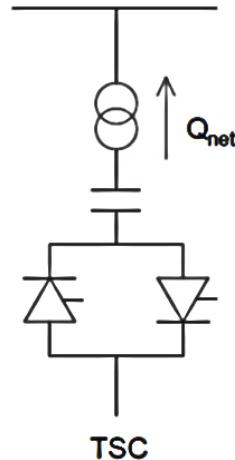


Figure 19 : Thyristor Switched Condensator

- Grâce à la précision du réglage de l'instant de mise en conduction des thyristors, la plupart des phénomènes transitoires sont supprimés.
- On peut actionner le dispositif un grand nombre de fois par jour.
- La puissance réactive injectée n'est pas modulable.

On va moduler la puissance réactive du dispositif grâce à une inductance réglable

d) *TCR Thyristor Controlled Reactor*

Cette inductance réglable est du type avec noyau dans l'air et commandée en phase par deux thyristors tête-bêche.

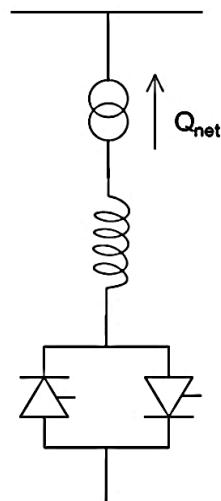


Figure 20 : Thyristor Controlled Reactor

- Il n'y a pas de phénomènes transitoires à la mise sous tension.
- La puissance absorbée peut être ajustée de Q_{Lmax} à 0 en réglant.
- Pour les angles supérieurs à 90° , ce dispositif génère des harmoniques. On ajoute des filtres harmoniques pour cette raison.

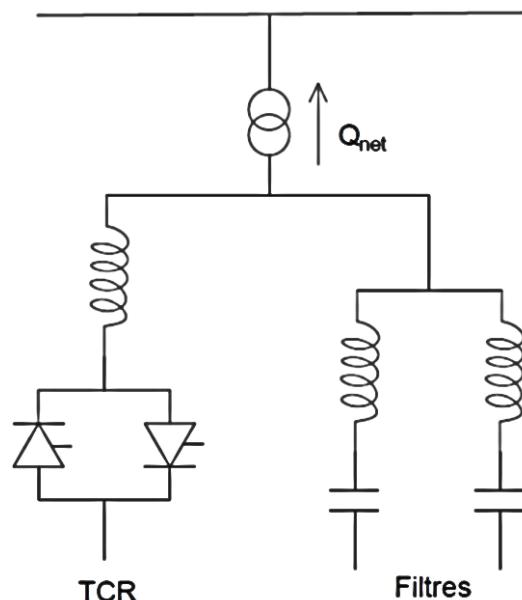


Figure 21 : TCR avec Filtres

2.1.9. Procédure de mise en œuvre de la compensation :

Le diagramme suivant montre les étapes à suivre pour la mise en place d'une compensation :

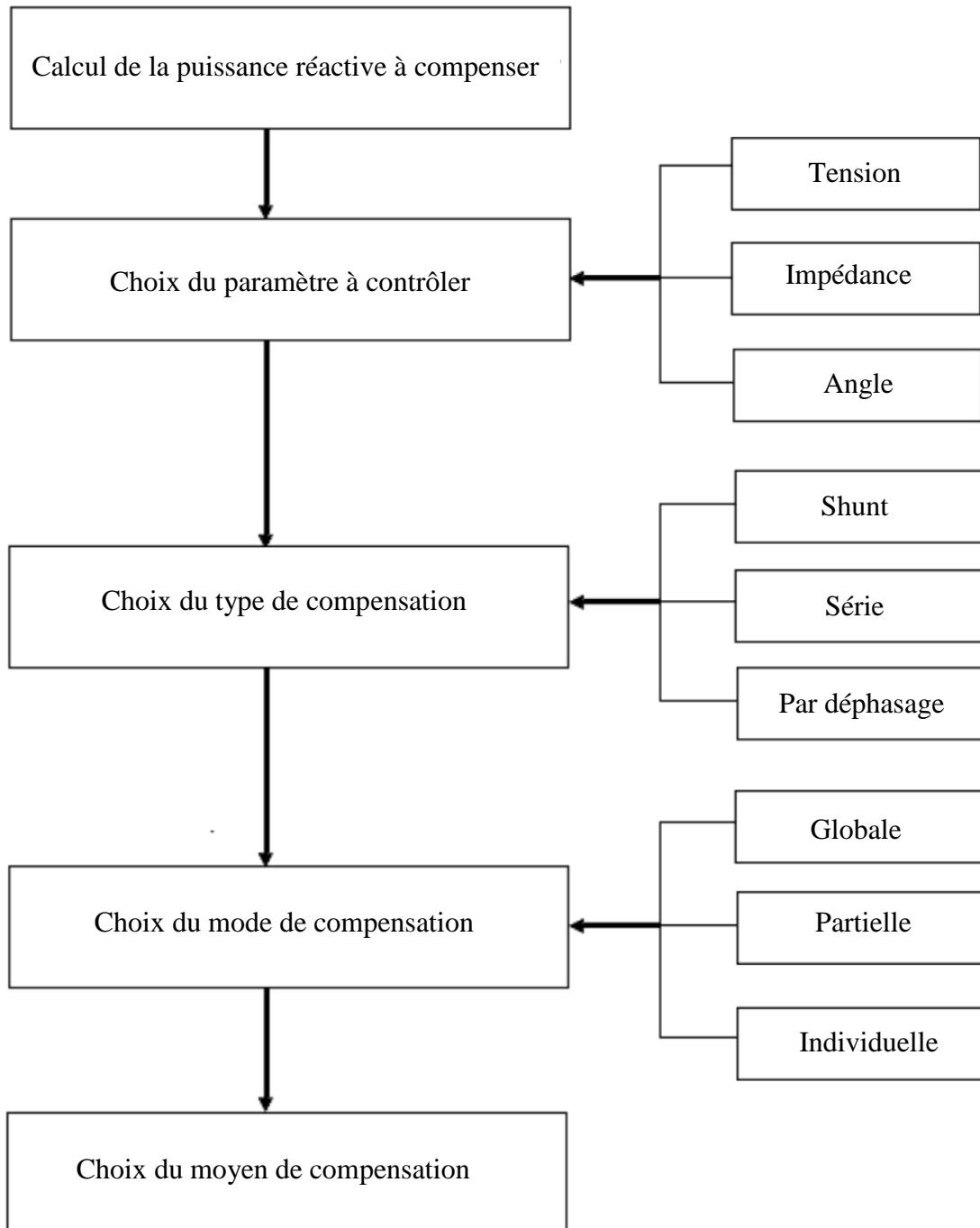


Figure 22 : Procédure de compensation [3].

2.1.10. Analyse économique de la compensation

L'analyse économique de la compensation s'effectue en faisant la comparaison des coûts de l'installation des batteries de condensateurs et de l'intérêt économique de leur installation.

Le coût des batteries de condensateurs dépend de plusieurs paramètres dont :

- la puissance installée,
- le niveau de tension,
- le fractionnement en gradins,
- le mode de commande,
- le niveau de qualité de la protection.

Pour les entreprises dont l'énergie réactive est facturée, la compensation de l'énergie réactive est une solution économique. Le retour sur investissement est assez rapide, de l'ordre de 2 à 3 ans ; les pénalités sont éliminées, rentabilisant l'investissement, puis réduisant la facture durablement.

Les moyens traditionnels de compensation d'énergie réactive sont désormais dépassés par rapport au développement des réseaux électriques de nos jours, compte tenu des nouvelles contraintes et exigence pour l'efficacité et la qualité des réseaux. Des nouveaux dispositifs plus performants connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) sont mis en place pour la compensation. Mais en plus pour le contrôle du réseau. Les FACTS ouvre des nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance).

Les compensateurs FACTS associent des bancs de condensateurs et de bobines à des convertisseurs d'électronique de puissance permettant de régler la puissance réactive délivrée et ainsi la tension du nœud de connexion. Ils sont caractérisés par ses temps de réponse très court (de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes) et ses contrôlabilités élevées.

2.2. Les différents types des compensateurs FACTS [2][17].

FACTS regroupe l'ensemble des dispositifs à base de l'électronique de puissance dont les rôles dans le réseau sont déjà cités ci-dessus. Il existe différent type de compensateur FACTS dont certains sont à base de thyristor, et d'autre sont à base de convertisseur de tension. Nous allons voir un à un ces différents types :

2.2.1. Les compensateurs FACTS à base de Thyristor [3][17].

a) *Static Var Compensator (SVC) ou Compensateur statique de puissance réactive*

Le « Static Var Compensator (SVC) » ou en français « Compensateur statique de puissance réactive » est un dispositif de compensation shunts de la famille de FACTS. Le SVC améliore la performance du réseau dans différent régime de fonctionnement, il produit continuellement de la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations. Selon la localisation et le nombre installé, le SVC augmente la capacité de transit, réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension et atténue les oscillations des amplitudes de tension.

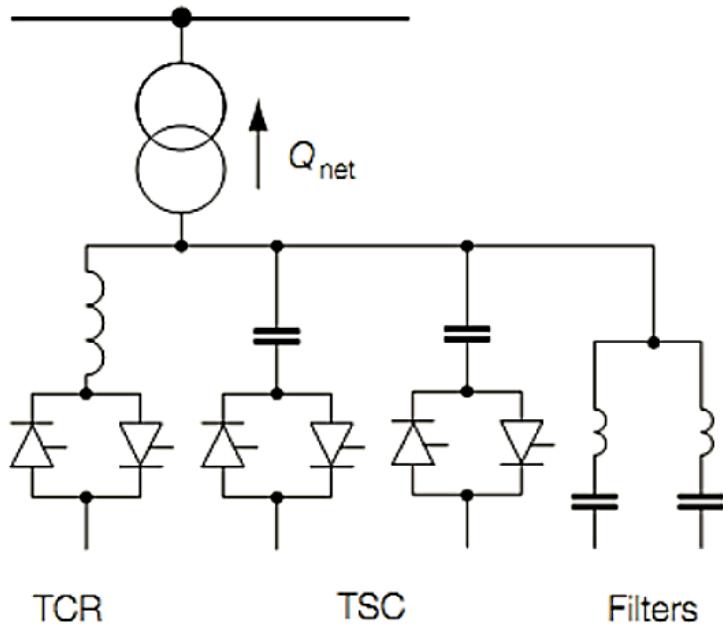
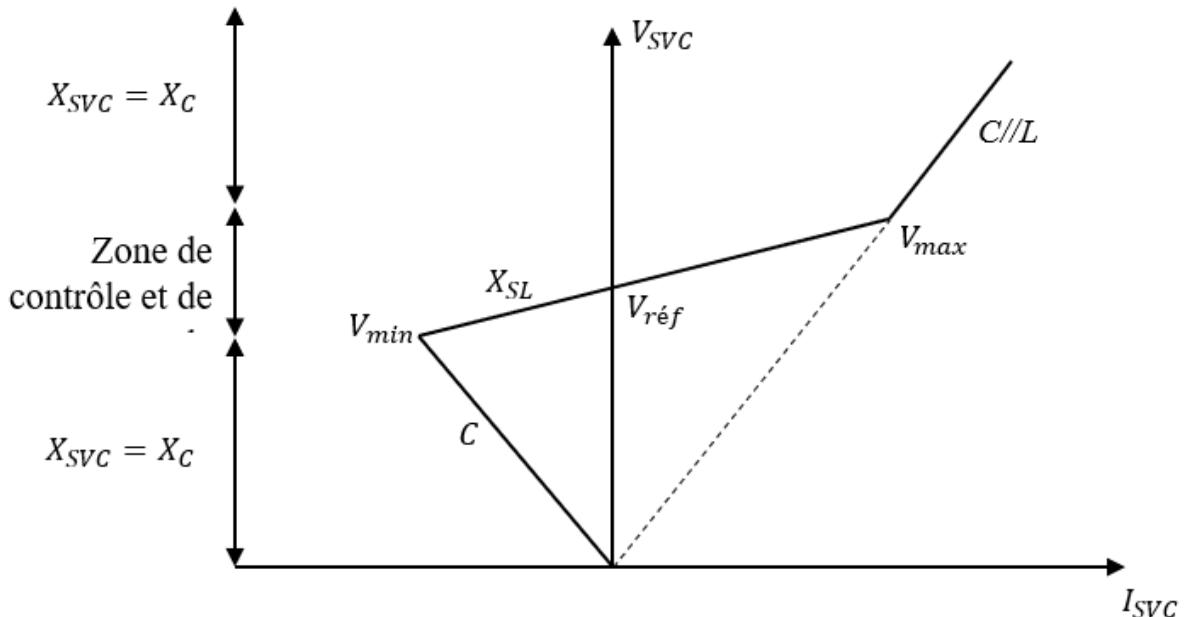


Figure 23 : Schéma d'un SVC

Le SVC est constitué des TSC, d'un TCR et des filtres. Chaque branche du TSC permet d'injecter la puissance réactive Q_C . Le TCR absorbe la puissance réactive Q_L ajustable de Q_{Lmax} ($= -Q_C$) à 0. Ainsi on peut ajuster graduellement la puissance réactive injectée de 0 à $2Q_C$.

Lorsque le réseau est peu chargé, le déclenchement du TSC absorbe de la puissance réactive et limite la tension sur la ligne selon la commande qu'on lui applique. Le SVC est rapide, il améliore ainsi les régimes transitoires des lignes en cas de court-circuit, de réjection de charges... Et pour éliminer les harmoniques ce dispositif est associé à des filtres LC.

La figure suivante montre son caractéristique et son principe de fonctionnement :



- Pour $V_{min} \leq V \leq V_{max}$: est une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TSC et TCR.
- Pour $V > V_{max}$: est une zone où le TCR donne son énergie maximale. Les condensateurs sont déconnectés.
- Pour $V < V_{max}$: est une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.

b) *Thyristor Controlled Serie Condensator (TCSC)*

La « Thyristor Controlled Séries Compensator (TCSC) » ou « capacité série commandé par thyristors » est un dispositif de compensation série de la famille FACTS, muni de l'électronique de puissance, permettant de contrôler le transit de puissance, l'amortissement de résonance subsynchrone et des oscillations de puissance.

Le TCSC est constitué d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur comme sur la figure suivante

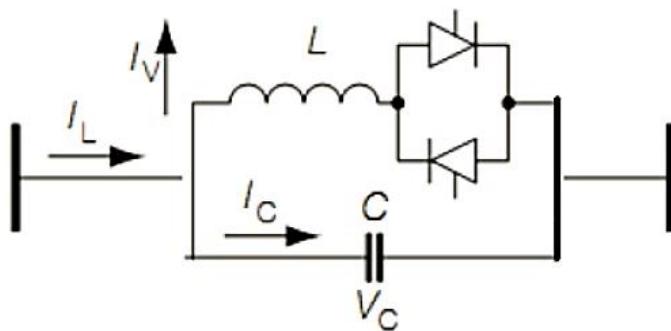


Figure 25 : Thyristor Controlled Serie Condensator (TCSC)

Une partie du courant I_C qui traverse le condensateur est déviée, par la commande des thyristors en un courant I_V dans la bobine. Ainsi on peut régler la capacité du condensateur : $X_C = V_C / I_L$ et donc l'impédance de ligne du réseau.

Le dispositif peut opérer en trois modes différents :

- Mode hors circuit : les thyristors sont en pleine conduction.
- Mode bloqué : les thyristors sont bloqués.
- Mode variable : la conduction des thyristors est contrôlée par un signal d'amorçage et le TCSC a donc une réactance contrôlable dans les régions inductives et capacitives.

Les principaux avantages de l'insertion de TCSC dans un réseau électrique sont :

- ✓ Compensation du déséquilibre des courants de charge.
- ✓ Amélioration de la stabilité dynamique, par l'amortissement des oscillations de puissance et de la stabilité de tension.
- ✓ Réduction des risques de résonance hypo-synchrone.

2.2.2. Les compensateurs FACTS à base de convertisseur de tension

c) *Static Synchronous Compensator (STATCOM)*

Le STATCOM (Statique Compensateur) ou « Compensateur statique synchrone » est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude. Il est composé d'une source d'énergie continue, ou d'un condensateur, associé à un convertisseur statique à base de semi-conducteurs du type IGBT qui injecte un courant AC à travers un transformateur de couplage. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, c'est -à -dire formés de GTO et de diodes en antiparallèle. Ce convertisseur permet de régler le niveau V_s de la tension en sa sortie et de maintenir le courant de sortie I_s en quadrature avec V_s . Le contrôle de cette tension de sortie permet le contrôle de l'échange d'énergie réactive.

Le STATCOM a connu les appellations suivantes :

- CSERA (Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé) ;
- ASVC (Advanced Static Var Compensator) ;
- SVG (Static Var Generator) ;
- STATCON (Static Condenser).

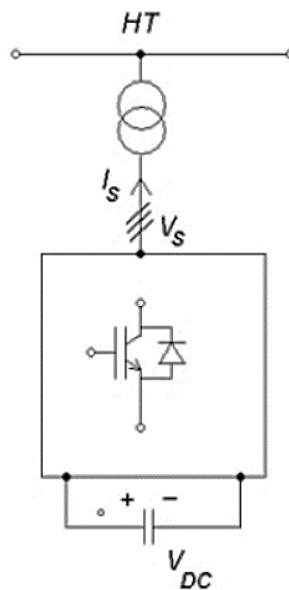


Figure 26 : Représentation schématique du STATCOM

- $V_s < V_{HT}$: Injection de puissance réactive (le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\pi/2$ par rapport à la tension V_{HT} ou le courant est capacitif)

- $V_s > V_{HT}$: Absorption de puissance réactive (le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\pi/2$ par rapport à la tension E ou le courant est capacitif).
- Si $V_s = V_{HT}$, le courant circulant dans l'inductance est nul, il n'y a pas d'échange d'énergie.

Les STATCOM permet :

- ✓ Le filtrage actif d'harmoniques : $I_s = I_q - I_2 - I_3 - I_4 - I_5 \dots$
- ✓ L'équilibrage dynamique des charges (lorsque la charge triphasée de la ligne est déséquilibrée).
- ✓ La stabilisation dynamique de la tension au point de raccordement.
- ✓ Et l'atténuation des oscillations de puissances

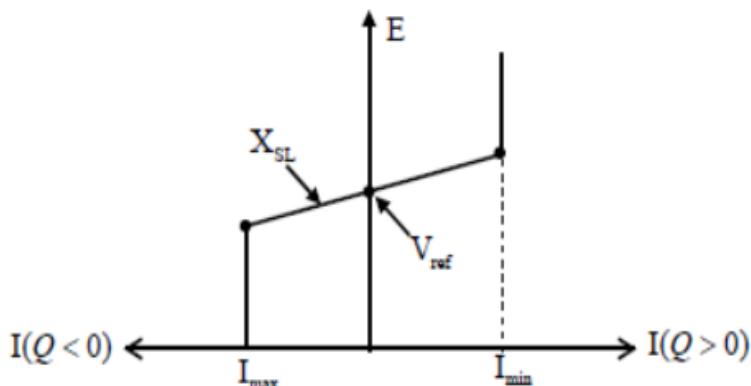


Figure 27 : Caractéristique statique du STATCOM [2]

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- ✓ Bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- ✓ Bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.
- ✓ L'étendue de la plage de l'opération est plus large qu'avec un SVC classique.
- ✓ Pour un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.
- ✓ Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissances nominales.

d) Compensateur série statique synchrone SSSC

Le SSSC est aussi un compensateur série de la famille FACTS qui injecte à la ligne une tension en série à travers un transformateur. Le fonctionnement du SSSC est similaire à celui du TCSC mais à la différence que le SSSC contrairement au TCSC ne présente pas de zone morte à la résonance parallèle, le réglage est continu.

Le SSSC a aussi une structure de convertisseur de tension offrant une possibilité d'introduction d'un système de stockage d'énergie.

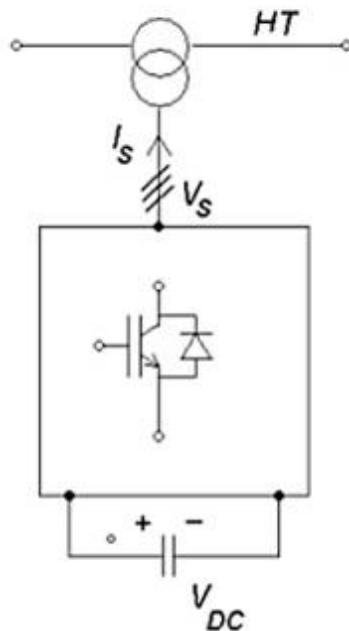
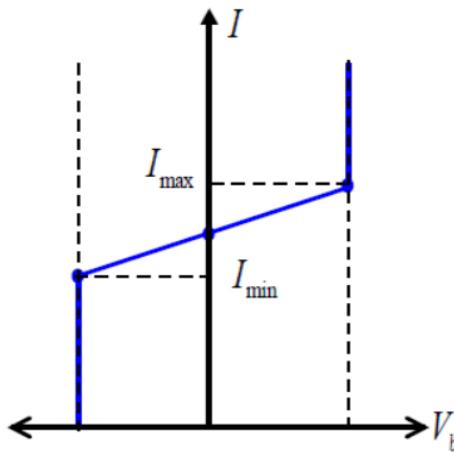


Figure 28 : Compensateur série statique synchrone (SSSC)

Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Cet ensemble permet de régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance introduite dans la ligne. La différence et l'avantage de ce compensateur est qu'il n'y a pas de condensateur ou d'inductance à proprement dit, mais le système d'électronique de puissance qui le constitue simuler leurs fonctions.

Figure 29 : Statique du SSSC^[2]

e) Unified Power Flow Controller (UPFC)

L'Unified Power Flow Controller (UPFC) ou Déphaseur Régulateur Universel (DRU) est un dispositif de compensation dynamique hybrides "série - parallèle", que l'on appelle Compensateur universel ou variateur de charge universel. Il regroupe le compensateur série et shunt et c'est ce qui fait de lui l'un des plus performants des composants FACTS. Il agit sur la tension, l'impédance de la ligne et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne qui sont les 3 paramètres de contrôle de la transite de puissance. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne.

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile et les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage [2].

Mode de fonctionnement :

- ✓ Contrôle de tension : la tension injectée est en phase avec celle du côté shunt.
- ✓ Contrôle de l'impédance de ligne : la tension injectée est en quadrature avec le courant de ligne.
- ✓ Contrôle de phase : l'amplitude et la phase de la tension injectée sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC.

L'UPFC combine les différentes compensations et peut basculer d'un mode de fonctionnement à un autre.

2.3. Modélisation des dispositifs de compensations [2][3][18] :

Afin de mieux connaître l'effet des dispositifs de compensation sur le réseau, il est important de savoir le modèle de chacun d'entre eux. Cela permet l'optimisation de leur utilisation.

2.3.1. Modèle de l'élément shunt

Les éléments shunt dans un réseau sont généralement des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive, c'est pourquoi, avant de voir en détail le modèle des éléments de compensateur, nous allons voir de manière globale le modèle de ces éléments.

Ils sont modélisés par une admittance équivalente y de la forme suivante :

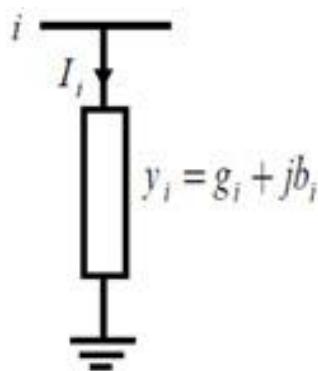


Figure 30 : Symbole des éléments shunt.

Mais selon le cas « inductif » ou « capacitif » du dispositif, ce modèle peut être schématisé comme suit :

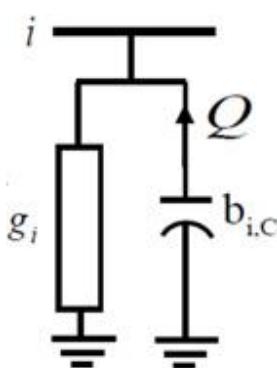


Figure 31 : Élément shunt capacitif

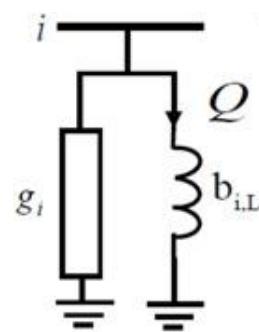


Figure 32 : Élément shunt inductif

Dans le premier cas, l'élément consomme de la puissance réactive (figure 32), alors qu'il en fournit au système dans le second (figure 31).

2.3.2. Modélisation des dispositifs de compensation FACTS

Pour la résolution des problèmes de l'écoulement de puissance, la modélisation des FACTS sont souvent basées sur l'injection de puissance équivalente ou la création d'un nœud fictif ou encore la modification de la matrice d'admittance.

a) La méthode d'injection de puissance équivalente :

Elle consiste à remplacer l'effet dû au dispositif FACTS sur les transits de puissances dans la ligne par des injections de puissances à ses deux extrémités. L'objectif est que ce dernier provoque un effet équivalent à celui du dispositif FACTS en question. Les figures suivantes illustrent ce principe.

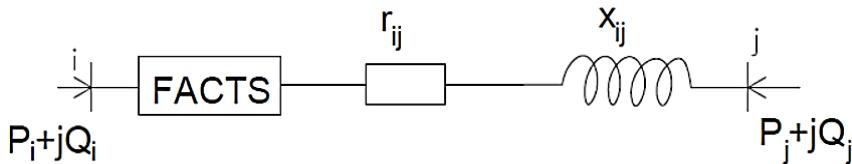


Figure 33 : Modèle d'une ligne avec FACTS

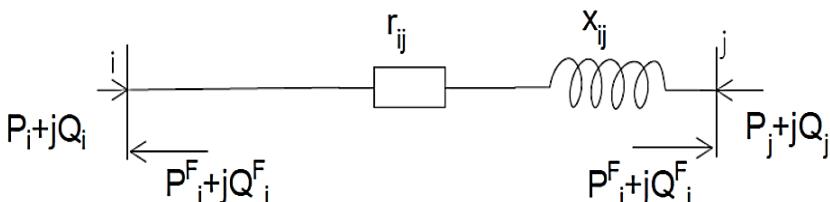


Figure 34 : Modèle équivalent d'une ligne avec FACTS par la méthode d'injection équivalente

Dans ces cas, la puissances active et réactive injectée aux nœuds i et j sont données par les équation suivantes :

$$P_i + P_i^F = V_i \sum_{k=1}^n V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (2-5)$$

(au nœuds PV et PQ)

$$Q_i + Q_i^F = -V_i \sum_{k=1}^n V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (2-6)$$

(au nœuds PQ)

Avec n : Nombre des nœuds du système

P_i^F et Q_i^F sont respectivement les puissance active et réactive injecté au nœud i

b) Modélisation par création d'un nœud fictif

Par cette méthode, le schéma de la figure 35 suivant est équivalent au modèle de la figure 33. Comme son nom l'indique, cette méthode consiste à créer un nœud fictif.

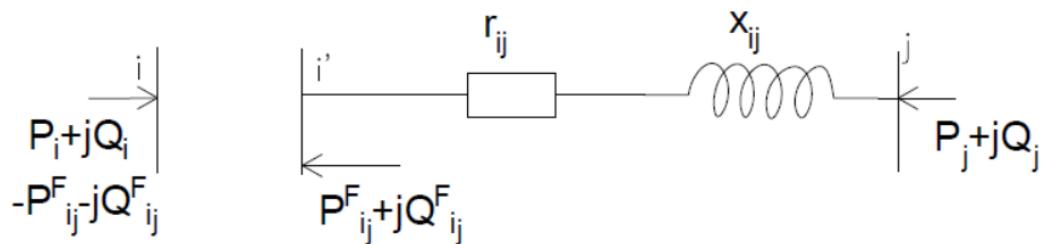


Figure 35 : Modèle équivalent d'une ligne avec FACTS par la méthode de création des nœuds fictifs

On crée un nœud fictif i' . A ce nœud, la ou les puissances contrôlées (Puissance du dispositif de compensation) sont injectées. La même puissance est injectée au nœuds i pour garder le bilan de puissance. Ce nœud fictif est considéré exactement comme les nœuds réels dans le calcul de répartition des puissances.

c) Modification de la matrice d'admittance nodale

Les compensateurs FACTS sont considérés comme des éléments qui modifient directement la matrice d'admittance nodale du réseau. Ils peuvent être placés au milieu ou à une extrémité des lignes selon leur types.

La modification de la matrice d'admittance s'écrit comme suit :

$$Y_{mod} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{bmatrix}}_{\text{Ligne}} + \underbrace{\begin{bmatrix} Y_{ii}^F & Y_{ij}^F \\ Y_{ji}^F & Y_{jj}^F \end{bmatrix}}_{\text{FACTS}} \quad (2-7)$$

La matrice d'admittance Y^F dépend de son type et de sa position dans la ligne. Ainsi la modification de la matrice Y est seulement sur quelques-uns de ses éléments.

2.3.3. Modèle du compensateur statique de puissance réactive (SVC) :

a) SVC connecté à un nœud

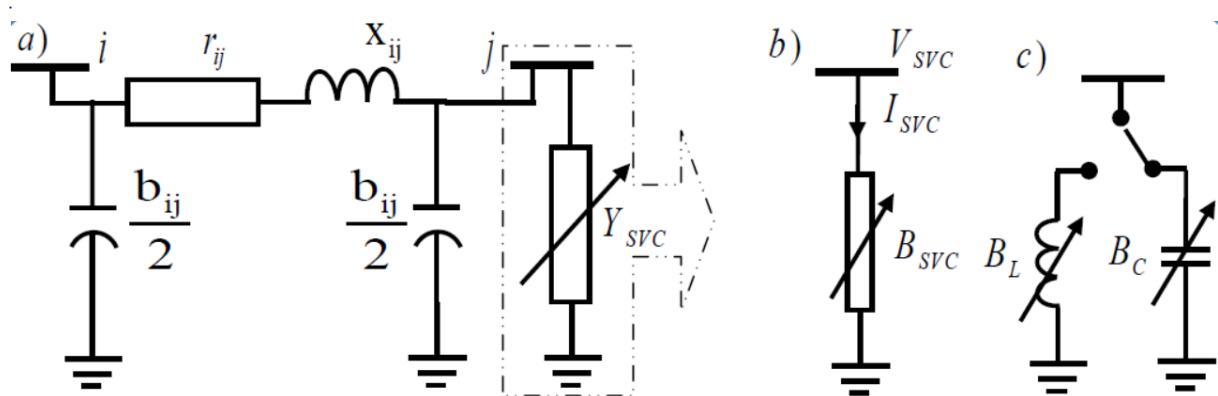


Figure 36 : SVC connecté à un nœud

Les équations régissant ce modèle nous donnent l'énergie réactive fournie (ou absorbée) par le SVC au nœud *i*.

$$Y_{SVC} = jB_{SVC} \quad (2-8)$$

$$B_{SVC}^{min} \leq B_{SVC} \leq B_{SVC}^{max} \quad (2-9)$$

$$Q_{SVC} = -V_i^2 \cdot B_{SVC} \quad (2-10)$$

Le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif et en consomme lorsqu'il est inductif, c'est ce qu'indique le signe (-) dans la formule (2-10).

Lorsqu'un SVC est connecté à un nœud *j*, seul l'élément Y_{jj} de la matrice d'admittance nodale est modifié, l'admittance du SVC lui étant additionnée.

$$Y'_{jj} = Y_{jj} + Y_{SVC} \quad (2-11)$$

b) SVC connecté au milieu d'une ligne

Un SVC inséré au milieu d'une ligne la sépare en deux comme sur la figure suivante :

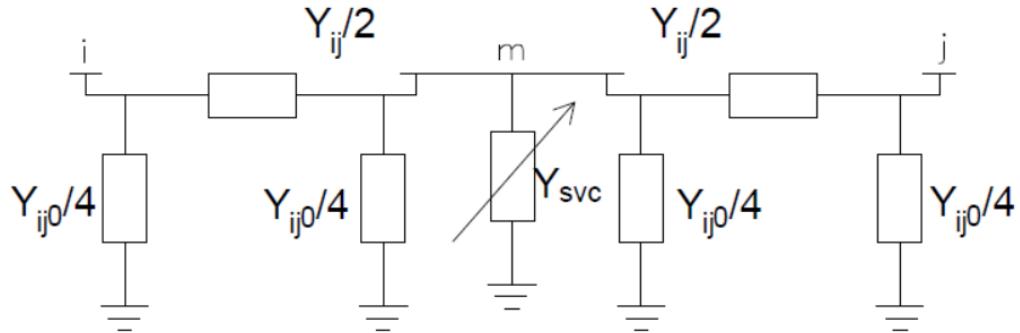


Figure 37 : SVC connecté au milieu d'une ligne

On voit très bien sur cette figure que le nombre de nœud du réseau augmente, donc la taille de la matrice d'admittance pour le calcul des flux de puissance. Pour annuler cet effet, on fait la transformation étoile-triangle et on obtient le modèle équivalent suivant :

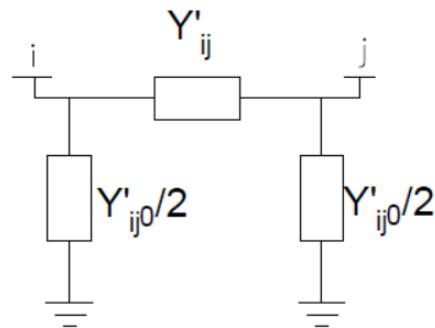


Figure 38 : Modèle équivalent d'un SVC connecté au milieu d'une ligne

Dans ce cas, tous les éléments de la matrice d'admittance de la ligne concernée sont modifiés de la manière suivante :

$$Y_{mod} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y'_{ij} + \frac{Y'_{ij0}}{2} & -Y'_{ij} \\ -Y'_{ij} & Y'_{ij} + \frac{Y'_{ij0}}{2} \end{bmatrix} \quad (2-12)$$

2.3.4. Modèle du compensateur statique de puissance réactive (STATCOM) [15].

Le STATCOM injecte une tension en phase avec celle de la ligne, permettant uniquement l'échange de l'énergie réactive.

- Tension du STATCOM :

$$E_{sh} = V_{sh}(\cos\delta_{sh} + j\sin\delta_{sh}) \quad (2-13)$$

- Intensité du courant injecté par le STATCOM :

$$I_{sh} = \frac{V_{sh}-V_i}{jX_t} \quad [\text{kA}] \quad (2-14)$$

- Puissance active transmise entre les deux systèmes :

$$P = \frac{V_i \cdot V_{sh}}{X} \sin(\delta_i - \delta_{sh}) \quad [\text{kW}] \quad (2-15)$$

- Puissance réactive transmise entre les deux systèmes :

$$Q = \frac{V_i^2}{X} = -\frac{V_i \cdot V_{sh}}{X} \cos(\delta_i - \delta_{sh}) \quad [\text{kVar}] \quad (2-16)$$

Avec : V_i et V_{sh} : la tension au nœuds [kV]

$\delta_i - \delta_{sh}$: l'angle entre les tensions [deg]

X : la réactance de la ligne [Ω]

Les équations de la puissance active et réactive du STATCOM sont données par les relations suivantes :

$$P_{sh} = V_i^2 g_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh}) + b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_{sh})) \quad (2-17)$$

$$Q_{sh} = -V_i^2 b_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh}) - b_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh})) \quad (2-18)$$

$$\text{Avec : } g_{sh} + b_{sh} = \frac{1}{Z_{sh}} \quad (2-19)$$

g_{sh} : Conductance équivalent du STATCOM.

b_{sh} : Susceptance équivalent du STATCOM.

Z_{sh} : Impédance équivalent du STATCOM.

2.3.5. Modélisation de TCSC :

Le TCSC est modélisé par des impédances variables insérées en série avec la ligne dont on ne considère que la réactance (la partie réactive). Il est constitué de 2 branches en parallèle de la réactance équivalente d'un composant TCR et de capacité, enclenchées de manière exclusive pour éviter le phénomène de résonance.

Ce modèle mathématique est illustré dans le schéma suivant :

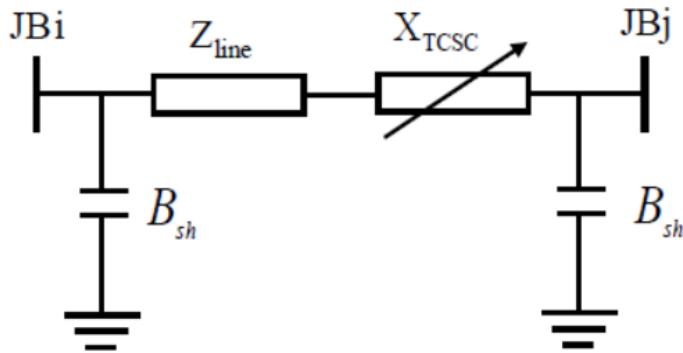


Figure 39 : Modèle mathématique du TCSC

La réactance du TCSC est donné par la formule suivante :

$$X_{TCSC}(\alpha) = j \frac{X_C X_L}{\frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) - X_L} \quad (2-20)$$

La réactance totale est la somme algébrique de la réactance du TCSC et la réactance réelle de la ligne :

$$X_{ij} = X_{line} + X_{TCSC} \quad (2-21)$$

La valeur de la réactance du TCSC ne doit pas dépasser $0.8X_{line}$ en mode capacitif et de $0.2X_{line}$ en mode inductif. Ceci étant pour éviter une surcompensation.

$$-0.8X_{line} \leq X_{TCSC} \leq 0.2X_{line} \quad (2-22)$$

Ce dispositif modifie la matrice d'admittance du réseau de la manière suivante :

$$Y_{mod} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y'_{ij} + y_{ij0}/2 & -y'_{ij} \\ -y'_{ij} & y'_{ij} + y_{ij0}/2 \end{bmatrix} \quad (2-23)$$

Avec :

$$y'_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + j(x_{ij} + x_{TCSC})} \quad (2-24)$$

2.3.6. Modélisation mathématique du compensateur universel « UPFC »^[15].

Le modèle d'un UPFC peut être représenté par la combinaison d'un compensateur shunt et série. La figure suivante montre le schéma unifilaire d'un réseau électrique et d'un UPFC installé dans une ligne de transport.

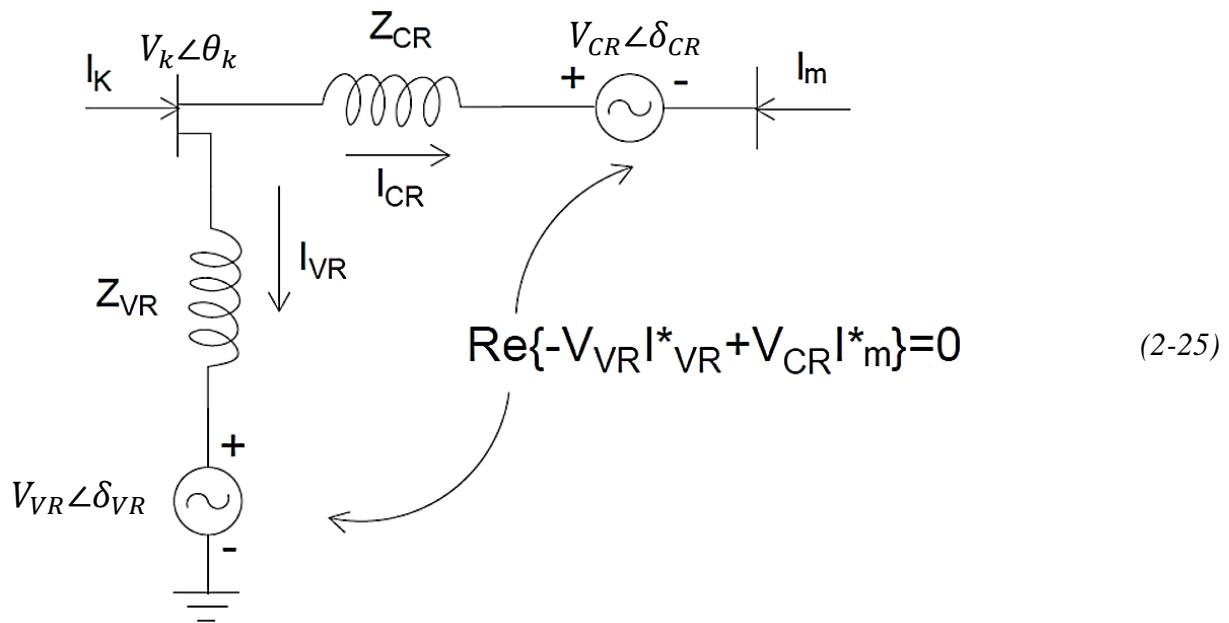


Figure 40 : Modèle mathématique de l'UPFC et le système de transmission

Du point de vue puissance, le fonctionnement de l'UPFC basé sur la compensation shunt et série de la puissance réactive et régulation de l'angle de charge.

La tension de l'UPFC est donnée par :

$$E_{VR} = V_{VR}(\cos\delta_{VR} + j\sin\delta_{VR}) \quad (2-26)$$

$$E_{CR} = V_{CR}(\cos\delta_{CR} + j\sin\delta_{CR}) \quad (2-27)$$

Avec :

- V_{VR} : Amplitude contrôlable de la tension de la source de tension de la partie shunt

$$V_{VR,min} \leq V_{VR} \leq V_{VR,max} \quad (2-28)$$

- δ_{VR} : l'angle de phase de la tension de la source de tension de la partie shunt ($0 \leq \delta_{CR} \leq 2\pi$)
- V_{CR} : Amplitude de la tension de la partie série
- δ_{CR} : Angle de phase de la tension de la partie série

Les équations des puissances sont les suivantes :

- Pour le jeu de barre k :

$$\begin{aligned} P_k = & V_k^2 G_{kk} + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ & + V_k V_{CR} [G_{km} \cos(\theta_k - \delta_{CR}) + B_{km} \sin(\theta_k - \delta_{CR})] \\ & + V_k V_{VR} [G_{km} \cos(\theta_k - \delta_{VR}) + B_{km} \sin(\theta_k - \delta_{VR})] \end{aligned} \quad (2-29)$$

$$\begin{aligned} Q_k = & -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \\ & + V_k V_{CR} [G_{km} \sin(\theta_k - \delta_{CR}) - B_{km} \cos(\theta_k - \delta_{CR})] \\ & + V_k V_{VR} [G_{km} \sin(\theta_k - \delta_{VR}) - B_{km} \cos(\theta_k - \delta_{VR})] \end{aligned} \quad (2-30)$$

- Pour le jeu de barre m :

$$\begin{aligned} P_m = & V_m^2 G_{mm} + V_m V_k [G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k)] \\ & + V_m V_{CR} [G_{mk} \cos(\theta_m - \delta_{CR}) + B_{mk} \sin(\theta_m - \delta_{CR})] \end{aligned} \quad (2-31)$$

$$\begin{aligned} Q_m = & -V_m^2 B_{mm} + V_m V_k [G_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) - B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k)] \\ & + V_m V_{CR} [G_{mk} \sin(\theta_m - \delta_{CR}) - B_{mk} \cos(\theta_m - \delta_{CR})] \end{aligned} \quad (2-32)$$

- Pour la partie série :

$$P_{CR} = V_{CR}^2 G_{mm} + V_{CR} V_k [G_{km} \cos(\delta_{CR} - \theta_k) + B_{km} \sin(\delta_{CR} - \theta_k)] + V_{CR} V_m [G_{mm} \cos(\delta_{CR} - \theta_m) + B_{mm} \sin(\delta_{CR} - \theta_m)] \quad (2-32)$$

$$Q_{CR} = -V_{CR}^2 B_{mm} + V_{CR} V_k [G_{km} \sin(\delta_{CR} - \theta_k) - B_{km} \cos(\delta_{CR} - \theta_k)] + V_{CR} V_m [G_{mm} \sin(\delta_{CR} - \theta_m) - B_{mm} \cos(\delta_{CR} - \theta_m)] \quad (2-33)$$

- Pour la partie Shunt :

$$P_{VR} = -V_{VR}^2 G_{VR} + V_{VR} V_k [G_{VR} \cos(\delta_{VR} - \theta_k) + B_{VR} \sin(\delta_{VR} - \theta_k)] \quad (2-34)$$

$$Q_{VR} = -V_{VR}^2 B_{VR} + V_{VR} V_k [G_{VR} \sin(\delta_{VR} - \theta_k) + B_{VR} \cos(\delta_{VR} - \theta_k)] \quad (2-35)$$

En considérant qu'il n'y a pas de perte aux valves de convertisseur, la puissance active fourni au convertisseur shunt, P_{VR} et la puissance active exigée par le convertisseur de série P_{CR} sont égaux. Leur somme est donc nulle :

$$P_{VR} + P_{CR} = 0 \quad (2-36)$$

Chapitre 3 :

LES METHODES

D'OPTIMISATION DE

COMPENSATION DE L'ENERGIE

REACTIVE

Chapitre 3 - Les méthodes d'optimisation de compensation de l'énergie réactive (OCER)

3.1. Introduction à la notion d'optimisation [2][12][13][19].

3.1.1. Qu'est-ce qu'un problème d'optimisation ?

L'optimisation est par définition une action de réguler quelque chose dans le but d'obtenir la plus grande efficacité possible. Pour notre cas, c'est une action de rendre la compensation le plus performant (efficace et efficiente) possible grâce à des différentes techniques et/ou des procédures mise en œuvre et des technologies dans ce domaine.

En science technique, les problèmes peuvent être modélisés mathématiquement. Et un problème d'optimisation dans ce cas, se définit comme la recherche du minimum ou maximum (optimum) d'une ou des fonctions données. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquels les variables de la fonction à optimiser sont soumis à des contraintes qui évolue dans une certaine partie de l'espace de recherche, dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes

Un problème d'optimisation peut être classifié de différente manière : Selon le nombre de variable de décision ; selon le type de variable de décision ; selon la formulation du problème ou selon le type de la fonction objective. Le tableau suivant montre cette classification :

Tableau 4 : Classification des problèmes d'optimisation [2]

CLASSIFICATION DES PROBLEMES D'OPTIMISATION	Selon le nombre de variable de décision : <ul style="list-style-type: none"> - Monovariable - Multivariable
	Selon le type de variable de décision : <ul style="list-style-type: none"> - Continu - Entier ou Discret - Combinatoire
	Selon le type de la fonction objective <ul style="list-style-type: none"> - Linéaire - Quadratique - Non linéaire
	Selon la formulation du problème : <ul style="list-style-type: none"> - Avec des contraintes - Sans contrainte

3.1.2. Concept de base d'optimisation ^[2]:

Quel que soit le type du problème d'optimisation ou la méthode de résolution choisie, il existe des concepts communs aux problèmes d'optimisation. Nous allons voir quelque définition de base concernant ce dernier.

- **Fonction objective** : La fonction objective appelée aussi critère d'optimisation, fonction coût, fonction d'adaptation, ou encore performance, représente ce qu'on désire améliorer ou optimiser. Pour un problème d'optimisation mono-objective, cette fonction peut être écrit sous forme de *minimisation de $f(x,u)$* et pour un problème d'optimisation multi-objective c'est-à-dire un problème qui cherche à optimiser simultanément au moins deux objectifs cette fonction peut s'écrire sous forme de *minimisation de $f_i(x,u)$* avec $i = 1, \dots, N_{obj}$ où N_{obj} est le nombre de fonction à optimiser.
- **Paramètres** : Ils désignent les variables de la fonction objective que l'on doit manipuler ou ajuster pendant le processus d'optimisation afin de converger vers une solution optimale. Les paramètres sont appelés aussi « Variables de conception » ou « variables du projet »
- **Espace de recherche ou espace des paramètres** : C'est l'ensemble des combinaisons des valeurs possibles ou des solutions possibles des paramètres. C'est pourquoi on l'appelle aussi « espace des solutions ».
- **Espace des objectifs** : ensemble de l'espace de recherche, déterminé par toutes les valeurs possibles des fonctions objectives
- **Les Contraintes** : Ce sont des conditions que les variables doivent satisfaire pour limiter l'espace de recherche. Ça peut être des contraintes d'inégalité ou d'égalité.
- **Domaine réalisable ou espace admissible** : région de l'espace des paramètres et/ou des objectifs dans laquelle les contraintes sont respectées.
- **Domaine non-réalisable** : région de l'espace où les contraintes sont violées.

On peut aussi définir l'optimisation comme une branche de mathématique et de l'informatique en tant que disciplines, cherchant à modéliser, à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes. Elle consiste à déterminer quelles sont là où les solution(s) satisfaisant un objectif quantitatif tout en respectant d'éventuelles contraintes.

La résolution des problèmes d'optimisation tient compte dans son algorithme, les concepts que l'on vient d'énumérer ci-dessus. Mais en plus il faut aussi des paramètres de contrôle (nombre d'itérations, direction de recherche, vérification de convergence, etc.)

La figure suivante montre le principe de base d'une méthodologie d'optimisation.

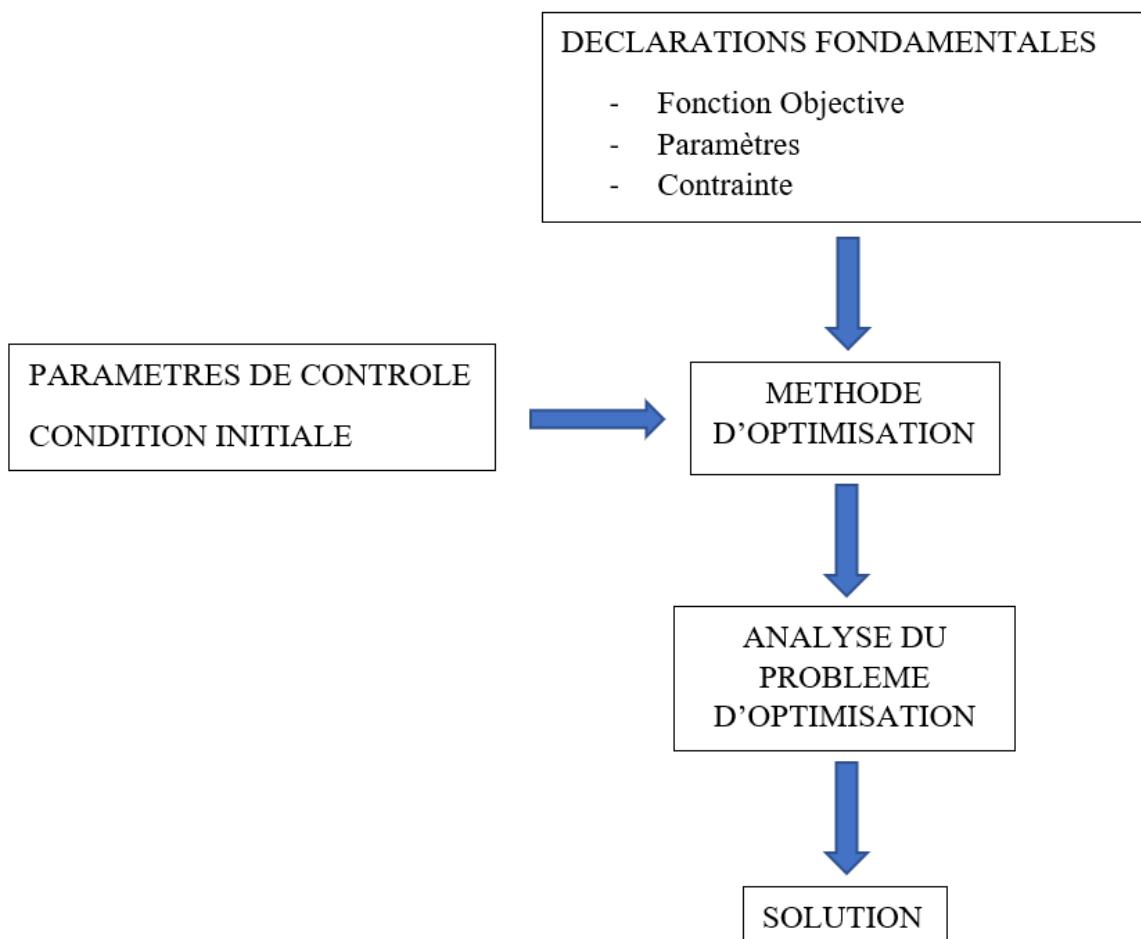


Figure 41 : Principe de base d'une méthodologie d'optimisation^[2].

Il existe des méthodes analytiques et numériques de résolution des problèmes d'optimisation. Dans cet ouvrage, nous allons adopter les méthodes analytiques combiné d'une méthode numérique conventionnelle déjà incorporer dans un logiciel que nous utiliserons dans notre application et simulation au dernier chapitre pour la résolution de nos problème d'OCER. Mais d'abord, nous allons présenter nos méthodes puis énumérer brièvement méthodes numériques, notamment, les anciennes et nouvelles méthodes de résolution des problèmes d'optimisation.

3.2. Formulation du problème d'OCER [14][16][21].

Selon le concept que l'on vient de voir ci-dessus, le problème d'optimisation de l'énergie réactive peut être formulé de la manière suivante :

3.2.1. Fonction objective :

C'est un problème d'optimisation multi-objective c'est-à-dire, on cherche à optimiser simultanément les fonctions suivantes :

- *Minimisation des pertes actives :*

$$\min P_{loss}(x_1, x_2) = \sum_{k=1}^{nl} g_k [V_i^2 + V_j^2 - 2 * V_i V_j \cos \theta_{ij}] \quad (3-1)$$

Avec : - g_k est la conductance de la branche entre les jeux de barres i et j ,

- nl est le nombre total de branches,
- V_i, V_j sont les modules de tension de jeux de barres,
- θ_{ij} est la différence angulaire entre les angles de jeux de barres i et j

- *Minimisation de la déviation de tension :*

$$\min DV = \sum_{i=1}^{npq} |V_i - V^{ref}| \quad (3-2)$$

Avec : npq : Le nombre total de jeux de barres de charge.

V^{ref} : Le module de tension de référence (1.0 pu).

- *Amélioration de la stabilité du réseau :*

Un point de fonctionnement stable se manifeste, par le maintien des valeurs de tensions acceptables à tous les jeux de barres du système. La surveillance de la stabilité s'effectue souvent grâce à la mesure du rapport de la dérivée de la puissance réactive générée par rapport au niveau de tension aux jeux de barre de contrôle $\left(\frac{\partial Q}{\partial V}\right)$ ou grâce au rapport entre la puissance réactive générée et la puissance réactive demandée $\left(\frac{\partial Q_G}{\partial Q_L}\right)$.

3.2.2. Les Contraintes ^[16] :

Les contraintes sont les équations non linéaires de l'écoulement de puissance.

- *Les contraintes d'égalité ^[16].*

Elles résultent du bilan de puissance qui indique que la somme des puissances actives et réactives injectées dans chaque nœud du réseau doit être nulle.

$$P_i - V_i \sum_{j=1}^{Nb} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \quad \text{avec } i = 1 \text{ à } Nb - 1 \quad (3-3)$$

$$Q_i - V_i \sum_{j=1}^{Nb} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad \text{avec } i = 1 \text{ à } Npq \quad (3-4)$$

Avec : - N_b : nombre totale de bus,

- N_{pq} : nombre de jeux de barres de charge,

- G_{ij} : partie réelle des éléments de la matrice d'admittance

B_{ij} : partie imaginaire des éléments de la matrice admittance

- *Les contraintes d'inégalité ^[16]*

- La contrainte d'inégalité de la puissance active du jeu de barre de référence

$$P_{g,slack}^{\min} \leq P_{g,slack} \leq P_{g,slack}^{\max} \quad (3-5)$$

- La contrainte d'inégalité des tensions aux niveaux des jeux de barres de control :

$$V_{g,i}^{min} \leq V_{g,i} \leq V_{g,i}^{max} \quad (3-6)$$

- La contrainte d'inégalité des tensions aux niveaux des jeux de barres de charge :

$$V_{L,i}^{min} \leq V_{L,i} \leq V_{L,i}^{max} \quad (3-7)$$

- Les limites max et min des puissances réactives générées au niveau des unités de production :

$$Q_{g,i}^{min} \leq Q_{g,i} \leq Q_{g,i}^{max} \quad (3-8)$$

- Les limites max et min des puissances réactives générées ou absorbées par le système de compensation shunt :

$$Q_{comp}^{min} \leq Q_{comp} \leq Q_{comp}^{max} \quad (3-9)$$

3.3. Résolution des problèmes d'OCER

On a vu dans le chapitre précédent les différents dispositifs que l'on peut utiliser pour la compensation d'énergie réactive d'un réseau. On peut les catégoriser en compensateurs conventionnels et compensateurs FACTS. Mais il ne suffit pas d'installer n'importe quel dispositif, n'importe où, pour avoir une meilleure compensation. Le choix de leurs puissances et de leurs emplacements dans le réseau joue un rôle important dans leur efficacité et leur efficience. Ces variables sont donc les paramètres des fonctions objectives de notre problème.

La résolution du problème d'OCER varie selon les différents critères d'optimisation. Nous allons nous référer aux fonctions objectives que nous venons de formuler précédemment. Notre intérêt portera sur les méthodes analytiques dans laquelle nous allons voir le choix de dispositif de compensation, la position optimale et la taille optimale. Mais avant, nous allons voir un préliminaire dans lequel on verra l'optimisation de l'utilisation des batteries de condensateur qui sont les principaux éléments des compensateurs classiques.

3.3.1. Optimisation de l'utilisation des batteries classiques des condensateurs dans un système électrique [1].

L'installation des condensateurs dans un réseau peut être source de perturbation. C'est pourquoi avant d'entamer les méthodes plus approfondies d'optimisation, nous allons d'abord voir les problématiques de l'installation des condensateurs dans un système électrique et les techniques d'optimisation correspondant.

a) Optimisation de l'installation d'une batterie de condensateur près d'un moteur.

Un condensateur chargé peut auto-exciter un moteur même lorsque l'on coupe la tension d'alimentation, il peut continuer à tourner en utilisant son énergie cinétique et fonctionne en génératrice asynchrone. Ce qui peut provoquer des surtensions supérieures à la tension maximale du réseau.

Pour cette raison, la puissance de la batterie de condensateur doit être inférieure à la puissance nécessaire à l'excitation.

$$I_c = 0,9I_0 \quad (3-10)$$

Avec : I_c courant du condensateur

I_0 courant à vide du moteur

On peut aussi installer la batterie de condensateurs sur le jeu de barres avec son propre appareil de coupure comme sur la figure suivante :

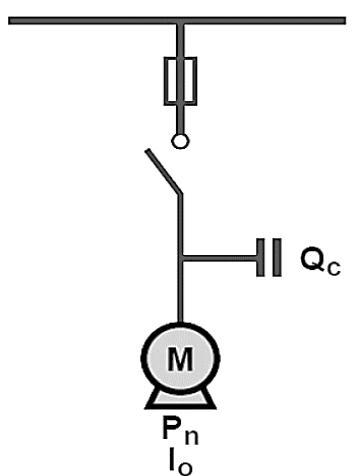


Figure 43 : Condensateur et moteur avec une coupure unique ($I_c=0,9I_0$)

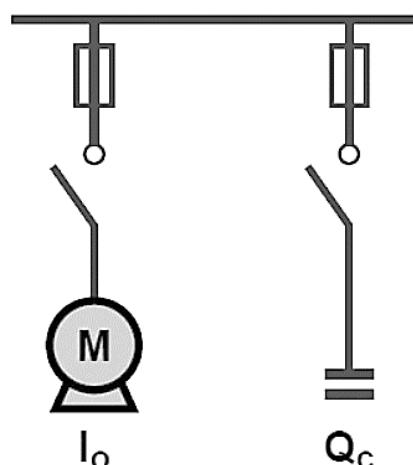


Figure 42 : Condensateur et moteur à coupures séparées

b) Optimisation d'utilisation des batteries de condensateurs en présence d'harmoniques

Les appareils ou équipements constitués d'électronique de puissance sont les principales sources d'harmonique dans le réseau. A nos jours, grâce à l'évolution technologique le nombre de ces générateurs d'harmonique (variateurs de vitesse, redresseurs, onduleurs, ...) ne cesse d'augmenter dans le réseau. Les condensateurs font partie des dispositifs dont le fonctionnement est extrêmement sensible aux harmoniques. Leur impédance décroît proportionnellement au rang des harmoniques présents. Ce qui entraîne des phénomènes de résonance

D'abord, les tensions harmoniques appliquées aux condensateurs provoquent la circulation de courants responsables de pertes supplémentaires. Ensuite les tensions harmoniques augmentent la valeur crête de la tension, ce qui entraîne un vieillissement accéléré des condensateurs.

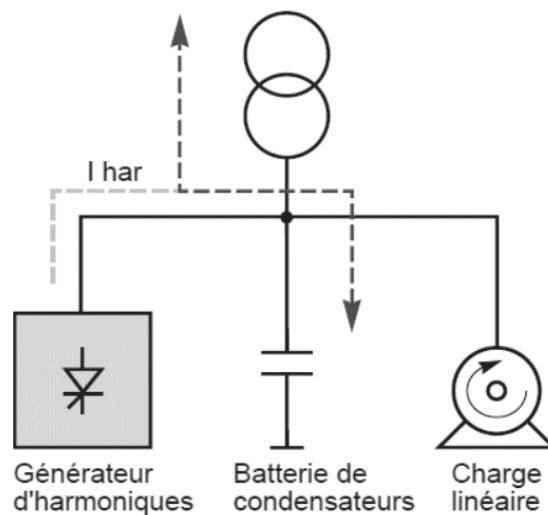


Figure 44 : Circulation des courants d'harmonique

Le traitement des harmoniques est nécessaire lorsque la puissance des générateurs d'harmoniques est trop élevée. Pour ce faire, le dispositif le plus approprié est le filtre d'harmonique. Le filtrage d'harmoniques est une technique à base de selfs et de condensateurs accordés aux fréquences à éliminer. Il remplit à la fois les fonctions de compensation d'énergie réactive et de filtrage des harmoniques.

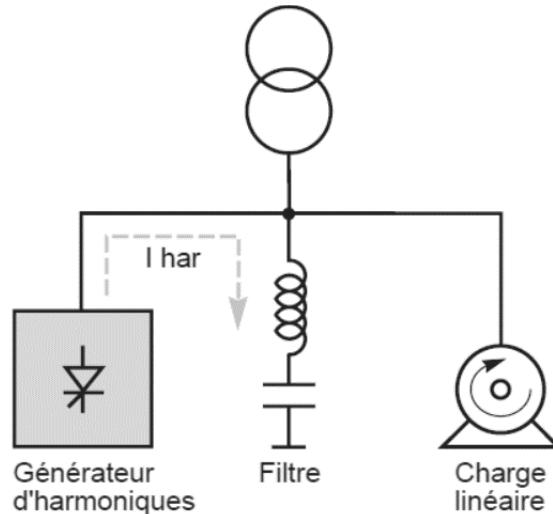


Figure 45 : Schéma simplifié d'une installation avec filtre d'harmoniques

Mais en fonction de la puissance des générateurs d'harmoniques présents au lieu d'installation, le choix possible du type des condensateurs est proposé par « ALPES TECHNOLOGIE » dans leurs catalogues correspondant au tableau suivant :

Tableau 5 : Condensateur à utiliser selon l'harmonique^[1].

Transformateur de puissance $S_n < 2 \text{ MVA}$			
$G_h < 0,15 \cdot S_n$	$0,15 \cdot S_n < G_h < 0,25 \cdot S_n$	$0,25 \cdot S_n < G_h < 0,6 \cdot S_n$	$G_h > 0,6 \cdot S_n$
Equipement de compensation standards	Equipement de compensation type H	Equipement de compensation type SAH	Filtre d'harmoniques

G_h : puissance des générateurs d'harmonique
S_n : puissance du transformateur
Type H : condensateurs surdimensionnés
Type SAH : Condensateurs surdimensionnés, associé à des inductances de protection

c) *Maitrise de la surtension et surintensité transitoire due à des batteries de condensateurs [1].*

L'utilisation des condensateurs s'accompagne des différents régimes transitoires et des perturbations en courant et en tension. Une surintensité et une surtension apparaissent au

moment de l'enclenchement. L'amplitude et la fréquence (de la surtension ou surintensité) dépendent des caractéristiques du réseau amont et du nombre de batteries de condensateurs.

➤ *Batterie Fixe :*

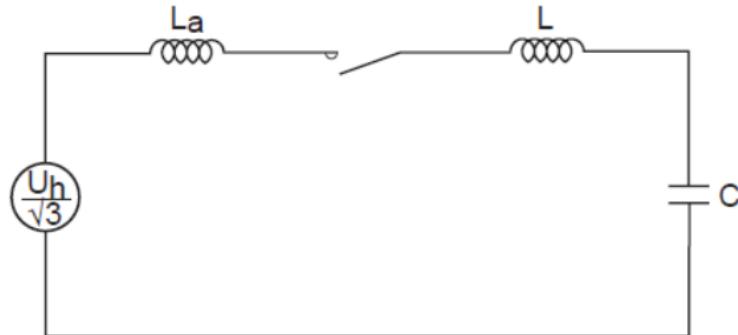


Figure 46 : Schéma d'une batterie installée sur une ligne

Pour une batterie fixe la formule suivante donne l'expression du courant crête :

$$\hat{I}_e = \sqrt{\frac{2}{3}} U_n \sqrt{\frac{C}{L_a}} \quad \begin{array}{l} \text{(On néglige l'inductance de la liaison} \\ \text{reliant l'appareil de coupure à la} \\ \text{batterie de condensateurs)} \end{array} \quad (3-11)$$

\hat{I}_e : Intensité crête de l'enclenchement [A]

L_a : inductance du réseau amont [H]

U_n : Tension nominale [kV]

C : Capacité du condensateur [μ F]

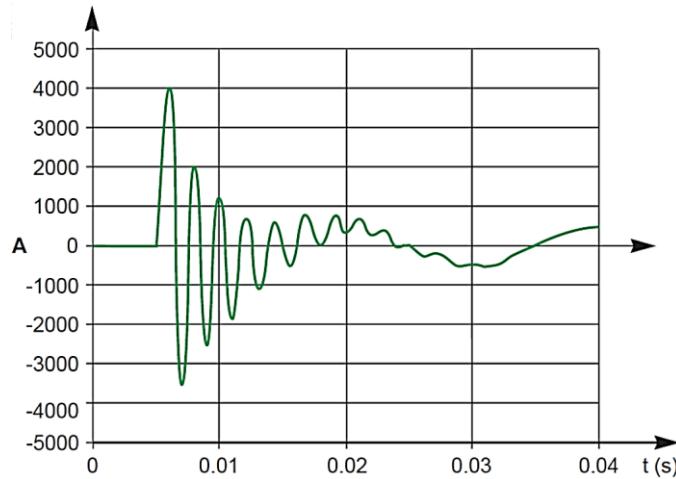


Figure 47 : Exemple de courbe de courant d'enclenchement

Ce courant est de fréquence :

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_a C}} \quad (3-12)$$

La surtension qui accompagne ce courant est proche de 2 fois la tension crête du réseau.

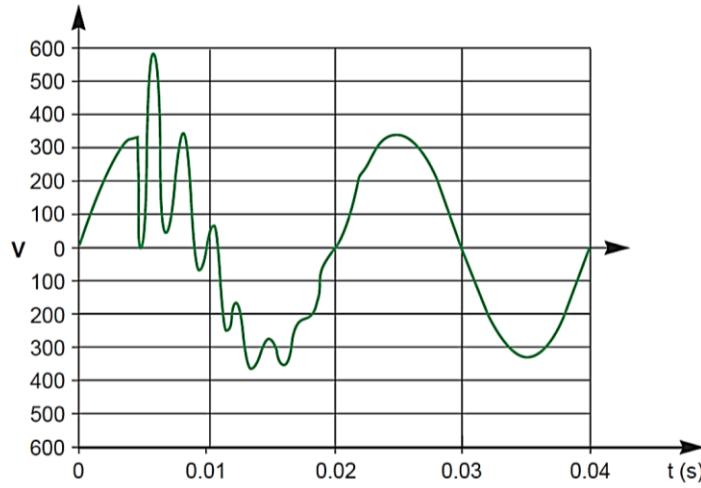


Figure 48 : Allure de la tension du réseau à l'enclenchement d'un condensateur

➤ *Batterie en Gradins :*

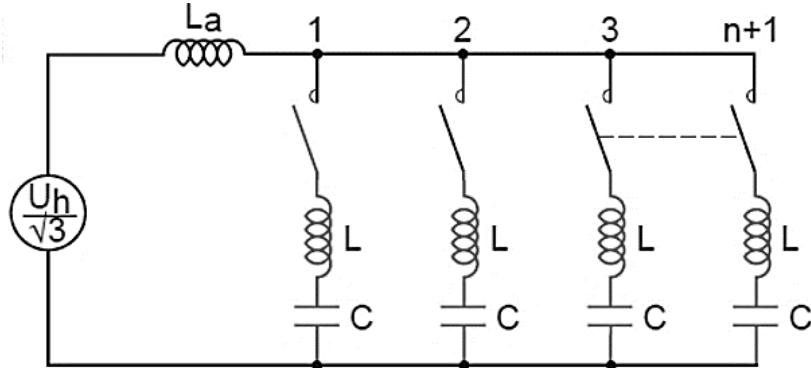


Figure 49 : Schéma simplifié d'une batterie en gradins

Pour une batterie en gradins, le courant crête d'enclenchement \hat{I}_e est maximal lors de la mise en service de la dernière batterie. Les gradins en service se déchargent dans le gradin enclenché. Les inductances L étant très faibles, ce courant d'enclenchement est très important. Il est donné par l'expression suivante :

$$\hat{I}_e = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{n}{n+1} U_n \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (3-13)$$

\hat{I}_e : courant crête d'enclenchement

$n+1$ nombre total des gradins

U_n : tension nominale

Au risque de dépasser le seuil maximal de courant que les condensateurs et les appareils de coupure peuvent supporter, on utilise pour chaque gradin, une résistance de pré-insertion dont le montage est comme suit :

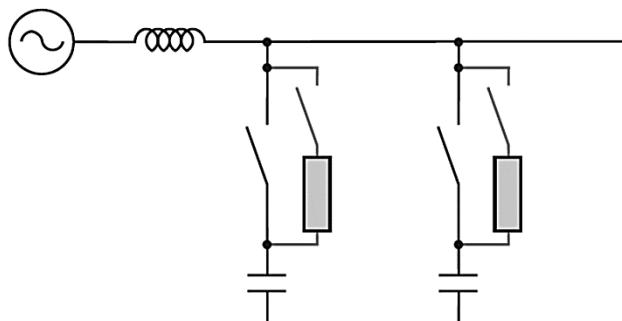


Figure 50 : Schéma de principe des résistances de pré-insertion

Au moment de l'enclenchement du condensateur, le contact auxiliaire se ferme et la précharge se fait à travers la résistance de pré-insertion. Quelques millisecondes après (3ms environ), les contacts principaux se ferment, court-circuitant les résistances.

d) Prévention de la surcompensation

En absence ou en mauvais fonctionnement des systèmes de régulation, la batterie de condensateur peut rester connectée même en cas de faible charge. C'est là qu'il y a une surcompensation. On a dans ce cas une montée en tension en bout de ligne. Pour l'éviter, il convient d'utiliser des batteries de condensateurs à gradins et de prévoir les protections et/ou les précautions nécessaires comme la limitation de la puissance des condensateurs en dessous de 15% puissance du transformateur.

e) Optimisation du montage des condensateurs

Les batteries de condensateurs sont habituellement câblées en étoile doublé ou en triangle. Le point neutre doit rester flottant pour éviter une surtension sur l'une des phases du banc de condensateurs en cas de défaut lignes ou de ferrorésonance. Les montages seront donc comme suit :

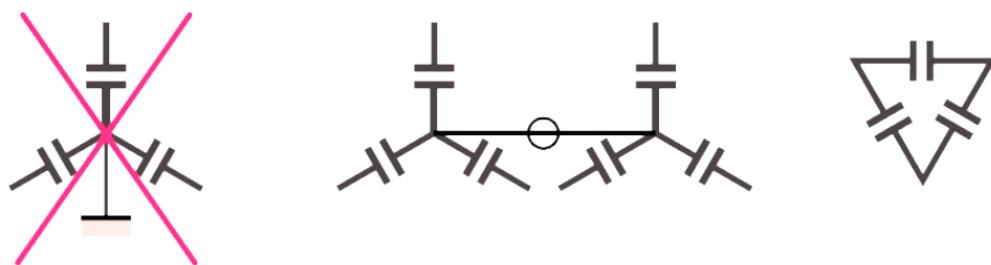


Figure 51 : Assemblage des condensateurs

- Double étoile si : $U_{\text{réseau}} > 11 \text{ kV}$ et $Q_c > 600 \text{ kVar}$
 $U_{\text{réseau}} < 11 \text{ kV}$ et $Q_c < 1200 \text{ kVAR}$
- Triangle si : $U_{\text{réseau}} \geq 11 \text{ kV}$ et $Q_c < 1200 \text{ kVar}$ (protection par fusibles HPC)

En moyenne tension, dans le montage en double étoile, la surveillance du courant de circulation entre les deux points neutres permet de détecter les défauts internes aux condensateurs.

f) Choix des appareils de coupure

La commande des batteries de condensateurs nécessite l'emploi d'appareils de coupure dont le courant nominal est déclassé de l'ordre de 30 % afin d'éviter les échauffements dus aux harmoniques.

3.3.2. Approche plus approfondie de l'OCER.

Ce qu'on a vu jusqu'à maintenant sont les réglages optimisant l'utilisation des batteries de condensateurs de compensation. Mais en réalité le problème d'optimisation traité dans ce livre concerne plutôt celle de la compensation du réseau entier et en plus nous allons nous concentrer sur les compensateurs modernes, c'est-à-dire les compensateurs qui appartiennent dans la famille FACTS puisque, désormais, grâce à leurs performances, leurs technologies et ses nombreux avantages que nous venons de citer dans les chapitres précédents, ce sont les compensateurs qui seront utilisés dans les nouveaux réseaux.

La méthode d'optimisation que nous allons voir maintenant est la méthode analytique. Cette méthode consiste à visualiser l'état du réseau avant le procédé de compensation afin de d'analyser tous les paramètres nécessaires et de déterminer des meilleures solutions de compensation à adopter. L'état du réseau est obtenu par le calcul de l'écoulement de puissance. La sortie de ce calcul avant compensation nous donne, pour chaque nœud du réseau, la tension, l'angle, la charge et la surcharge, les flux de puissance active et réactive (puissance active et réactive générée et produite dans chaque nœud) et surtout il nous donne les pertes dans le réseau.

Nos principaux objectifs dans cette méthode sont d'abord de choisir les dispositifs à utiliser, ensuite de trouver leur position ou l'emplacement optimal et enfin de déterminer leur taille optimale. C'est ce que nous allons aborder un à un.

a) Choix du dispositif de compensation approprié.

Le choix des dispositifs appropriés est essentiel pour atteindre les objectifs de la compensation. Les compensateurs FACTS ont à peu près les mêmes effets, ceci dit, ils contribuent tous à la fois aux différents objectifs de compensation mais à la différence que certains sont plus avantageux sur un point et d'autre sur d'autres points.

Le tableau suivant peut aider au choix des dispositifs FACTS selon les critères d'optimisation choisis. Il donne l'évaluation et la comparaison de ces dispositifs.

Tableau 6 : Domaines d'applications des dispositifs FACTS

Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
TCPST	+++	+	++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++

b) Emplacement optimal des compensateurs

Nous avons vu comment choisir les dispositifs à utiliser, mais leur emplacement ou position dans l'installation est également un paramètre important pour ses efficacités. Plusieurs ouvrages présentent des méthodes de placement des compensateurs FACTS dans le réseau, leur différence vient du fait que les fonctions objectives considérées sont différentes (minimisation des pertes, stabilisation de la tension, minimisation du cout). Mais en gros, elles consistent à déterminer la position de manière à augmenter la capacité de transfert de puissance dans le réseau (ATC : *Available Transfer Capability*) tout en minimisant les coûts de production, en améliorant la stabilité du système et en maximisant tous les autres bénéfices de leur utilisation.

- Emplacement optimal des compensateurs shunt

La détermination de l'emplacement des dispositifs est basée sur l'analyse nodale des résultats de l'écoulement de puissance du réseau. On localise les points sensibles vis-à-vis des grandeurs contrôlables par compensateurs et dont les coefficients d'influences sont les plus élevé. Il s'agit de la sensibilité par les injections de puissance réactive aux nœuds dits « nœuds critiques » ou encore « nœuds faibles ». La compensation de l'énergie réactive en ces nœuds, donne un meilleur résultat par rapport aux autres nœuds du système.

Il existe différentes indices que l'on peut utiliser pour la définition de ces nœuds critiques mais on va se référer aux facteurs de sensibilité que l'on peut avoir après le calcul de l'écoulement de puissance.

L'équation suivante représente le Facteur de Sensibilité de Tension *VSF* (*Voltage Sensitivity Factor*)

$$VSF_k = \frac{dV_k}{\sum_{i=2}^{NB} dV_i} \quad (3-14)$$

Avec : VSF_k est le facteur de sensibilité de tension du nœud k .

dV_k est le tangent de tension de nœud k autour du point d'effondrement de tension.

Cette position doit réduire à maximum la perte totale du réseau. La réduction de la perte se déduit de la différence entre la perte avant et après l'annulation des courants réactifs des charges. Elle s'écrit de la manière suivante.

$$\Delta P_k = P_k^{av} - P_k^{ap} \quad (3-15)$$

Avec : P_k^{av} : Les pertes de puissance avant l'annulation du courant réactif de la charge au nœud « k »

$$P_k^{av} = \sum_{i=1}^n r_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^n r_i I_{ri}^2 \quad (3-16)$$

P_k^{ap} : Les pertes de puissance après l'annulation du courant réactif de la charge au nœud « k »

$$P_k^{ap} = \sum_{i=1}^n r_i I_{ai}^2 + \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k r_i (I_{ri} - I_{Lrk})^2 + \sum_{i=k+1}^n r_i I_{ri}^2 \quad (3-17)$$

D'où l'expression de la réduction de perte suivante :

$$\Delta P_k = 2I_{Lrk} \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k r_i I_{ri} - I_{Lrk}^2 \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k r_i \quad (3-18)$$

- **Emplacement optimal des compensateurs séries [4] :**

Le choix de la ligne sur laquelle on va installer le compensateur série se fait en fonction de la charge des lignes. Il sera installé sur la ligne la plus chargé. La détermination de cette ligne est donnée par l'expression suivante :

$$LL = \sum_{l=1}^{nl} \left(\frac{S_l}{S_{l \max}} \right)^n \quad (3-19)$$

S_l : Puissance apparente dans la ligne l

$S_{l \max}$: Puissance maximale tenuée par la ligne l

Il est à remarquer que lorsque plusieurs dispositifs de compensation sont insérés dans un même réseau, il convient que leurs effets soient coordonnés afin qu'ils n'agissent pas de façon opposée.

c) Taille Optimale des compensateurs

Pour la détermination de la taille optimale des compensateurs shunts, l'emplacement optimale, c'est à dire le nœud sensible que l'on a déterminer précédemment est considéré comme nœud générateur (nœud PV). La production de la puissance réactive de ce nœud n'est pas limitée. Mais la taille optimale correspond à la taille qui donne une quantité d'énergie réactive maximale requise par le système.

Pour cela la valeur de la réactance du compensateur est donnée par la formule suivante :

$$X_c [pu] = \frac{0,95^2}{Q_{max} [pu]} \quad (3-20)$$

Avec : Q_{max} est la puissance réactive maximale fournie par le générateur dans le cas où la tension est minimale.

La taille optimale des compensateurs shunts peut aussi être déterminée à l'aide d'un indicateur appelé facteur de performance. Ce dernier se calcule par l'expression suivante :

$$f_p = \frac{\Delta \lambda MW_{init}}{Q_c}$$

Avec : MW_{init} la charge nominale du réseau au point du fonctionnement initial.

$\Delta\lambda$ la différence entre le point d'effondrement du réseau avec et sans le compensateur.

QC la taille du compensateur.

On fait varier la valeur de Q_c et on garde celui pour laquelle f_p est maximal

Pour les compensateurs séries, la taille optimale dépende seulement de la réactance de compensation nécessaire de la ligne. Cependant, au risque de surcompensation, la contrainte suivante doit être respectée [4].

$$-0,8X_{L_i} \leq X_{C_i} \leq 0,2X_{L_i} \quad (3-22)$$

3.3.3. Présentation des méthodes numériques d'OCER :

La résolution numérique du problème d'OCER consiste à une implémentation d'algorithme de calcul d'écoulement de puissance optimale en tenant compte de la modification de la matrice d'admittance du réseau selon les modèles des compensateurs utilisés. Comme précédemment, l'optimisation est réalisée sur les coûts d'investissements des dispositifs, le cout des pertes et des pénalités dues aux écarts de tension.

a) Méthode numérique classique [2][14]

On peut citer parmi les méthodes numériques classique d'OCER :

- **L'optimisation linéaire** (OL) anciennement appelé programmation linéaire, traite la résolution de problèmes d'optimisation dont la fonction objective et les diverses contraintes sont représentés par un système d'équations linéaires.
- **L'optimisation non linéaire** (NLP) ou programmation non linéaire traite les problèmes d'optimisation dont les fonctions objectives et les diverses contraintes sont non linéaires.
- **Les méthodes de gradient** se base sur la connaissance de la dérivée de la fonction objective en chacun des points de l'espace. La méthode de gradient du premier ordre est basée sur une approximation linéaire en séries de Taylor avec initialisation de gradient, et le deuxième ordre base sur l'approximation quadratique en séries de Taylor avec initialisation de gradient en utilisant l'Hessien H .

- **La méthode de newton** consiste à minimiser, à chaque itération i , une approximation quadratique de la fonction objective originale au voisinage de l'estimation actuelle de la solution x_i . L'approximation quadratique de la fonction objective est obtenue à partir du développement en série de Taylor à l'ordre 2.
- **La programmation dynamique** consiste à diviser le problème principal en plusieurs sous-problèmes et ensuite de les résoudre depuis les plus faciles pour ensuite utiliser les sous-solutions pour résoudre les plus difficiles jusqu'à ce qu'on arrive à la solution du problème initial.
- **La méthode de point intérieur** est particulièrement reconnu efficace à la résolution des problèmes de grande taille comme l'optimisation de l'écoulement de puissance. Cette méthode forme une classe d'algorithme qui résout mathématiquement le problème d'optimisation considéré. On peut le subdiviser en deux catégories dont les méthodes de réduction du potentiel et les méthodes « affine scaling » (optimisation sur des ellipsoïdes)
- **La programmation quadratique** est une méthode d'optimisation qui cherche à minimiser ou à maximiser une fonction objective quadratique sur un polyèdre convexe. Elles utilisent les dérivées du deuxième ordre pour améliorer la vitesse de convergence ainsi que la procédure quasi- Newtonienne, ou une approximation du Hessien est faite.

Ces méthodes sont communément appelées méthode déterministe du fait qu'elles convergent toujours vers une même solution finale pour les mêmes données initiales. Elles sont basées sur le calcul de la dérivée du problème, ou sur des approximations de cette dernière.

Les méthodes déterministes sont efficaces lorsque la solution initiale est proche de l'optimum recherché mais peuvent converger vers un optimum local pour une fonction objective possédant plusieurs optimums.

b) *Les méthodes métaheuristiques ou méthodes stochastiques* [2][12][18]

Meta signifie « au-delà » ou « en plus haut niveau » ; heuristique désigne la science des règles de la recherche scientifique. Et « stochastique » en mathématique, veut dire « qui implique la présence des variables aléatoires ». Les méthodes métaheuristiques ou méthodes stochastiques sont donc des méthodes plus avancées de l'optimisation, qui s'appuient sur des mécanismes de transition, probabilistes et aléatoires et qui explorent efficacement l'espace de recherche et convergent vers l'optimum global.

Souvent, ces méthodes sont inspirées soit par des phénomènes naturels, tels que la théorie d'évolution chez les sociétés d'animaux et d'insectes (algorithme génétique : AG) ; soit par des phénomènes en physique (cas du recuit simulé), soit encore par la théorie d'éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis (ACO) et de l'optimisation par essaims particulaires (PSO)).

Comme principe, Ce sont des algorithmes formant un processus itératif qui consiste à une manipulation d'un ou plusieurs solutions pour trouver une ou des solutions optimums (les meilleures solutions au problème). La ou les solutions existantes sont appelés état et l'itération fait évoluer l'état grâce à des transitions ou des mouvements, c'est-à-dire, trouver des nouvelles solutions à partir de l'état actuel. L'algorithme s'arrête après avoir atteint un critère d'arrêt, consistant généralement en atteinte du temps d'exécution impartit ou d'une précision demandée.

Son avantage par rapport à la plupart des méthodes déterministes est qu'elles ne nécessitent ni point de départ, ni la connaissance de gradient de la fonction objective pour atteindre la solution optimale et qu'elle permet de résoudre des problèmes dont la fonction objective présente une complexité mathématique grandissante. Les méta-heuristiques sont aussi plus facile à programmer et à manipuler et facilement adaptables à tout type de problème d'optimisation.

L'application de ces méthodes s'étend dans des nombreux domaines notamment le domaine de l'optimisation de l'énergie électrique.

Parmi les méta-heuristiques les plus connues on peut citer :

- ✓ les algorithmes génétiques.
- ✓ les algorithmes d'optimisation par essaims de particules.
- ✓ les algorithmes de colonies de fourmis.
- ✓ les algorithmes à évolution différentielle.
- ✓ les stratégies d'évolution.

CHAPITRE 4 :

**APPLICATION : « OPTIMISATION
DE COMPENSATION DE
L'ENERGIE REACTIVE DU
NOUVEAU RESEAU DE
FOTSIALANANA »**

Chapitre 4 : Application : « Optimisation de la compensation de l'énergie réactive (O.C.E.R.) du nouveau réseau de Fotsialanana »

En application de ce que nous avons vu jusqu'à maintenant, nous allons prendre l'OCER du réseau de Fotsialanana. C'est un réseau de 15 nœuds selon la numérotation dans le schéma de la figure 52 suivante.

Nous allons utiliser un excellent logiciel qui s'appelle « DIgSILENT PowerFactory 15.1 » (l'annexe). Grace à ses diverses fonctionnalités, il répond à presque tous nos besoins pour faire une complet analyse de réseau, du plus basique au plus avancée. Mais cette fois, nous allons nous focaliser sur les options qui nous permettrons d'optimiser la compensation de l'énergie réactive du réseau étudié.

Pour ce faire, nous allons simuler trois scénarios dont, d'abord le réseau avant la compensation, ensuite, à partir des résultats de ce dernier, nous déterminerons les meilleures options de compensation à adopter et puis relancer la simulation avec la compensation et enfin nous allons procéder à une optimisation puis relancer la simulation. A la fin (paragraphe 4.4.), nous allons faire une comparaison des résultats de ces trois scénarios.

4.1. Analyse du réseau avant compensation (SCENARIO 1) :

La figure suivante montre le schéma unifilaire du réseau étudié :

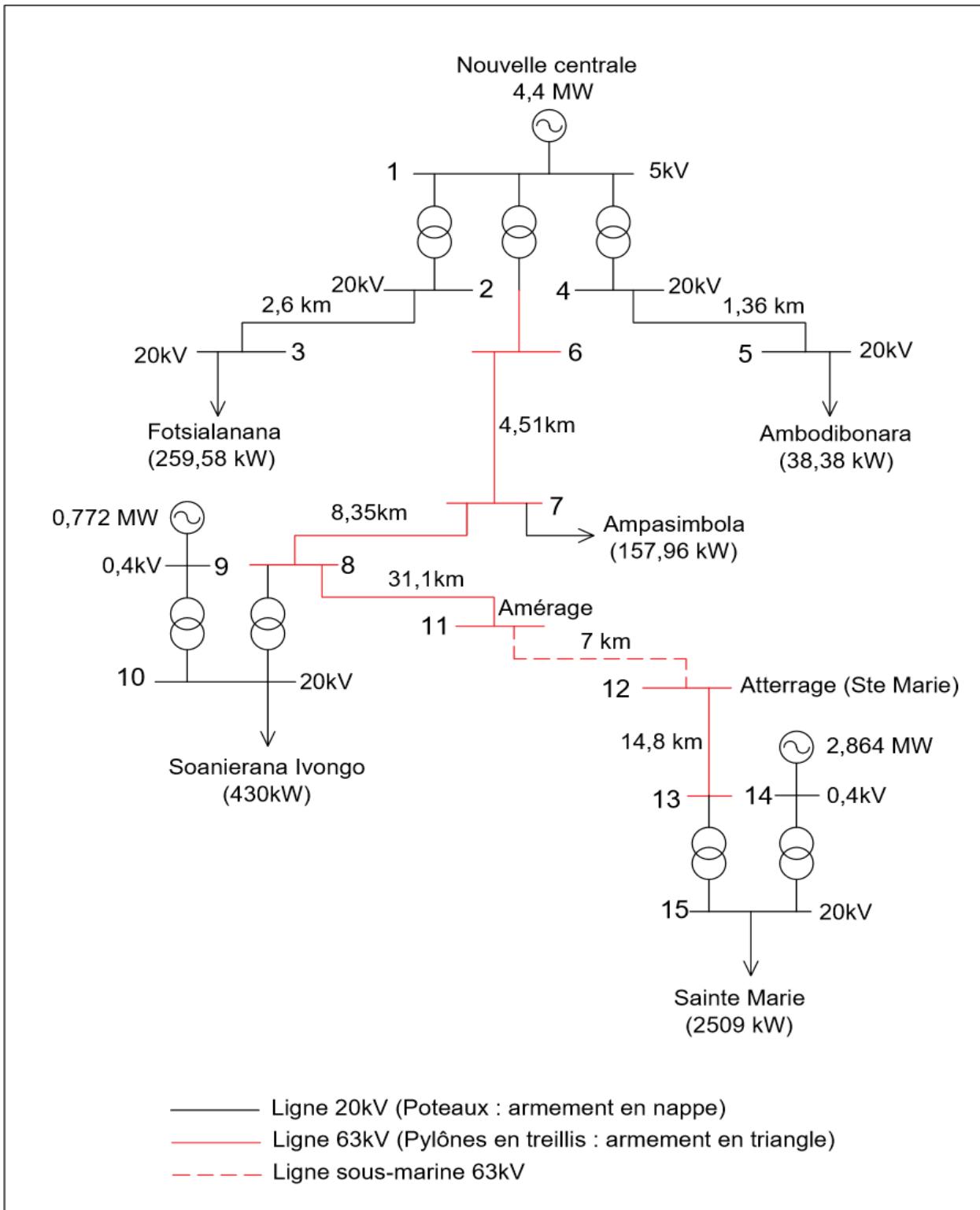


Figure 52 : Schéma unifilaire du réseau à étudier

Avec PowerFactory, nous avons pu reproduire le schéma comme présenté sur la figure suivante :

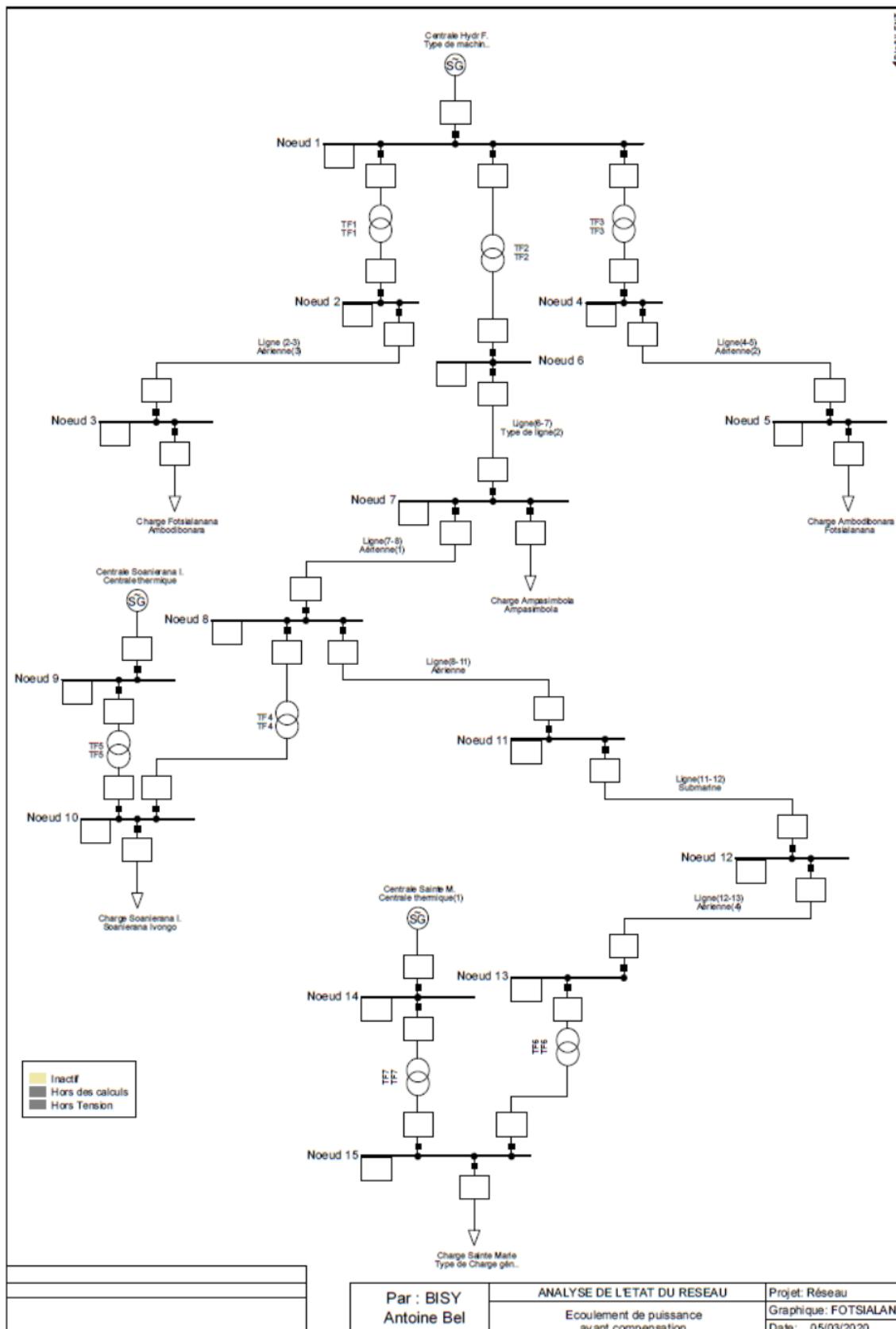


Figure 53 : Schéma du réseau sur PowerFactory

4.1.1. Données du réseau

Les données du réseau entrés pour la simulation avant compensation sont données dans les tableaux suivants :

Tableau 7 : Donnée du réseau

Ligne	Longueur [km]	Tension [kV]	Intensité [A]	Conducteur utilisé	Section [mm ²]	I _{nom} conducteur [A]	R/km	X/km
Ligne 1	1,34	20	1,231	22-AL4	21.99	66	1.5	0.4
Ligne 2	2,6	20	8,326	22-AL4	21.99	66	1.5	0.4
Ligne 3	4,51	63	31,54	34-AL4	34.4	84	0.994	0.39
Ligne 4	8,35	63	29,93	34-AL4	34.4	84	0.994	0.39
Ligne 5	31,1	63	25,55	34-AL4	34.4	84	0.994	0.39
Ligne 6	7	63	25,55	3GSERAA	50*3	196	0.49	0.136
Ligne 7	14,8	63	25,55	34-AL4	34.4	84	0.994	0.39

4.1.2. Résultat de la simulation 1 (sans compensation)

Après avoir lancer le calcul du réseau nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau 8 : Résumé des résultats du calcul sans compensation

Les éléments surchargé	Taux de surcharge [%]
Générateur principal	95,48
Transformateur TF2 (Départ)	93,51
Transformateur TF6 (vers Sainte Marie)	81,0
Chute de tension maximale	Valeur en [%]
Nœud 14	8,9
Nœud 15	8,9
Les pertes total dans le réseau	
Perte active [MW]	0,2
Perte réactive [MVar]	0,3

Le détail des résultats est donné dans l'ANNEXE 3.

4.1.3. Interprétation des résultats avant compensation

- *Surcharge du réseau :*

La figure 54 qui montre le schéma après simulation du réseau sans compensation, nous montre que la centrale de Fotsialanana et les transformateurs de la ligne Fotsialanana-Soanierana Ivongo s'approche de leurs charges maximale (C'est ce qu'indique leur couleur rouge selon la légende sur la figure). C'est parce la centrale Hydroélectrique de Fotsialanana fournie principalement de l'énergie alimentant la ville de Soanierana Ivongo et de Sainte Marie.

- *Pertes dans le réseau :*

Le tableau 15 qui montre le résumé complet du système nous indique qu'on a une perte active de 0.2 [MW], et une perte réactive de 0,30 [MVar]. Ces pertes sont sûrement dues à l'effet joule, aux capacités naturelles des lignes dus aux enroulements des transformateurs. Ces effets sont favorisés par le transport des charges réactive dans le réseau.

- *Déviation de la tension des nœuds*

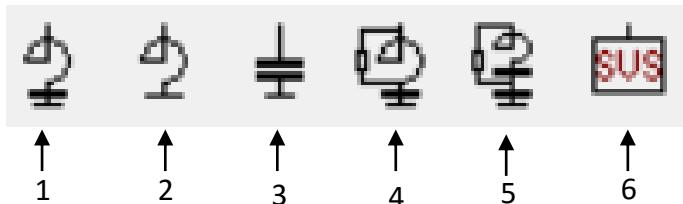
La légende dans le tableau 14 nous montre que les chutes de tension de certains nœuds frôlent le 9% de leur tension nominale. Ce qui est proche des limites de la déviation de tension acceptable selon les normes. Encore une fois c'est dû à la ligne de transport.

4.2. Démarche de la compensation du réseau (SCENARIO 2).

4.2.1. Choix des compensateurs

PowerFactory 15.1 nous propose les compensateurs suivants :

➤ *Compensateur Shunt :*



1- Shunt/Filtre RLC

2- Shunt/Filtre RL

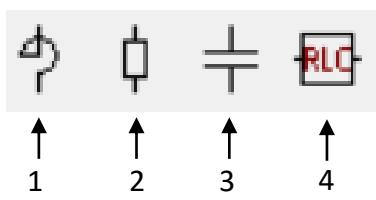
3- Shunt/Filtre C

4- Shunt/Filtre RLCRp

5- Shunt/Filtre RLCCRp

6- Shunt Var Statique

➤ *Compensateur Série :*



1- Réactance série

2- Réactance série ($X=0$)

3- Capacité Série

4- Filtre RLC Série

Parmi ces compensateurs, notre choix s'est porté sur le « Shunt Filtre C » qui n'est autre qu'une batterie des condensateurs en gradin. C'est ce qui correspond le mieux à notre réseau pour diminuer la charge des transformateurs et des lignes qui d'après les chutes de tension aux bouts des lignes, sont trop capacitifs. Le paragraphe 2.1.8. b) donne le détail de ces avantages.

4.2.2. Emplacement optimal de la « Shunt Filtre C ».

Le résultat de la déviation de tension des nœuds du réseau nous permet de choisir l'emplacement de la batterie à utiliser. Comme on a pu voir dans le tableau 14 le nœud le plus sensible est le nœuds 15. C'est donc une compensation individuelle, elle permet de soulager la ligne et d'optimiser la chute de tension.

4.2.3. Taille optimale du « Shunt Filtre C ».

La taille de la batterie est en fonction du besoin en compensation c'est-à-dire, du besoin en énergie réactive du nœud de connexion. L'énergie réactive consommée par la charge du nœud 15 est obtenue grâce au résultat de la simulation précédente, c'est-à-dire $Q=1.9\text{MVar}$.

4.2.4. Résultat de la simulation 2.

Après avoir lancer le calcul du réseau après la compensation nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau 9 : Résumé du résultat de calcul après la compensation

Les éléments surchargé	Taux de surcharge [%]
Générateur principal	74,76
Transformateur TF2 (Départ)	72,63
Transformateur TF6 (vers Sainte Marie)	61,94
Chute de tension maximale	Valeur en [%]
Nœud 13	4,7
Nœud 14	4,7
Nœud 15	4,7
Les pertes total dans le réseau	
Perte active [MW]	0,12
Perte réactive [MVar]	0,18

Le détail des résultats est donné dans l'ANNEXE 4

4.2.5. Interprétation des résultats avant compensation

Ces résultats nous permettent de dire que la compensation a amélioré la qualité du réseau. La charge des lignes sont diminuées, le profil de tension s'est amélioré et les perte active et réactive est diminués de 40%, respectivement de 0.2 [MW] à 0.12[MW] et de 0.3[MVar] à 0.18[MVar].

4.3. Démarche de l'Optimisation de Compensation d'Energie Réactive (SCENARIO 3).

L'optimisation de la compensation de l'énergie réactive est incluse dans le module de flux de puissances optimal (OPF) de PowerFactory. Elle permet d'optimiser une fonction objective qui respecte les contraintes d'égalité (équations du flux de puissances) et les contraintes d'inégalité (limite des tensions, des puissance réactive ...).

Il propose deux méthodes dont « la méthode d'optimisation AC » qui est une optimisation non-linéaire basée sur l'algorithme du point intérieur et « la méthode d'optimisation DC » utilisant la méthode linéaire DC du flux de puissances.

La figure suivante montre une capture d'écran de la fenêtre du flux de puissance optimale du logiciel. Avec cette fenêtre on peut sélectionner la méthode d'optimisation à adopter ; on peut choisir la fonction objective et les paramètres de contrôle de l'optimisation ou les variables de contrôle et on peut définir les contraintes d'inégalité à considérer.

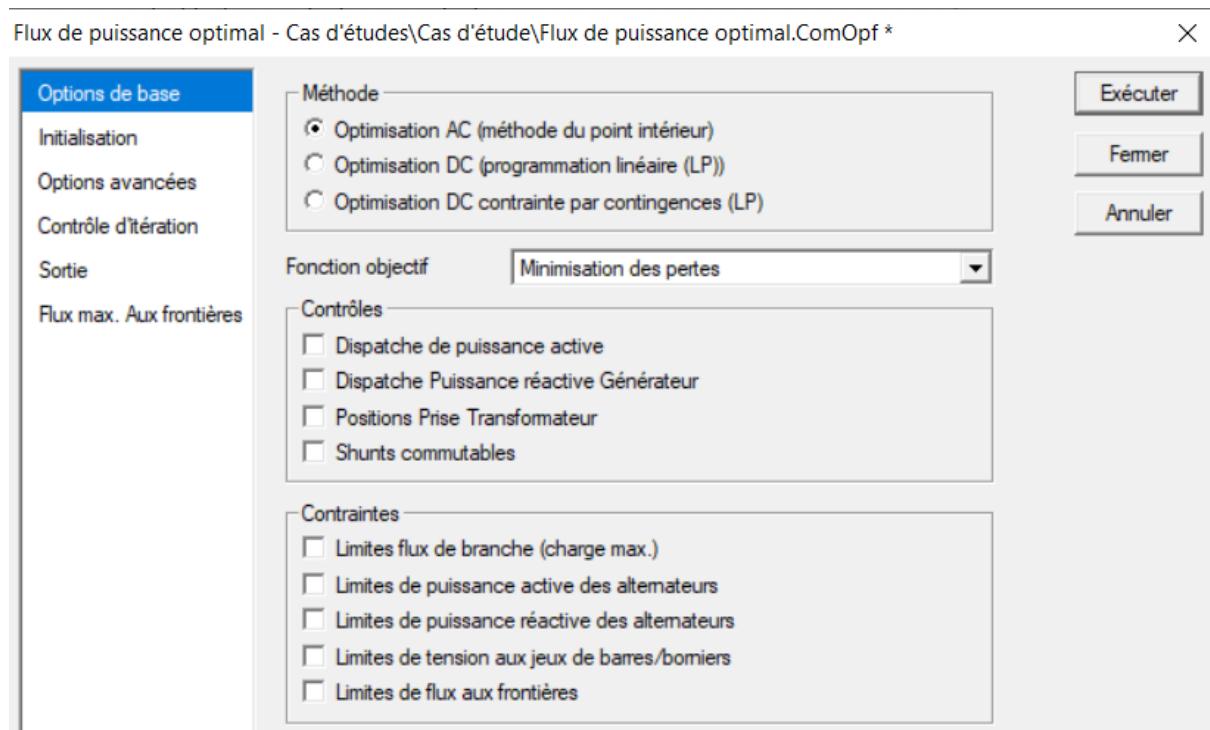


Figure 54 : Onglet des options de base du dialogue de l'OPF (Méthode Optimisation AC)

4.3.1. Sélection de la fonction Objectif et les paramètres.

Il offre trois fonctions objectif distinctes :

- Minimisation des pertes
- Minimisation des coûts
- Minimisation du délestage

Nous avons sélectionné la fonction objective « Minimisation des pertes ». Le but de cette optimisation est de trouver une répartition de puissance qui minimise les pertes globales en fonction des paramètres de contrôle choisi. Les paramètres de contrôle peuvent être sélectionnés dans l'onglet des Options de base (voir Figure 56). Les paramètres sélectionnés se servent des variables potentielles pour l'algorithme de l'optimisation.

Chaque élément du réseau doit être paramétré individuellement pour prendre part à l'optimisation. Les générateurs, transformateur, les éléments shunts (les compensateurs par exemple), ... sont tous muni d'un onglet d'Optimisation dans lequel on peut imposer toutes les contraintes selon l'élément.

4.3.2. La formulation des contraintes :

La formulation des contraintes, généralement des contraintes d'inégalité, nous permet d'avoir une la solution de l'optimisation comprise entre certaines limites. Le maniement des contraintes est très flexible mais exige des connaissances techniques afin que la solution exigée reste dans le domaine des solutions réalisables.

Il est à remarquer qu'une contrainte n'est considérée par l'algorithme d'optimisation que si et seulement si la case de la contrainte dans le dialogue de l'élément et la case de la contrainte globale correspondante dans le dialogue de l'OPF sont cochées.

L'optimisation utilise des contraintes additionnelles automatiquement imposées si le paramètre correspondant est utilisé comme contrôle. Comme par exemple, les limites de prises et le nombre d'échelon pour les shunts.

Les éléments des réseaux et les contraintes que nous avons utilisé sont listées ci-dessous :

- Jeux de barres et Terminaux :
 - Tension minimum : 1.05 pu
 - Tension maximum : 0.95 pu
- Lignes :
 - Charge Maximum : 95%
- Transformateur à 2 enroulements :
 - Charge Maximum : 95%
- Shunt Filtre C : puissance chaque batterie < 15% de la puissance du transformateur
 - Plage de pas du régulateur : Contrôle automatique
- Générateur :
 - Puissance active minimum : 0[W]
 - Puissance active maximum : 100% P_G
 - Puissance réactive minimum : $-S_G$
 - Puissance réactive maximum : $+S_G$

4.3.3. Contrôle de Convergence

On peut aussi configurer le nombre d'itérations et les critères de convergence de l'algorithme d'optimisation. Les options disponibles se trouvent sur l'onglet Contrôle d'itération du dialogue de l'OPF montré sur la Figure suivante

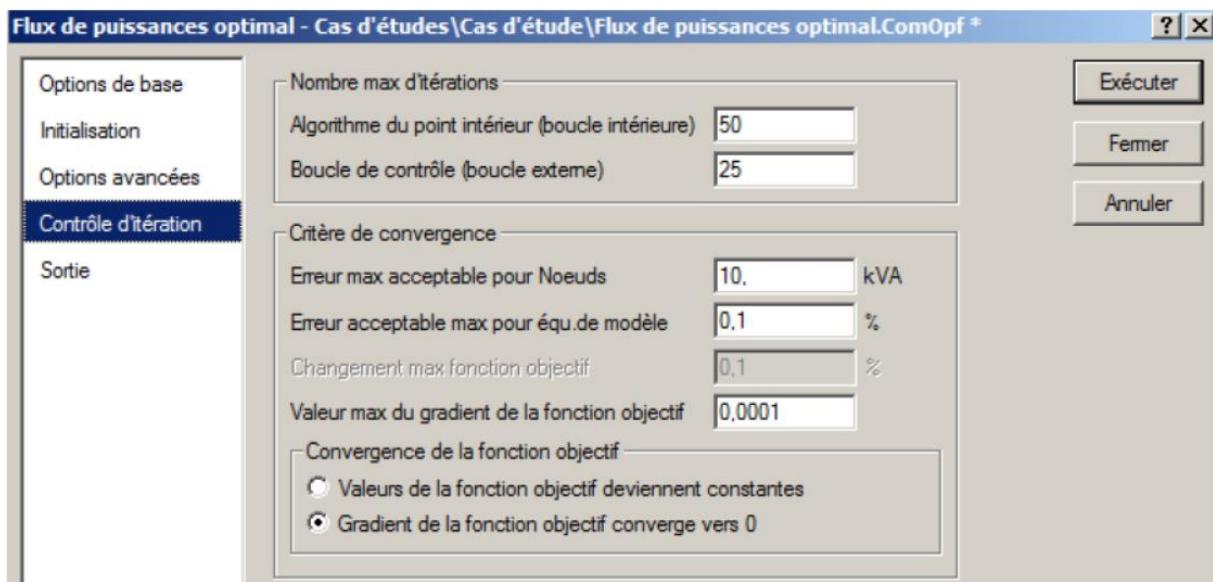


Figure 55 : Paramètre de contrôle d'itération (Méthode AD)

Après avoir lancer le calcul du réseau nous avons obtenu les résultats suivants :

4.3.4. Résultat de la dernière simulation

Tableau 10 : Résumé du résultat de calcul de la simulation après optimisation

Les éléments surchargé	Taux de surcharge [%]
Générateur principal	52,,02
Transformateur TF2 (Départ)	49,22
Transformateur TF6 (vers Sainte Marie)	45,86
Chute de tension maximale	Valeur en [%]
Nœud 13	2,6
Les pertes total dans le réseau	
Perte active [MW]	0,06
Perte réactive [MVar]	0,10

Le détail de ces résultats est donné dans l'ANNEXE 5

4.3.5. Interprétation des résultats

Ces résultats obtenus après l'optimisation nous montrent l'efficacité de la compensation et de l'optimisation que nous avons fait. Les contraintes que nous avons imposées ont permis d'optimiser la charge des éléments du réseau. En ce qui concerne le profil de tension, la déviation maximale après optimisation est de -2,6 contre -8,9 avant compensation. Et concernant les pertes du réseau, nous avons une diminution de perte active et réactive respectivement de 70% et 66.67% contre 40% de la compensation simple.

Le tableau suivant met en évidence et résume les résultats des trois scenarios de nos simulations et permet de faire leur comparaison.

4.4. Comparaison des trois scénarios

Tableau 11 : Tableau comparatif des résultats des 3 scénarios

	Avant compensation	Après compensation	Après optimisation
COMPARAISON DES CHARGES DES GENERATEURS, LIGNES ET DES TRANSFORMATEURS [%]			
Centrale Fotsialanana	95,48	74,76	52,02
Centrale Sainte Marie	0	0	25,29
Centrale Soanierana I.	0	0	9,71
Ligne (2-3)	2,10	2,10	2,10
Ligne (4-5)	14,30	14,30	14,30
Ligne (6-7)	45,91	35,66	24,17
Ligne (7-8)	43,70	33,75	22,61
Ligne (8-11)	37,57	28,72	21,26
Ligne (11-12)	16,10	12,31	9,11
Ligne (12-13)	37,57	28,72	21,26
Transfo 1 (TF1)	10,69	10,69	10,69
Transfo 2 (TF2)	93,51	72,63	49,22
Transfo 3 (TF3)	32,69	32,69	32,69
Transfo 4 (TF4)	75,00	73,71	32,08
Transfo 5 (TF5)	0,00	0,00	56,33
Transfo 6 (TF6)	81,02	61,94	45,86
Transfo 7 (TF7)	0,00	0,00	25,20
DEVIATION DE LA TENSION DES NŒUDS [%]			
Nœud 1	0	0	0
Nœud 2	-0,2	-0,2	-0,2
Nœud 3	-0,2	-0,2	-0,2
Nœud 4	-0,6	-0,6	-0,6
Nœud 5	-0,8	-0,8	-0,8
Nœud 6	-1,7	-0,4	+0,1
Nœud 7	-2,2	-0,8	-0,1
Nœud 8	-3,1	-1,4	-0,5
Nœud 9	-4,4	-2,8	-0,4
Nœud 10	-4,4	-2,8	-1,2
Nœud 11	-5,8	-3,5	-1,8
Nœud 12	-6,1	-3,7	-2
Nœud 13	-7,4	-4,7	-2,6
Nœud 14	-8,9	-4,7	-1,8
Nœud 15	-8,9	-4,7	-2,2
PERTES TOTAUX DANS LE RESEAU			
Pertes actives [MW]	0,20	0,12	0,06
Pertes réactives [MVar]	0,30	0,18	0,10

CONCLUSION :

En conclusion, ce mémoire nous a permis de comprendre la compensation de l'énergie réactive et l'optimisation. D'abord, on a vu les différents problématiques liés à l'énergie réactive et la compensation, notamment, le principe, les moyens et techniques, les modes, les systèmes et la procédure. On a vu les différents dispositifs de compensation, notamment les compensateurs conventionnels basés sur les condensateurs et les compensateurs modernes ou les compensateurs FACTS basé sur l'électronique de puissance. Leurs modèles nous ont montré leurs impacts sur le réseau surtout au point de leur connexion. Ensuite, on a vu le concept de base de l'optimisation et on a présenté les différentes méthodes analytiques et numériques de résolution de problème d'optimisation, particulièrement, celle de l'optimisation de compensation de l'énergie réactive. Et avant de terminer, nous avons fait comme application la simulation de la compensation du réseau électrique de Fotsialanana. Les résultats de cette simulation confirment l'efficacité de la méthode utilisée ; la perte totale du réseau a diminuée de plus de 66%, le profil de tension s'est amélioré et les surcharges avant la compensation sont supprimé.

D'un côté la compensation de l'énergie réactive contribue à l'amélioration de la qualité technique de l'énergie, et de l'autre côté, elle impacte économiquement la fourniture de l'énergie électrique. Pour les fournisseurs, elle permet d'optimiser la dimension des équipements de transport pour une même charge ; pour les clients dont l'énergie réactive est facturée, elle réduit le coût de l'électricité. Et l'optimisation de la compensation ne fait qu'augmenter les avantages précédents et la rend plus efficace et plus efficient dans l'installation.

L'Optimisation de Compensation de l'Energie Réactive contribue à l'efficacité d'énergétique qui est un domaine de recherche d'actualité et une composante du développement durable dans le secteur énergétique. Les nouvelles méthodes d'optimisation, notamment les méthodes métaheuristiques sont aujourd'hui connu par leur facilité de programmation et par l'efficacité de leur application à la résolution de problème d'écoulement de puissance réactive sur le réseau électrique. N'empêche que leurs améliorations pour qu'ils soient encore plus efficaces sont des sujets de recherche qui restent pertinents.

BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE

1. Schneider électrique, « *Guide de la compensation d'énergie réactive et du filtrage des harmoniques* », 30p, Novembre 2001
2. Nabil MANCER, « *Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS)* », Mémoire de magister, 102p, 28 Janvier 2012
3. RAVONISON Elie Rijatiana Hervé, « *Application de la technologie FACTS pour la compensation d'énergie réactive* », Mémoire de DEA, 88p, 12 Septembre 2014
4. K.Kavitha, Dr.R.Neela, « *Optimal Placement of TCSC and SVC Using PSO* » p45-52, 2013
5. Schneider Electrique, « *Améliorer le facteur de puissance d'une installation électrique* », 16p, Mars 2004.
6. Tebani Wissame, « *Compensation optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution* », Mémoire de Magister, 69p, 25 Juin 2012.
7. SEMAOUI Hammou « *Compensation de l'énergie réactive d'une installation industrielle MT/BT (HTA/BTB)* », Mémoire de master, 75p, Juin 2016.
8. BISY Antoine Bel, « *Contribution à l'étude de la mise en place de la centrale hydroélectrique de Fotsialanana, reliée aux réseaux de Soanierana Ivongo et de Sainte Marie* », Mémoire de Master, 123p, 28 Aout 2019
9. AITOUARET Née CHEKKAL Samira, « *compensation de l'énergie réactive* », Cours, 22p, 23 Juillet 2017.
10. Circutor, « *Solutions pour la compensation d'énergie réactive en Moyenne Tension* », Catalogue, 24p, Juillet 2017.
11. Alpes Technology, « *Compensation d'énergie réactive et maîtrise de la qualité des infrastructures électriques* », 80p, Dec 2016.
12. Rabah BENABID « *Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques* », Mémoire de Magister, 130, 4 Septembre 2007.
13. Dr. Ing. Dhaker ABBES, « *Optimisation : principe et applications aux systèmes énergétiques* », Cours, 41p, 2015
14. Bijay Baran Pal, Papun Biswas, Anirban Mukhopadhyay, « *GA Based FGP Approach for Optimal Reactive Power Dispatch* », p464 - 473, 2013

15. Alireza Seifi, Ph.D. ; Sasan Gholami, M.S. ; and Amin Shabanpour, M.S. , « *Power Flow Study and Comparison of FACTS: Series (SSSC), Shunt (STATCOM), and Shunt-Series (UPFC)* », p129-136, Mai 2010
16. Zahir Sahli, Abdellatif Hamouda, Abdelghani Bekrar and Damien Trentesaux, « *Reactive Power Dispatch Optimization with Voltage Profile Improvement Using an Efficient Hybrid Algorithm* », 21p, 2018
17. Yahiaoui Merzoug, « *Contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS* », 98p, 10 Avril 2014.
18. MAGNOUN Youness, « *Placement optimal de dispositif FACTS dans un réseau de puissance* », Mémoire de Master, 103p, 03 Juin 2014
19. EDER ERNESTO FERNANDEZ RAMIREZ, « *Optimisation du taux de compensation série d'une longue ligne de distribution cas de l'hydro-quebec: abitibi teminscamingue* », 135p, Juin 2005.
20. Tounsi mohamed, « *Utilisation des heuristiques pour la détermination du lieu d'implantation des dispositifs de compensation de puissance réactive dans un réseau de transport et d'interconnexion* », Mémoire de Magister, 53p, Juin 2016.
21. NEELAMBAR SINGH CHAUHAN, N.V.SRIKANTH, B.VIJAY KUMAR, « *Optimal placement of svc to minimize loss and Improve voltage profile under power system contingency using GA* » p101-109, May 2014.
22. <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/decryptage-du-marche-de-l-energie/>
23. <https://www.schoolmouv.fr/cours/les-differentes-formes-d-energie/fiche-de-cours>
24. https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89lectricit%C3%A9#Usages_et_consommation
25. <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-technologies>
26. <http://selecthabitat.fr/stockage-electromagnetique-electricite/>
27. https://fr.wikipedia.org/wiki/Accumulateur_%C3%A9lectrique
28. <https://entreprises-collectivites.engie.fr/energie-reactive-poste-deconomies/>

ANNEXES 1 : PowerFactory^[8] :

DIgSILENT GmbH est une entreprise d'expertise et de développement de logiciels fournissant des services hautement spécialisés dans le domaine des réseaux électriques pour le transport, la distribution, la production d'énergie électrique, l'industrie et les énergies renouvelables. PowerFactory est un logiciel de premier rang pour l'analyse des réseaux électriques dans les domaines de la production, du transport, de la distribution ainsi que dans le domaine industriel. Il offre une gamme complète de fonctionnalités allant des fonctions standard à des applications très sophistiquées et avancées incluant l'énergie éolienne, la production distribuée, la simulation en temps réel et le monitoring avancé pour le test et la supervision des réseaux. PowerFactory est facile à utiliser, entièrement compatible avec Windows et combine des capacités de modélisation de réseau fiables et flexibles avec des algorithmes conformes à l'état de l'art et un concept unique de base de données. De plus, grâce à sa flexibilité de langage de script et d'interfaçage, PowerFactory est parfaitement adapté aux solutions hautement automatisées et intégrées de vos applications métier.

PowerFactory offre :

- une suite complète de fonctions pour l'étude de grands réseaux d'énergie électrique.
- des fonctions de modélisation complètes pour l'étude de tous types de réseaux électriques
- une grande précision de calcul, des normes appropriées, une présentation claire des résultats et une interface utilisateur complète et conviviale
- des outils pour analyser tous les aspects des composants électriques impliqués
- des outils d'analyse des phénomènes tels que les flux de puissance inversés, les creux de tension et surtensions, les niveaux de défaut et charge des équipements.

- toutes les fonctionnalités nécessaires pour mener des études complexes d'intégration de la production renouvelable dans les réseaux électriques qui est aujourd'hui l'une des questions clés de la planification et de l'analyse des réseaux

ANNEXES 2 : SORTIE DES DONNEES DU RESEAU :

Tableau 12 : Données des lignes

Réseau: FOTSIALANANA							Cas d'Étude: Cas d'étude Annexe: / 1				
Équipement: Lignes			Type	Section tra.	Nom-	R	X	B	Distance	In	Fact.
Nom	de	à		[mm ²]	bre	[Ohm/km]	[Ohm/km]	[uS/km]	[km]	[kA]	Reduc.
Ligne (2-3)	Noeud 2	Noeud 3	Aérienne(1	0,00	1	1,5000	0,4000	0,0000	2,600	0,066	1,00
Ligne(11-12)	Noeud 11	Noeud 12	Submarine	0,00	1	0,4900	0,1360	0,0000	7,000	0,196	1,00
Ligne(12-13)	Noeud 12	Noeud 13	Aérienne(6	0,00	1	0,9940	0,3900	0,0000	14,800	0,084	1,00
Ligne(4-5)	Noeud 4	Noeud 5	Aérienne(2	0,00	1	1,5000	0,4000	0,0000	1,360	0,066	1,00
Ligne(6-7)	Noeud 6	Noeud 7	Aérienne	0,00	1	0,9940	0,3900	0,0000	4,510	0,084	1,00
Ligne(7-8)	Noeud 7	Noeud 8	Aérienne(3	0,00	1	0,9940	0,3900	0,0000	8,350	0,084	1,00
Ligne(8-11)	Noeud 8	Noeud 11	Aérienne(4	0,00	1	0,9940	0,3900	0,0000	31,100	0,084	1,00

Tableau 13 : Données des charges du réseau

Réseau: FOTSIALANANA							Cas d'Étude: Cas d'étude Annexe: / 2				
Équipement: Charges			hors	S	P	P	Tension	Type	No		
Nom	Jeu de Barres	Service	Type	P	Q	cosphi	[p.u.]	System	de	Phases	Conn.
Charge Ambo	Noeud 3	Non	Ambodibona	0,04	MW	0,80	1,00	AC	3	D	
Charge Ampa	Noeud 7	Non	Ampasimbol	0,16	MW	0,80	1,00	AC	3	D	
Charge Fots	Noeud 5	Non	Fotsialana	0,26	MW	0,80	1,00	AC	3	D	
Charge Sain	Noeud 15	Non	Sainte Mar	2,51	MW	0,80	1,00	AC	3	D	
Charge Soan	Noeud 10	Non	Soanierana	0,43	MW	0,80	1,00	AC	3	D	

Tableau 14 : Données des générateurs

Réseau: FOTSIALANANA Équipement: Machines asynchrones										Cas d'Étude: Cas d'étude Annexe: / 3				
Nom	Type	Nom- bre	Sn	Un	cos	xd"	xd"sat.	R2	x2	R0	x0	Re	xe	
		JdB	[MVA]	[kV]	phi	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[Ohm]	[Ohm]	
Centrale H	Noeud 1	Hydroélect	2	2,40	5,00	0,90	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	
Centrale S	Noeud 14	Type de ma	1	3,18	0,40	0,90	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	
Centrale S	Noeud 9	Type de ma	1	3,18	0,40	0,90	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	

Tableau 15 : Données des transformateurs

Réseau: FOTSIALANANA Équipement: Transformateurs 2 enroulements										Cas d'Étude: Cas d'étude Annexe: / 4				
Nom	De Jeu d Barres	à Jeu d Barres	Type	Nom- bre	Sn	côté pri [MVA]	côté pri [kV]	côté sec [kV]	Uk	Pcu	Io	Tension/Prise [%]	[deg]	
TF1	Noeud 2	Noeud 1	TF1	1	0,450	20,00	5,00	3,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,0	
TF2	Noeud 6	Noeud 1	Type de tr	1	4,500	63,00	5,00	3,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,0	
TF3	Noeud 4	Noeud 1	TF3	1	1,000	20,00	5,00	3,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,0	
TF4	Noeud 8	Noeud 10	TF4	1	0,750	63,00	20,00	3,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,0	
TF5	Noeud 10	Noeud 9	TF5	1	0,550	20,00	0,40	3,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,0	
TF6	Noeud 13	Noeud 15	TF6	1	4,250	63,00	20,00	3,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,0	
TF7	Noeud 15	Noeud 14	Type de tr	1	3,250	20,00	0,40	3,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,0	

ANNEXES 3 : SORTIE DE CALCUL AVANT COMPENSATION :

Annexe 3.1. Résultat de la simulation avant compensation :

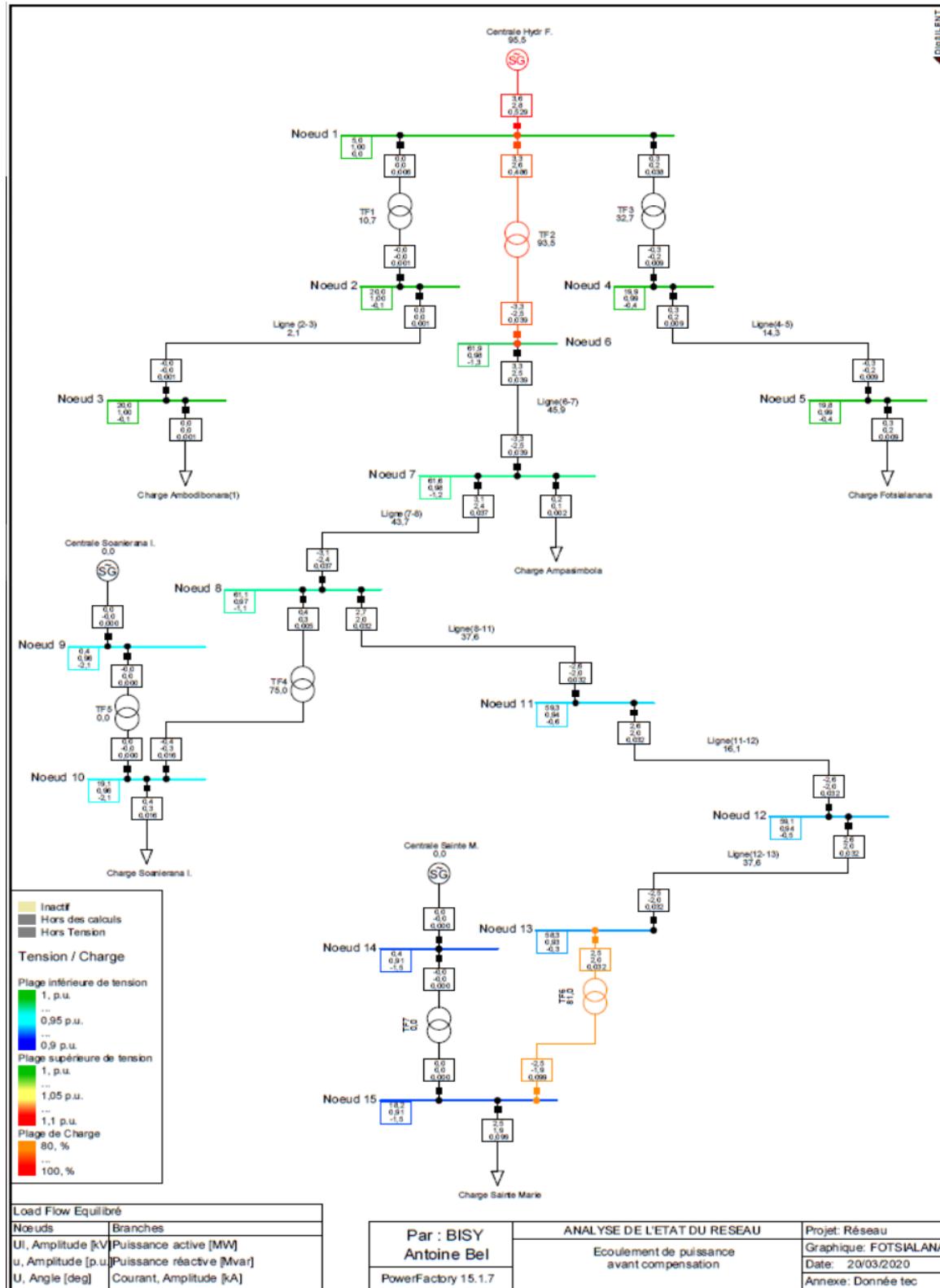


Figure 56 : Schéma unifilaire du réseau après calcul avant compensation

Annexe 3.2. Etat du réseau avant compensation

Tableau 16 : caractéristique générale avant compensation (1)

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet:
			Date: 20/03/2020

Calcul Flux de puissance								Rapport Complet du système: Postes, Profiles de tension, Grid Interchange							
Flux de puissance AC, équilibré, régime directe Réglage auto. des prises des transformateurs Considérer les limites de puissance réactive								Adaptation automatique du modèle pour convergence Erreur de flux de puissance max. acceptable pour Noeuds Equations du modèle							
Non Non Non															
Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA								Cas d'étude: Cas d'étude							
Tension nominale [kV]								Puissance active [MW]							
Tension-JB [p.u.]								Puissance réactive [Mvar]							
Puissance Facteur d. [-]								Puissance Courant Charge [kA]							
Courant Charge [%]								Données supplémentaires							
Noeud 1															
5,00	1,00	5,00	0,00												
Cub_4 /Sym	Centrale Hydr F.	3,60	2,84	0,78	0,53	95,48		Typ: SL							
Cub_2 /Tr2	TF1	0,04	0,03	0,80	0,01	10,69		Prise: 0,00		Min: 0		Max: 0			
Cub_3 /Tr2	TF3	0,26	0,20	0,80	0,04	32,69		Prise: 0,00		Min: 0		Max: 0			
Cub_1 /Tr2	TF2	3,30	2,61	0,78	0,49	93,51		Prise: 0,00		Min: 0		Max: 0			
Noeud 10															
20,00	0,96	19,11	-2,12					P10: 0,43 MW		Q10: 0,32 Mvar					
Cub_3 /Lod	Charge Soanierana	0,43	0,32	0,80	0,02			Prise: 0,00		Min: 0		Max: 0			
Cub_1 /Tr2	TF4	-0,43	-0,32	-0,80	0,02	75,00		Prise: 0,00		Min: 0		Max: 0			
Cub_2 /Tr2	TF5	0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00		Prise: 0,00		Min: 0		Max: 0			
Noeud 11															
63,00	0,94	59,32	-0,58					Pv: 92,36 kW		cLod: 0,00 Mvar L: 31,10 km					
Cub_1 /Lne	Ligne(8-11)	-2,56	-1,99	-0,79	0,03	37,57		Pv: 10,25 kW		cLod: 0,00 Mvar L: 7,00 km					
Cub_2 /Lne	Ligne(11-12)	2,56	1,99	0,79	0,03	16,10									
Noeud 12															
63,00	0,94	59,14	-0,51					Pv: 10,25 kW		cLod: 0,00 Mvar L: 7,00 km					
Cub_1 /Lne	Ligne(11-12)	-2,55	-1,98	-0,79	0,03	16,10		Pv: 43,95 kW		cLod: 0,00 Mvar L: 14,80 km					
Cub_2 /Lne	Ligne(12-13)	2,55	1,98	0,79	0,03	37,57									
Noeud 13															
63,00	0,93	58,31	-0,27					Pv: 43,95 kW		cLod: 0,00 Mvar L: 14,80 km					
Cub_1 /Lne	Ligne(12-13)	-2,51	-1,97	-0,79	0,03	37,57		Prise: 0,00		Min: 0		Max: 0			
Cub_4 /Tr2	TF6	2,51	1,97	0,79	0,03	81,02									

Tableau 17: caractéristique générale avant compensation (2)

Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA				Cas d'étude: Cas d'étude					Annexe: / 2				
	Tension nominale [kV]	Tension-JB [p.u.]	Tension-JB [kV]	Puissance active [deg]	Puissance réactive [MW]	Puissance réactive [Mvar]	Facteur d. [-]	Courant Charge [kA]	Charge [%]	Données supplémentaires			
Noeud 14													
Cub_2	0,40 /Sym	0,91	0,36	-1,47									
Cub_1	/Tr2	Centrale Sainte M. TF7			0,00 -0,00	-0,00 -0,00	1,00 -1,00	0,00 0,00	0,00 0,00				
Noeud 15													
Cub_1	20,00 /Lod	0,91	18,22	-1,47									
Cub_2	/Tr2	Charge Sainte Mari TF6			2,51 -2,51	1,88 -1,88	0,80 -0,80	0,10 0,10	81,02				
Cub_3	/Tr2	TF7			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00				
Noeud 2													
Cub_1	20,00 /Tr2	1,00	19,96	-0,15									
Cub_2	/Lne	TF1 Ligne (2-3)			-0,04 0,04	-0,03 0,03	-0,80 0,80	0,00 0,00	10,69 2,10				
Noeud 3													
Cub_2	20,00 /Lod	1,00	19,95	-0,14									
Cub_1	/Lne	Charge Ambodibonar Ligne (2-3)			0,04 -0,04	0,03 -0,03	0,80 -0,80	0,00 0,00	2,10				
Noeud 4													
Cub_1	20,00 /Tr2	0,99	19,88	-0,45									
Cub_2	/Lne	TF3 Ligne (4-5)			-0,26 0,26	-0,19 0,19	-0,80 0,80	0,01 0,01	32,69 14,30				
Noeud 5													
Cub_2	20,00 /Lod	0,99	19,85	-0,41									
Cub_1	/Lne	Charge Fotsialanan Ligne (4-5)			0,26 -0,26	0,19 -0,19	0,80 -0,80	0,01 0,01	14,30				
Noeud 6													
Cub_2	63,00 /Lne	0,98	61,92	-1,28									
Cub_1	/Tr2	Ligne (6-7) TF2			3,30 -3,30	2,50 -2,50	0,80 -0,80	0,04 0,04	45,91 93,51				
Noeud 7													
Cub_3	63,00 /Lod	0,98	61,61	-1,20									
Cub_1	/Lne	Charge Ampasimbola Ligne (6-7)			0,16 -3,28	0,12 -2,49	0,80 -0,80	0,00 0,04	45,91 43,70				
Cub_2	/Lne	Ligne (7-8)			3,12	2,37	0,80	0,04					

Tableau 18 : caractéristique générale avant compensation (3)

Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA				Cas d'étude: Cas d'étude				Annexe:		/ 3	
Tension nominale [kV]	Tension-JB [p.u.]	Puissance active [deg]	Puissance réactive [MW]	Puissance [Mvar]	Facteur d. [-]	Courant [kA]	Charge [%]	Données supplémentaires			
Noeud 8											
63,00	0,97	61,06	-1,06					Pv:	33,56 kW	cLod:	0,00 Mvar
Cub_1 /Lne	Ligne (7-8)			-3,09	-2,36	-0,79	0,04	Pv:	92,36 kW	cLod:	0,00 Mvar
Cub_2 /Lne	Ligne (8-11)			2,66	2,02	0,80	0,03	Prise:	0,00	Min:	0
Cub_3 /Tr2	TF4			0,43	0,34	0,79	0,01	Prise:	75,00	Max:	0
Noeud 9											
0,40	0,96	0,38	-2,12					Typ:	PQ		
Cub_2 /Sym	Centrale Soanieran			0,00	-0,00	1,00	0,00	Prise:	0,00	Min:	0
Cub_1 /Tr2	TF5			-0,00	0,00	-1,00	0,00	Prise:	0,00	Max:	0

Tableau 19 : Tension des nœuds avant compensation

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet: Date: 20/03/2020
--	--	-------------------------------------	-----------------------------

Calcul Flux de puissance		Rapport Complet du système: Postes, Profiles de tension, Grid Interchange		
Flux de puissance AC, équilibré, régime directe Réglage auto. des prises des transformateurs Considérer les limites de puissance réactive	Non Non	Adaptation automatique du modèle pour convergence Erreur de flux de puissance max. acceptable pour Noeuds Equations du modèle	Non 1,00 kVA 0,10 %	

Réseau: FOTSIALANANA	Phase d'expansion: FOTSIALANANA Cas d'étude: Cas d'étude					Annex: / 4
	Tension nom. [kV]	Tension-JB [p.u.]	Tension-JB [kV]	[deg]	Deviation - Tension [%]	
		-10	-5	0	+5	+10
Noeud 1	5,00	1,000	5,00	0,00		
Noeud 10	20,00	0,956	19,11	-2,12		
Noeud 11	63,00	0,942	59,32	-0,58		
Noeud 12	63,00	0,939	59,14	-0,51		
Noeud 13	63,00	0,926	58,31	-0,27		
Noeud 14	0,40	0,911	0,36	-1,47		
Noeud 15	20,00	0,911	18,22	-1,47		
Noeud 2	20,00	0,998	19,96	-0,15		
Noeud 3	20,00	0,998	19,95	-0,14		
Noeud 4	20,00	0,994	19,88	-0,45		
Noeud 5	20,00	0,992	19,85	-0,41		
Noeud 6	63,00	0,983	61,92	-1,28		
Noeud 7	63,00	0,978	61,61	-1,20		
Noeud 8	63,00	0,969	61,06	-1,06		
Noeud 9	0,40	0,956	0,38	-2,12		

Tableau 20 : Résumé du réseau avant compensation

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet:
			Date: 20/03/2020

Calcul Flux de puissance		Rapport Complet du système: Postes, Profiles de tension, Grid Interchange		
Flux de puissance AC, équilibré, régime directe		Adaptation automatique du modèle pour convergence		Non
Réglage auto. des prises des transformateurs	Non	Erreur de flux de puissance max. acceptable pour		
Considérer les limites de puissance réactive	Non	Noeuds		1,00 kVA
		Equations du modèle		0,10 %

Réseau: FOTSIALANANA						Phase d'expansion: FOTSIALANANA			Cas d'étude: Cas d'étude		Annex:	/ 5
Niv. Tension	Production [kV]	Puissance Moteur [MW] / [Mvar]	Charge [MW] / [Mvar]	Compensation [MW] / [Mvar]	Alimentation externe [MW] / [Mvar]	Flux d'échanges à [MW] / [Mvar]	Puissance d'échanges [MW] / [Mvar]	Perdes Total [MW] / [Mvar]	Perdes [MW] / [Mvar]	Perdes [MW] / [Mvar]	Perdes à vide [MW] / [Mvar]	Perdes à vide [MW] / [Mvar]
0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	
5,00	3,60	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	
	2,84	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	
						20,00 kV	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	
							0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	
						63,00 kV	3,30	0,00	0,00	0,00	0,00	
							2,61	0,12	0,12	0,00	0,00	
20,00	0,00	0,00	3,24	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	2,43	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	
						5,00 kV	-0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	
							-0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	
						63,00 kV	-2,94	-0,00	-0,00	-0,00	0,00	
							-2,20	0,10	0,10	0,00	0,00	
63,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00			0,20	0,20	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00			0,08	0,08	0,00	0,00	
						5,00 kV	-3,30	0,00	0,00	0,00	0,00	
							-2,50	0,12	0,12	0,00	0,00	
						20,00 kV	2,94	-0,00	-0,00	-0,00	0,00	
							2,30	0,10	0,10	0,00	0,00	
Total:	3,60	0,00	3,39	0,00	0,00			0,00	0,20	0,20	0,00	
	2,84	0,00	2,55	0,00	0,00			0,00	0,30	0,30	0,00	

Tableau 21 : Résumé complet du système avant compensation

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet: Date: 20/03/2020					
Calcul Flux de puissance		Rapport Complet du système: Postes, Profiles de tension, Grid Interchange						
Flux de puissance AC, équilibré, régime directe Réglage auto. des prises des transformateurs Considérer les limites de puissance réactive	Non Non	Adaptation automatique du modèle pour convergence Erreur de flux de puissance max. acceptable pour Noeuds Equations du modèle	Non 1,00 kVA 0,10 %					
Résumé système complet	Cas d'Étude: Cas d'étude	Annex:	/ 6					
Production Moteur [MW] / [Mvar]	Puissance Charge Moteur [MW] / [Mvar]	Compen- sation [MW] / [Mvar]	Alimentation externe [MW] / [Mvar]	Flux d'exchanges [MW] / [Mvar]	Perdes Total [MW] / [Mvar]	Perdes Perdes à vide [MW] / [Mvar]	Perdes [MW] / [Mvar]	
\Antoine Bel\Réseau FOTSIALANANA 2\Modèle du réseau\Données du réseau\FOTSIALANANA	3,60 2,84	0,00 0,00	3,39 2,55	0,00 0,00	0,00 0,00	0,20 0,30	0,20 0,30	0,00 0,00
Total:	3,60 2,84	0,00 0,00	3,39 2,55	0,00 0,00	0,00 0,00	0,20 0,30	0,20 0,30	0,00 0,00

ANNEXES 4 : SORTIE DE CALCUL APRES COMPENSATION :

Annexe 4.1. Résultat de la simulation du réseau après compensation

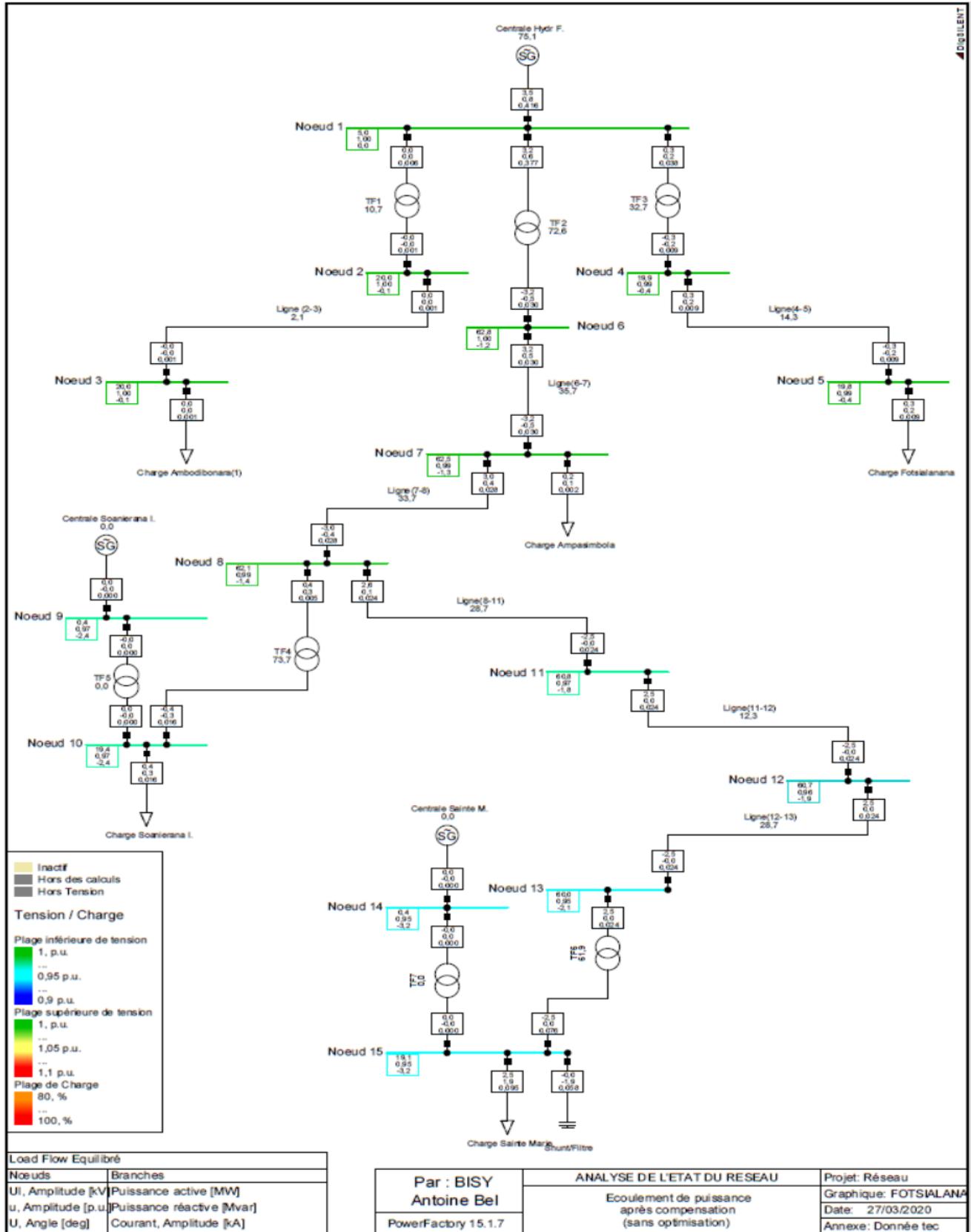


Figure 57 : Schéma unifilaire du réseau après calcul après compensation

Annexe 4.2. Etat du réseau après compensation

Tableau 22 : caractéristique générale après compensation (1)

								DlgsILENT PowerFactory 15.1.7		Projet: Date: 27/03/2020									
Calcul Flux de puissance											Rapport Complet du système: Postes, Profiles de tension, Grid Interchange								
Flux de puissance AC, équilibré, régime directe Réglage auto. des prises des transformateurs Considérer les limites de puissance réactive											Non Non Non								
Adaptation automatique du modèle pour convergence Erreur de flux de puissance max. acceptable pour Noeuds Equations du modèle											Non 1,00 kVA 0,10 %								
Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA				Cas d'étude: Cas d'étude				Annexe: / 1											
Tension nominale [kV]		Tension-JB [p.u.]		Puissance active [MW]		Puissance réactive [Mvar]		Facteur d. [-]		Puissance Courant Charge [kA]		Données supplémentaires							
Noeud 1																			
Cub_4	5,00	Cub_2	1,00	Cub_3	5,00	Cub_1	0,00	Cub_4	/Sym	Cub_2	Centrale Hydr F.	3,51	0,82	0,97	0,42	75,15	Typ: SL Prise: 0,00 Prise: 0,00 Prise: 0,00	Min: 0 Min: 0 Min: 0	Max: 0 Max: 0 Max: 0
Cub_2	/Tr2	Cub_3	/Tr2	Cub_1	/Tr2	Cub_4	/Tr2	Cub_2	TF1	Cub_3	TF3	0,04	0,03	0,80	0,01	10,69			
Cub_3	/Tr2	Cub_1	/Tr2	Cub_4	/Tr2	Cub_2	/Tr2	Cub_3	TF2	Cub_1	TF4	0,26	0,20	0,80	0,04	32,69			
Cub_1	/Tr2	Cub_4	/Tr2	Cub_3	/Tr2	Cub_2	/Tr2	Cub_1	TF3	Cub_4	TF5	3,21	0,59	0,98	0,38	72,63			
Noeud 10												P10: 0,43 MW Prise: 0,00 Prise: 0,00	Q10: 0,32 Mvar Min: 0 Min: 0	Max: 0 Max: 0 Max: 0					
Cub_3	20,00	Cub_1	0,97	Cub_2	19,44	Cub_4	-2,41	Cub_3	/Lod	Cub_1	Charge Soanierana	0,43	0,32	0,80	0,02	73,71			
Cub_1	/Tr2	Cub_2	/Tr2	Cub_3	/Tr2	Cub_4	/Tr2	Cub_1	TF4	Cub_2	TF5	-0,43	-0,32	-0,80	0,02	73,71			
Cub_2	/Tr2	Cub_3	/Tr2	Cub_1	/Tr2	Cub_4	/Tr2	Cub_2	TF5	Cub_3	TF4	0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00			
Noeud 11												Pv: 53,97 kW Pv: 5,99 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 31,10 km cLod: 0,00 Mvar L: 7,00 km						
Cub_1	63,00	Cub_2	0,97	Cub_3	60,80	Cub_4	-1,83	Cub_1	/Lne	Cub_2	Ligne(8-11)	-2,54	-0,03	-1,00	0,02	28,72			
Cub_2	/Lne	Cub_3	/Lne	Cub_1	/Lne	Cub_4	/Lne	Cub_2	Ligne(11-12)	Cub_3	Ligne(11-12)	2,54	0,03	1,00	0,02	12,31			
Cub_1	/Lne	Cub_2	/Lne	Cub_3	/Lne	Cub_4	/Lne	Cub_1	Ligne(11-12)	Cub_2	Ligne(11-12)	-2,54	-0,03	-1,00	0,02	28,72			
Cub_2	/Lne	Cub_3	/Lne	Cub_1	/Lne	Cub_4	/Lne	Cub_2	Ligne(12-13)	Cub_3	Ligne(12-13)	2,53	0,03	1,00	0,02	12,31			
Noeud 12												Pv: 5,99 kW Pv: 25,68 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 7,00 km cLod: 0,00 Mvar L: 14,80 km						
Cub_1	63,00	Cub_2	0,96	Cub_3	60,65	Cub_4	-1,87	Cub_1	/Lne	Cub_2	Ligne(11-12)	-2,53	-0,03	-1,00	0,02	12,31			
Cub_2	/Lne	Cub_3	/Lne	Cub_1	/Lne	Cub_4	/Lne	Cub_2	Ligne(12-13)	Cub_3	Ligne(12-13)	2,53	0,03	1,00	0,02	28,72			
Cub_1	/Lne	Cub_2	/Lne	Cub_3	/Lne	Cub_4	/Lne	Cub_1	Ligne(12-13)	Cub_2	Ligne(12-13)	-2,51	-0,02	-1,00	0,02	28,72			
Cub_2	/Tr2	Cub_3	/Tr2	Cub_1	/Tr2	Cub_4	/Tr2	Cub_2	TF6	Cub_3	TF6	2,51	0,02	1,00	0,02	61,94			
Noeud 13												Pv: 25,68 kW Prise: 0,00	cLod: 0,00 Mvar L: 14,80 km Min: 0 Max: 0						
Cub_1	63,00	Cub_2	0,95	Cub_3	60,04	Cub_4	-2,09	Cub_1	/Lne	Cub_2	Ligne(12-13)	-2,51	-0,02	-1,00	0,02	28,72			
Cub_2	/Tr2	Cub_3	/Tr2	Cub_1	/Tr2	Cub_4	/Tr2	Cub_2	TF6	Cub_3	TF6	2,51	0,02	1,00	0,02	61,94			

Tableau 23 : caractéristique générale après compensation (2)

Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA				Cas d'étude: Cas d'étude					Annexe: / 2			
	Tension nominale [kV]	Tension-JB [p.u.]	Tension-JB [kV]	Puissance active [deg]	Puissance réactive [MW]	Facteur d. [-]	Puissance Courant Charge [kA]	Données supplémentaires				
Noeud 14	0,40	0,95	0,38	-3,21								
Cub_2	/Sym	Centrale Sainte M.			0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00			
Cub_1	/Tr2	TF7			-0,00	0,00	-1,00	0,00	0,00	Typ: PQ	0,00	Min: 0 Max: 0
Noeud 15	20,00	0,95	19,06	-3,21								
Cub_1	/Lod	Charge Sainte Mari			2,51	1,88	0,80	0,10		P10:	2,51 MW	Q10: 1,88 Mvar
Cub_4	/Shnt	Shunt/Filtre			-0,00	-1,91	-0,00	0,06		Prise:	0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_2	/Tr2	TF6			-2,51	0,03	-1,00	0,08	61,94	Prise:	0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_3	/Tr2	TF7			0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00	Prise:	0,00	Min: 0 Max: 0
Noeud 2	20,00	1,00	19,96	-0,15								
Cub_1	/Tr2	TF1			-0,04	-0,03	-0,80	0,00	10,69	Prise:	0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_2	/Lne	Ligne (2-3)			0,04	0,03	0,80	0,00	2,10	Pv:	0,02 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 2,60 km
Noeud 3	20,00	1,00	19,95	-0,14								
Cub_2	/Lod	Charge Ambodibonar			0,04	0,03	0,80	0,00		P10:	0,04 MW	Q10: 0,03 Mvar
Cub_1	/Lne	Ligne (2-3)			-0,04	-0,03	-0,80	0,00	2,10	Pv:	0,02 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 2,60 km
Noeud 4	20,00	0,99	19,88	-0,45								
Cub_1	/Tr2	TF3			-0,26	-0,19	-0,80	0,01	32,69	Prise:	0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_2	/Lne	Ligne (4-5)			0,26	0,19	0,80	0,01	14,30	Pv:	0,55 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,36 km
Noeud 5	20,00	0,99	19,85	-0,41								
Cub_2	/Lod	Charge Fotsialanan			0,26	0,19	0,80	0,01		P10:	0,26 MW	Q10: 0,19 Mvar
Cub_1	/Lne	Ligne (4-5)			-0,26	-0,19	-0,80	0,01	14,30	Pv:	0,55 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,36 km
Noeud 6	63,00	1,00	62,77	-1,23								
Cub_2	/Lne	Ligne (6-7)			3,21	0,52	0,99	0,03	35,66	Pv:	12,06 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 4,51 km
Cub_1	/Tr2	TF2			-3,21	-0,52	-0,99	0,03	72,63	Prise:	0,00	Min: 0 Max: 0
Noeud 7	63,00	0,99	62,52	-1,28								
Cub_3	/Lod	Charge Ampasimbola			0,16	0,12	0,80	0,00		P10:	0,16 MW	Q10: 0,12 Mvar
Cub_1	/Lne	Ligne (6-7)			-3,20	-0,52	-0,99	0,03	35,66	Pv:	12,06 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 4,51 km
Cub_2	/Lne	Ligne (7-8)			3,04	0,40	0,99	0,03	33,75	Pv:	20,01 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 8,35 km

Tableau 24 : caractéristique générale après compensation (3)

Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA				Cas d'étude: Cas d'étude				Annexe: / 3	
	Tension nominale [kV]	Tension-JB [p.u.]		Puissance active [deg]	Puissance réactive [MW]	Facteur d. [-]	Puissance Courant Charge [kA]	Données supplémentaires	
								Pv: 20,01 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 8,35 km
Noeud 8	63,00	0,99	62,10	-1,38				Pv: 53,97 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 31,10 km
Cub_1 /Lne	Ligne(7-8)			-3,02	-0,39	-0,99	0,03	Prise: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Lne	Ligne(8-11)			2,59	0,06	1,00	0,02		
Cub_3 /Tr2	TF4			0,43	0,33	0,79	0,01		
Noeud 9	0,40	0,97	0,39	-2,41					
Cub_2 /Sym	Centrale Soanieran		0,00	-0,00	1,00	0,00	0,00	Typ: PQ	
Cub_1 /Tr2	TF5		-0,00	0,00	-1,00	0,00	0,00	Prise: 0,00	Min: 0 Max: 0

Tableau 25 : Tension des nœuds avant compensation

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet: Date: 27/03/2020
Calcul Flux de puissance	Rapport Complet du système: Postes, Profiles de tension, Grid Interchange		
Flux de puissance AC, équilibré, régime directe Réglage auto. des prises des transformateurs Considérer les limites de puissance réactive	Non Non	Adaptation automatique du modèle pour convergence Erreur de flux de puissance max. acceptable pour Nœuds Equations du modèle	Non 1,00 kVA 0,10 %
Réseau: FOTSIALANANA	Phase d'expansion: FOTSIALANANA Cas d'étude: Cas d'étude		
	Tension nom. [kV]	Tension-JB [kV]	Deviation - Tension [%]
	[p.u.]	[deg]	-10 -5 0 +5 +10
Noeud 1	5,00	1,000	5,00 0,00
Noeud 10	20,00	0,972	19,44 -2,41
Noeud 11	63,00	0,965	60,80 -1,83
Noeud 12	63,00	0,963	60,65 -1,87
Noeud 13	63,00	0,953	60,04 -2,09
Noeud 14	0,40	0,953	0,38 -3,21
Noeud 15	20,00	0,953	19,06 -3,21
Noeud 2	20,00	0,998	19,96 -0,15
Noeud 3	20,00	0,998	19,95 -0,14
Noeud 4	20,00	0,994	19,88 -0,45
Noeud 5	20,00	0,992	19,85 -0,41
Noeud 6	63,00	0,996	62,77 -1,23
Noeud 7	63,00	0,992	62,52 -1,28
Noeud 8	63,00	0,986	62,10 -1,38
Noeud 9	0,40	0,972	0,39 -2,41

Tableau 26 : Résumé du réseau après compensation

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet: Date: 27/03/2020
--	--	-------------------------------------	-----------------------------

Calcul Flux de puissance			Rapport Complet du système: Postes, Profiles de tension, Grid Interchange
Flux de puissance AC, équilibré, régime directe Réglage auto. des prises des transformateurs Considérer les limites de puissance réactive	Non Non	Adaptation automatique du modèle pour convergence Erreur de flux de puissance max. acceptable pour Noeuds Equations du modèle	Non 1,00 kVA 0,10 %

Réseau: FOTSIALANANA						Phase d'expansion: FOTSIALANANA			Cas d'étude: Cas d'étude			Annex:	/ 5
Niv. Tension	Production [MW] / [kV]	Puissance Moteur [MW] / [Mvar]	Charge [MW] / [Mvar]	Compensation [MW] / [Mvar]	Alimentation externe [MW] / [Mvar]	Flux d'exchanges à	Puissance d'exchanges [MW] / [Mvar]	Perdes Total [MW] / [Mvar]	Perdes [MW] / [Mvar]	Perdes à vide [MW] / [Mvar]	Perdes à vide [MW] / [Mvar]		
0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00		
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00		
5,00	3,51	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00		
	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00		
						20,00 kV	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00		
							0,23	0,00	0,00	0,00	0,00		
						63,00 kV	3,21	0,00	0,00	0,00	0,00		
							0,59	0,07	0,07	0,07	0,00		
20,00	0,00	0,00	3,24	-0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00		
	0,00	0,00	2,43	-1,91	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00		
						5,00 kV	-0,30	0,00	0,00	0,00	0,00		
							-0,22	0,00	0,00	0,00	0,00		
						63,00 kV	-2,94	-0,00	-0,00	0,00	0,00		
							-0,30	0,06	0,06	0,06	0,00		
63,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00			0,12	0,12	0,00	0,00		
	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00			0,05	0,05	0,00	0,00		
						5,00 kV	-3,21	0,00	0,00	0,00	0,00		
							-0,52	0,07	0,07	0,07	0,00		
						20,00 kV	2,94	-0,00	-0,00	0,00	0,00		
							0,36	0,06	0,06	0,06	0,00		
Total:	3,51	0,00	3,39	-0,00	0,00			0,00	0,12	0,12	0,00		
	0,82	0,00	2,55	-1,91	0,00			0,00	0,18	0,18	0,00		

Tableau 27 : Résumé complet du système avant compensation

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet: Date: 27/03/2020							
Calcul Flux de puissance		Rapport Complet du système: Postes, Profiles de tension, Grid Interchange								
Flux de puissance AC, équilibré, régime directe Réglage auto. des prises des transformateurs Considérer les limites de puissance réactive	Non Non	Adaptation automatique du modèle pour convergence Erreur de flux de puissance max. acceptable pour Noeuds Equations du modèle	Non 1,00 kVA 0,10 %							
Résumé système complet			Cas d'Étude: Cas d'étude							
Production [MW] / [Mvar]	Puissance Moteur [MW] / [Mvar]	Charge [MW] / [Mvar]	Compensation [MW] / [Mvar]	Alimentation externe [MW] / [Mvar]	Flux d'exchanges [MW] / [Mvar]	Perdes Total [MW] / [Mvar]	Perdes [MW] / [Mvar]	Perdes à vide [MW] / [Mvar]		
\Antoine Bel\Réseau FOTSIALANANA 2\Modèle du réseau\Données du réseau\FOTSIALANANA										
3,51 0,82	0,00 0,00	3,39 2,55	-0,00 -1,91	0,00 0,00	0,00 0,00	0,12 0,18	0,12 0,18	0,00 0,00		
Total:			3,51 0,82	0,00 0,00	3,39 2,55	-0,00 -1,91	0,00 0,00	0,12 0,18	0,12 0,18	0,00 0,00

ANNEXES 5 : SORTIE DE CALCUL APRES OPTIMISATION :

Annexe 5.1. Résultat de la simulation du réseau après optimisation

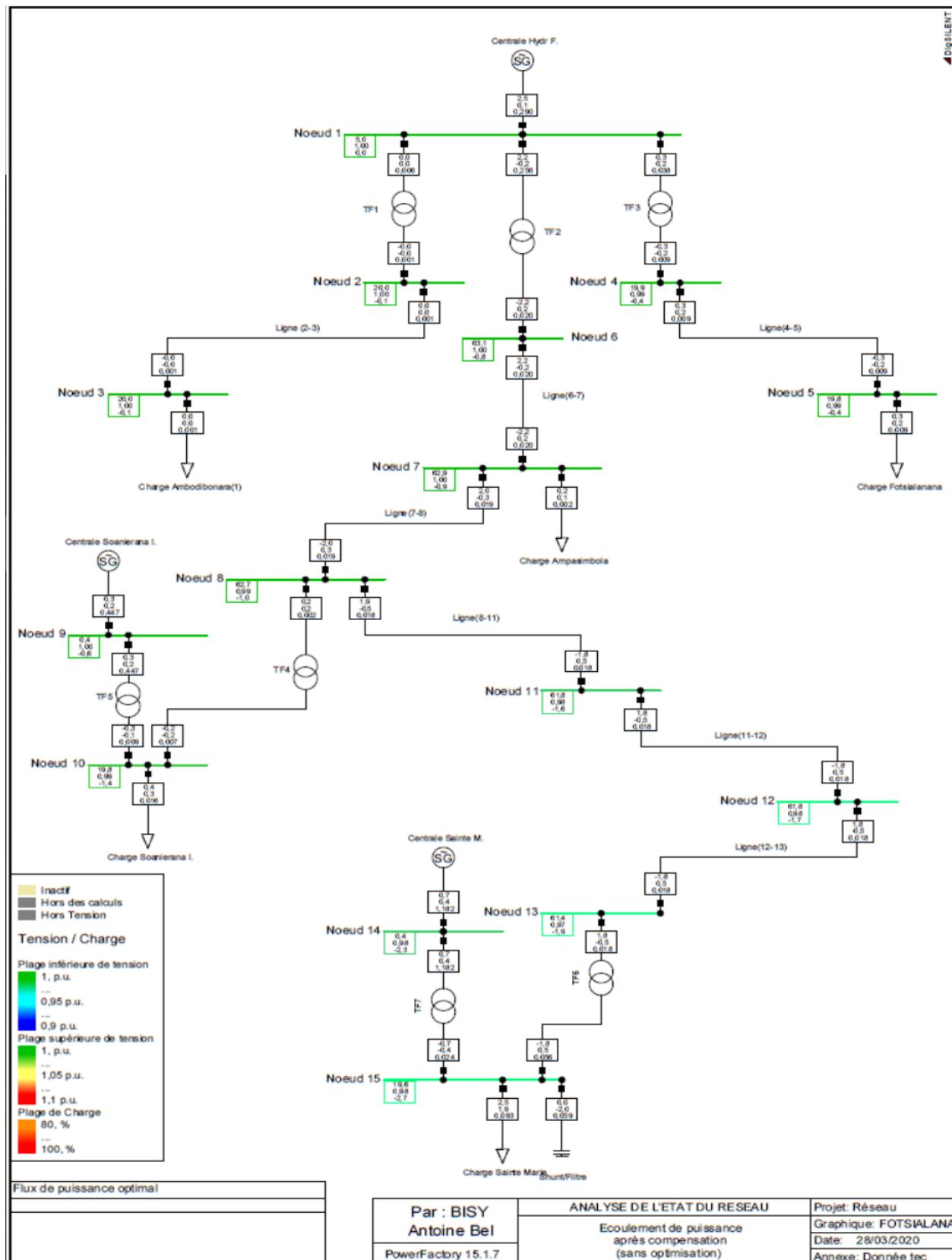


Figure 58 : Schéma unifilaire du réseau après calcul après optimisation

Annexe 5.2. Etat du réseau après optimisation.

Tableau 28 : caractéristique générale après optimisation (1)

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet: Date: 28/03/2020									
Flux de puissance optimal												
			Erreur max. acceptable pour noeuds 1,00 kVA Erreur acceptable max. pour équ. du modèle 0,10 %									
Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA												
		Cas d'étude: Cas d'étude	Annexe: / 1									
Tension nominale [kV]	Tension-JB [p.u.]	Tension-JB [kV]	Puissance active [MW]	Puissance réactive [Mvar]	Faiteur d. [-]	Puissance Courant [kA]	Charge [%]	Données supplémentaires				
Noeud 1												
Cub_4	5,00 /Sym	1,00 Centrale Hydr F.	2,51	0,06	1,00	0,29	52,25	Typ: SL				
Cub_2	2,21 /Tr2	TF1	0,04	0,03	0,80	0,01	10,69	Prise: 0,00	Min: 0	Max: 0		
Cub_3	2,21 /Tr2	TF3	0,26	0,20	0,80	0,04	32,69	Prise: 0,00	Min: 0	Max: 0		
Cub_1	2,21 /Tr2	TF2	-0,17	1,00	0,26	49,22	Prise: 0,00	Min: 0	Max: 0			
Noeud 6												
Cub_2	63,00 /Lne	1,00 Ligne(6-7)	2,21	-0,20	1,00	0,02	24,17	Pv: 5,54 kW	cLod: 0,00 Mvar	L: 4,51 km		
Cub_1	2,21 /Tr2	TF2	-2,21	0,20	-1,00	0,02	49,22	Prise: 0,00	Min: 0	Max: 0		
Noeud 4												
Cub_1	20,00 /Tr2	0,99 TF3	-0,26	-0,19	-0,80	0,01	32,69	Prise: 0,00	Min: 0	Max: 0		
Cub_2	20,00 /Lne	19,88 Ligne(4-5)	0,26	0,19	0,80	0,01	14,30	Pv: 0,55 kW	cLod: 0,00 Mvar	L: 1,36 km		
Noeud 3												
Cub_2	20,00 /Lod	1,00 Charge Ambodibonar	0,04	0,03	0,80	0,00		P10: 0,04 MW	Q10: 0,03 Mvar			
Cub_1	20,00 /Lne	19,95 Ligne (2-3)	-0,04	-0,03	-0,80	0,00	2,10	Pv: 0,02 kW	cLod: 0,00 Mvar	L: 2,60 km		
Noeud 5												
Cub_2	20,00 /Lod	0,99 Charge Fotsialanan	0,26	0,19	0,80	0,01		P10: 0,26 MW	Q10: 0,19 Mvar			
Cub_1	20,00 /Lne	19,85 Ligne(4-5)	-0,26	-0,19	-0,80	0,01	14,30	Pv: 0,55 kW	cLod: 0,00 Mvar	L: 1,36 km		

Tableau 29 : caractéristique générale après optimisation (2)

Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA				Cas d'étude: Cas d'étude					Annexe:		/ 2				
	Tension nominale [kV]	Tension-JB [p.u.]	Tension-JB [kV]	Puissance active [MW]	Puissance réactive [Mvar]	Facteur d. [-]	Puissance Courant [kA]	Charge [%]	Données supplémentaires						
Noeud 7															
Cub_3	63,00	1,00	62,93	-0,91					P10:	0,16	MW	Q10:	0,12	Mvar	
/Lod	Charge Ampasimbola				0,16	0,12	0,80	0,00	Pv:	5,54	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 4,51 km	
Cub_1	/Lne	Ligne(6-7)			-2,20	0,20	-1,00	0,02	Pv:	8,98	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 8,35 km	
Cub_2	/Lne	Ligne(7-8)			2,05	-0,32	0,99	0,02	24,17						
Noeud 8															
Cub_1	63,00	0,99	62,67	-1,05					Pv:	8,98	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 8,35 km	
/Lne	Ligne(7-8)				-2,04	0,33	-0,99	0,02	Pv:	29,58	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 31,10 km	
Cub_2	/Lne	Ligne(8-11)			1,87	-0,50	0,97	0,02	21,26						
Cub_3	/Tr2	TF4			0,16	0,18	0,68	0,00	Prise:	0,00		Min:	0	Max: 0	
Noeud 10															
Cub_3	20,00	0,99	19,76	-1,43					P10:	0,43	MW	Q10:	0,32	Mvar	
/Lod	Charge Soanierana				0,43	0,32	0,80	0,02	Prise:	0,00		Min:	0	Max: 0	
Cub_1	/Tr2	TF4			-0,16	-0,17	-0,69	0,01	32,08						
Cub_2	/Tr2	TF5			-0,27	-0,15	-0,87	0,01	56,33	Prise:	0,00	Min:	0	Max: 0	
Noeud 11															
Cub_1	63,00	0,98	61,85	-1,61					Pv:	29,58	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 31,10 km	
/Lne	Ligne(8-11)				-1,84	0,51	-0,96	0,02	21,26	Pv:	3,28	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 7,00 km
Cub_2	/Lne	Ligne(11-12)			1,84	-0,51	0,96	0,02	9,11						
Noeud 12															
Cub_1	63,00	0,98	61,75	-1,66					Pv:	3,28	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 7,00 km	
/Lne	Ligne(11-12)				-1,84	0,51	-0,96	0,02	9,11	Pv:	14,08	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 14,80 km
Cub_2	/Lne	Ligne(12-13)			1,84	-0,51	0,96	0,02	21,26						
Noeud 13															
Cub_1	63,00	0,97	61,37	-1,94					Pv:	14,08	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 14,80 km	
/Lne	Ligne(12-13)				-1,83	0,52	-0,96	0,02	21,26	Prise:	0,00	Min:	0	Max: 0	
Cub_4	/Tr2	TF6			1,83	-0,52	0,96	0,02	45,86						
Noeud 2															
Cub_1	20,00	1,00	19,96	-0,15					Prise:	0,00		Min:	0	Max: 0	
/Tr2	TF1				-0,04	-0,03	-0,80	0,00	10,69	Pv:	0,02	kW	cLod:	0,00	Mvar L: 2,60 km
Cub_2	/Lne	Ligne (2-3)			0,04	0,03	0,80	0,00	2,10						
Noeud 14															
Cub_2	0,40	0,98	0,39	-2,34					Typ:	PQ					
/Sym	Centrale Sainte M.				0,68	0,42	0,85	1,18	25,29	Prise:	0,00	Min:	0	Max: 0	
Cub_1	/Tr2	TF7			0,68	0,42	0,85	1,18	25,20						

Tableau 30 : caractéristique générale après optimisation (3)

Réseau: FOTSIALANANA Phase d'expansion: FOTSIALANANA				Cas d'étude: Cas d'étude					Annexe:		/ 3				
	Tension nominale [kV]	Tension-JB [p.u.]		Puissance active [deg]	Puissance réactive [MW]	Puissance [-]	Courant [kA]	Charge [%]	Données supplémentaires						
Noeud 9	0,40	1,00	0,40	-0,58											
Cub_2	/Sym	Centrale Soanieran	0,27	0,15	0,87	0,45	9,71		Typ: PQ	Prise: 0,00	Min: 0	Max: 0			
Cub_1	/Tr2	TF5	0,27	0,15	0,87	0,45	56,33								
Noeud 15	20,00	0,98	19,56	-2,71					P10: 2,51 MW	Q10: 1,88 Mvar					
Cub_1	/Lod	Charge Sainte Mari	2,51	1,88	0,80	0,09			Prise: 0,00	Min: 0	Max: 0				
Cub_4	/Shnt	Shunt/Filtre	0,00	-2,01	0,00	0,06			Prise: 0,00	Min: 0	Max: 0				
Cub_2	/Tr2	TF6	-1,83	0,55	-0,96	0,06	45,86								
Cub_3	/Tr2	TF7	-0,68	-0,42	-0,85	0,02	25,20								

Tableau 31 : Tension des nœuds après optimisation

			DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet:
				Date: 28/03/2020
Flux de puissance optimal				
				Erreur max. acceptable pour noeuds 1,00 kVA Erreur acceptable max. pour équ. du modèle 0,10 %
Réseau: FOTSIALANANA	Phase d'expansion: FOTSIALANANA	Cas d'étude: Cas d'étude	Annex:	/ 4
	Tension nom. [kV]	Tension-JB [kV]	-10	Deviation - Tension [%]
	[p.u.]	[deg]	-5	0
			0	+5
				+10
Noeud 1	5,00	1,000	5,00	0,00
Noeud 6	63,00	1,001	63,08	-0,84
Noeud 4	20,00	0,994	19,88	-0,45
Noeud 3	20,00	0,998	19,95	-0,14
Noeud 5	20,00	0,992	19,85	-0,41
Noeud 7	63,00	0,999	62,93	-0,91
Noeud 8	63,00	0,995	62,67	-1,05
Noeud 10	20,00	0,988	19,76	-1,43
Noeud 11	63,00	0,982	61,85	-1,61
Noeud 12	63,00	0,980	61,75	-1,66
Noeud 13	63,00	0,974	61,37	-1,94
Noeud 2	20,00	0,998	19,96	-0,15
Noeud 14	0,40	0,982	0,39	-2,34
Noeud 9	0,40	0,996	0,40	-0,58
Noeud 15	20,00	0,978	19,56	-2,71

Tableau 32 : Résumé du réseau après optimisation

			DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet: Date: 28/03/2020						
Flux de puissance optimal										
				Erreurs max. acceptables pour noeuds Erreurs acceptables max. pour équ. du modèle						
				1,00 kVA 0,10 %						
Réseau: FOTSIALANANA	Phase d'expansion: FOTSIALANANA	Cas d'étude: Cas d'étude	Annex:	/ 5						
Niv. Tension [kV]	Production [MW] / [Mvar]	Puissance Moteur [MW] / [Mvar]	Charge [MW] / [Mvar]	Compens- sation [MW] / [Mvar]	Alimentation externe [MW] / [Mvar]	Flux d'exchanges à 20,00 kV	Puissance d'exchanges [MW] / [Mvar]	Perdes Total [MW] / [Mvar]	Perdes [MW] / [Mvar]	Perdes à vide [MW] / [Mvar]
0,40	0,95 0,58	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00		0,00 0,00 0,58	0,00 -0,00 0,01	0,00 -0,00 0,01	0,00 0,00 0,00
5,00	2,51 0,06	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00		0,00 0,00 0,23 63,00 kV 2,21 -0,17	0,00 0,00 0,00 -0,00 0,03	0,00 0,00 0,00 -0,00 0,03	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
20,00	0,00 0,00	0,00 2,43	3,24 -2,01	0,00 0,00	0,00		0,00 0,00 -0,95 -0,57 5,00 kV -0,30 -0,22 63,00 kV -1,99 0,37	0,00 0,00 -0,00 0,01 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,03	0,00 0,00 -0,00 0,01 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,03	0,00 0,00 0,00 0,01 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
63,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,16 0,12	0,00 0,00	0,00		0,06 0,02 -2,21 0,20 20,00 kV 1,99 -0,34	0,06 0,02 -0,00 0,03 0,00 0,00 0,03	0,06 0,02 -0,00 0,03 0,00 0,00 0,03	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00

Tableau 33 : Résumé complet du système après optimisation

Réseau: FOTSIALANANA		Phase d'expansion: FOTSIALANANA Cas d'étude: Cas d'étude						Annex: / 6		
Niv. Tension	Production Moteur	Puissance Moteur	Charge	Compens- sation	Alimentation externe	Flux d'exchanges à	Puissance d'exchanges	Perdes Total	Perdes	Perdes à vide
[kV]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
Total:	3,46 0,64	0,00 0,00	3,39 2,55	0,00 -2,01	0,00 0,00		0,00 0,00	0,06 0,10	0,06 0,10	0,00 0,00

	DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Projet:
		Date: 28/03/2020

Flux de puissance optimal	
	Erreur max. acceptable pour noeuds Erreur acceptable max. pour équ. du modèle 1,00 kVA 0,10 %

Résumé système complet				Cas d'Étude: Cas d'étude			Annex: / 7	
Production	Puissance Moteur	Charge	Compens- sation	Alimentation externe	Flux d'exchanges	Perdes Total	Perdes	Perdes à vide
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
\Antoine Bel\Réseau FOTSIALANANA 2\Modèle du réseau\Données du réseau\FOTSIALANANA								
3,46 0,64	0,00 0,00	3,39 2,55	0,00 -2,01	0,00 0,00	0,00 0,00	0,06 0,10	0,06 0,10	0,00 0,00
Total:	3,46 0,64	0,00 0,00	3,39 2,55	0,00 -2,01	0,00 0,00	0,06 0,10	0,06 0,10	0,00 0,00

Auteur : **BISY Antoine Bel**
Titre : « *OPTIMISATION DE COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE* ».
Contact : +261 34 46 981 20 / +261 32 76 000 26
E-mail : antoinebelbisy@yahoo.fr
Nombre des pages : 82
Nombre des figures : 58
Nombre des tableaux : 33



RESUME

Ce mémoire qui s'intitule « Optimisation de compensation de l'énergie réactive » présente les problématiques de la circulation de l'énergie réactive dans le réseau électrique ; le principe, les modes et les techniques de compensation ; les différent dispositifs conventionnels et moderne de compensation et leur modélisation dans le réseau. Nous avons présenté le concept d'optimisation, en particulier, celui appliqué à la compensation de l'énergie réactive avec comme fonction objectifs l'amélioration du profil de tension, la minimisation des pertes active et réactive et l'amélioration de la stabilité du réseau. Nous avons terminé par faire l'application à un réseau particulier par laquelle on a simuler 3 scénarios dont le réseau sans compensation, le réseau avec compensation, et le réseau avec compensation et optimisation.

Mots clés : compensation, optimisation, énergie réactive.

ABSTRACT

This thesis entitled "Optimization of reactive energy compensation" presents the problems of reactive power flow in the electrical network, the principle, modes and techniques of compensation, conventional and modern devices of compensation and their pattern in the network. We presented the concept of optimization, in particular, that applied to the compensation of reactive energy with as objectives, the improvement of the voltage profile, the minimization of active and reactive losses and the improvement of the network stability. We ended up making the application to a particular network by which we simulated 3 scenarios including the network without compensation, the network with compensation, and the network with compensation and optimization.

Keywords: compensation, optimization, reactive power.

Directeur de mémoire : Mr. Yvon ANDRIANAHAISON, Professeur titulaire à l'ESPA