

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



Université de Batna 2
Faculté de Technologie
Département d'Électrotechnique



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de
DOCTORAT 3^{ème} cycle LMD en Électrotechnique

OPTION

Commande des Systèmes Industriels et Énergies Renouvelables

Par

Mr. BOUGOUFFA Lazhar

Thème

**Effets des Systèmes de Compensation FACTS sur la Protection
à Maximum de Courant dans les Réseaux Électriques**

Soutenue devant le jury composé de :

Dr. GUETTAFI Amor	Prof.	Université de Batna-2	Président
Dr. CHAGHI Abdelaziz	Prof.	Université de Batna-2	Rapporteur
Dr. BENSALÉM Ahmed	Prof.	Université de Batna-2	Examineur
Dr. RAHEM Djamel	Prof.	Université d'Oum El Bouaghi	Examineur
Dr. BENALIA Leila	M.C.A.	Université de Msila	Examineur
Dr. CHAIBA Azeddine	M.C.A.	Université de Setif-1	Examineur

30 Avril 2016

ملخص:

فتح تطوير أجهزة التعويض المرنة **FACTS** آفاقا جديدة لزيادة كفاءة استخدام الشبكات الكهربائية عن طريق عمل مستمر وسريع على معايير مختلفة من الشبكة الكهربائية (فرق الطور، الجهد، الممانعة... الخ). لكن إدراج هذه الأنظمة إلى الشبكة الكهربائية لا يخلو من التأثير على غيرها من المعدات بما في ذلك أنظمة الحماية المختلفة المثبتة على طرفي الخط المزود بالمعوض. ولذلك فمن الأهمية أن هذه الأجهزة; أجهزة الحماية يتم التنسيق فيما بينها ولكن أيضا مع غيرها من المعدات بما في ذلك تنسيق المرحلات حتى لا يكون لها تأثير سلبي على نظم الحماية. الهدف الأول هو تحديد تأثير نظام **TCSC** على شدة تيار الدائرة القصيرة. تحديد المعادلات لأنواع المختلفة للدائرة القصيرة. الهدف الثاني فيتعلق بتطبيق البرمجة الخطية (**Dual du simplexe**) والبرمجة غير الخطية (**Optimisation par Essaim de Particules**) (**OEP**) على حل مشكلة تنسيق مرحلات تجاوز التيار الموجهة في شبكة توزيع **JB-33** في غياب وجود أربعة أنظمة **TCSC**.

الكلمات المفتاحية: الشبكات الكهربائية ، التعويض المتقدم ، أنظمة الحماية ، مرحلات تجاوز التيار الموجهة، الانتقائية ، وقت العمل للمرحلات، الدائرة القصيرة. عمليات التنسيق المثلى

Résumé :

Le développement des dispositifs **FACTS** a ouvert des nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par une action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau électriques (déphasage, tension, impédance...etc.). Cependant l'insertion de ces systèmes sur le réseau électrique n'ont pas sans conséquence sur les autres équipements ; notamment sur les différents systèmes de protection installés aux deux extrémités de la ligne compensée. Il est donc essentiel que ces dispositifs soient coordonnés entre eux, mais aussi avec les autres équipements du réseau ; notamment coordination des relais afin d'éviter leurs actions n'aient un effet négatif sur les systèmes de protection. Le premier objectif, est de définir l'impact de système **TCSC** sur les courants de court-circuit. Déterminer les équations aux différents types de courant de court-circuit. Le second objectif, concerne l'application de la programmation linéaire (**Dual du Simplexe**) et la programmation non linéaire (**Optimisation par Essaim de Particules OEP**) pour résoudre le problème de la coordination des relais à maximum de courant directionnel sur un réseau de distribution de 33 jeux de barres en absence et présence d'un quatre systèmes **TCSC**.

Mots clés : Réseaux électriques, **FACTS**, Compensation avancée, Systèmes de Protection, Relais maximum de courant directionnel, Sélectivité, Temps de déclenchement, Court-circuit. Coordination optimale.

Abstract:

The development of **FACTS** devices has opened up new prospects for a more efficient use of electrical networks by a continuous and rapid action on the various parameters of the electrical network (phase shift, voltage, impedance ... etc.). However the inclusion of these systems to the power grid is not without effect on other equipment including the various protection systems installed at both ends of the line. It is therefore critical that these devices are coordinated but also with other equipment including the coordination of relay in the network to avoid that their actions have a negative effect on protection systems. The first objective is to define the impact of the **TCSC** system on the faults currents. Determine the equations to the various types of faults currents. The second objective concerns the application of linear programming (**Dual Simplex**) and nonlinear programming (**Particle Swarm Optimization PSO**) to solve the coordination problem between the directional over-current relays on a **33-JB** distribution network in the absence and presence of four **TCSC**.

Key words: Electrical grids, **FACTS**, advanced compensation, protection systems, directional over-current relays, selectivity, trip time, short circuit. Optimal coordination

الإهداء

الشكر والحمد لله عز وجل على توفيقنا لإعداد هذا العمل.

أهدي هذا العمل المتواضع

إلى التي أحسنت تربيتي وسهرت على رعايتي أمي، أمي، أمي،

إلى أبي،

إلى من وقف لجنبي وكان سنداً لي شيخني الأستاذ عبد العزيز شاغي،

إلى جدي العزيزة،

إلى خالتي العزيزة،

إلى إخوتي في الله الحاج السعيد، الأستاذ رمضان، الأستاذ مسعود،

إلى إخوتي في الله هشام وليد ياسين يونس ولحسن،

إلى كل من عائلتي لوشان و فورار،

إلى كل أصدقائي وزملائي.

Remerciements

Nous remercions le Seigneur Dieu Tout Puissant et miséricordieux de nous avoir donné la vie et son assistance tout au long de nos études.

Ce travail a été réalisé au Laboratoire **LSP-IE** du département de Génie Electrique de l'Université de Batna, sous la direction Scientifique de Monsieur **CHAGHI Abdelaziz, Professeur** à l'Université de Batna. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma très sincère reconnaissance pour leur précieuse directive, leur disponibilité, leur fructueux conseil, leur suivi constant, leur courtoisie si raffinée et leurs qualités humaines.

Je remercie vivement, **Dr. GUETTAFI Amor**, professeur à l'université de Batna de m'avoir honoré en acceptant d'être président de jury de cette thèse.

J'adresse également mes remerciements aux personnes ayant accepté de participer au jury de cette thèse malgré leurs obligations :

Dr. BENSALÉM Ahmed professeur à l'université de Batna ;

Dr. RAHEM Djamel professeur à l'université d'Oum El Bouaghi ;

Dr. BENALIA Leila maitre de conférences à l'université de Msila ;

Dr. CHAIBA Azeddine maitre de conférences à l'université de Setif.

Table des Matières

Table des Matières

Dédicace	iii
Remerciements	iv
Table des Matières	v
Liste des figures	x
Liste des tableaux	xiii
Abréviations	xiv
Travaux de Recherche	xvi
INTRODUCTION GENERALE	1

CHAPITRE I

ETAT DE L'ART DES SYSTEMES FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES	3
I.1. Introduction	3
I.2. Conception des FACTS	4
I.3. Techniques et Types des Dispositifs	9
I.3.1. Dispositifs Série	11
I.3.1.1. Condensateur en Série Commandé par Thyristors (TSSC)	11
I.3.1.2. Réactance en Série Commandé par Thyristors (TCSR)	12
I.3.1.3. Capacité en Série Contrôlée par Thyristor (TCSC)	13
I.3.2. Dispositifs Shunt	15
I.3.2.1. Compensateur Statique de Puissance Réactive: Capacité Fixe et Réacteurs Contrôlés par Thyristors (FC-TCR)	15
I.3.2.2. Compensateur Statique : Condensateurs Commandés par Thyristor (TSC) et Réactances Commandées par Thyristors (TCR)	16
I.3.2.3. Le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé (STATCOM)	17
I.3.3. Dispositifs Hybride	20
I.3.3.1. Le Déphaseur Statique (SPS)	20
I.3.3.2. Régulateur Unifié d'Écoulement de Puissance (UPFC)	20
I.4. Effets de Système FACTS sur la Protection Électrique	21
I.5. Conclusion	22

CHAPITRE II

**PROTECTION A MAXIMUM DE COURANT DANS LES RESEAUX DE
DISTRIBUTION**

.....	23
II.1. Introduction	23
II.2. Architecture d'un Réseau Électrique	23
II.3. Protection à Maximum de Courant	24
II.3.1. Les Types de Relais de Surintensité.....	24
II.3.1.1. Protection à Temps Indépendant.....	24
II.3.1.2. Protection à Temps Inverse.....	25
II.3.1.3. Protection Combiné.....	25
II.4. Relais Caractéristique	26
II.5. Les Exigences de la Protection	26
II.6. Coordination des Relais à Maximum de Courant	27
II.6.1. Algorithme de Réglage des Protections à Maximum de Courant Directionnelle.....	28
II.7. Impact des Systèmes FACTS sur la Protection	33
II.8. Conclusion	34

CHAPITRE III

**EFFETS DU TCSC SUR LES PERFORMANCES DE LA PROTECTION A
MAXIMUM DE COURANT**

.....	35
III.1. Introduction	35
III.2. Impact du TCSC sur la Protection à Maximum de Courant	35
III.3. Calcul des Courants de Court-Circuit	36
III.4. Défaut Monophasé à la Terre	36
III.4.1. Equations et Schéma Équivalents d'un C-C Monophasé.....	37
III.4.2. Résultats de Simulation.....	40
III.4.3. Interprétation des Résultats.....	43
III.5. Défaut Biphasé en Présence de TCSC	43
III.5.1. Equations et Schéma Équivalents d'un C-C Biphasé.....	43
III.5.2. Résultats de Simulation.....	45
III.5.3. Interprétation des Résultats.....	46
III.6. Défaut Triphasés Symétriques	47
III.6.1. Equations et Schéma Équivalents d'un C-C Triphasé.....	47

III.6.2. Résultats de Simulation.....	48
III.6.3. Interprétation des Résultats.....	49
III.7. Impacts du TCSC sur les Paramètres du Relais	50
III.7.1. Impact de Variation de TDS	50
III.7.2. Impact de Variation du Courant I_P	51
III.7.3. Impact de TCSC sur le Temps de Déclenchement d'un Relais IDMT.....	52
III.8. Conclusion	54

CHAPITRE IV

**COORDINATION OPTIMALE DES RELAIS A MAXIMUM DE COURANT
DIRECTIONNEL**

.....	55
IV.1. Introduction	55
IV.2. Objectifs de Chapitre	55
IV.3. Réseau Étudié	56
IV.4. Caractérisations d'un Défaut	57
IV.5. Coordination Optimale des Relais à Maximum de Courant Directionnel dans un Réseau de Distribution avec Multi Système TCSC	59
IV. 5.1. Formulation Mathématique du Problème d'Optimisation.....	60
IV.6. Réglage Optimal des Relais à Maximum de Courant Directionnel en Utilisant la Programmation Linéaire (PL)	60
IV.6.1. La Méthode Simplexe.....	61
IV.6.2. Dualité en Programmation Linéaire.....	62
IV.6.3. Algorithme Dual du Simplexe.....	63
IV.6.4. Résultats de Simulation.....	67
IV.6.5. Interprétation des Résultats.....	71
IV.7. Réglage Optimal des Relais à Maximum de Courant Directionnel à l'aide de l'Optimisation par Essaim de Particules (OEP)	72
IV.7.1. Concept de Base de l'OEP.....	73
IV.7.2. Algorithme d'OEP.....	75
IV.7.3. Résultats de Simulation.....	77
IV.8. Interprétation des Résultats	80
IV.9. Comparaison Entre les deux Méthodes	81
IV.10. Conclusion	83

Table des matières

CONCLUSION GENERALE.....	84
BIBLIOGRAPHIE	86
ANNEXES	94
ANNEXE 1.....	94
ANNEXE 2.....	97

Liste des Figures

- Fig. I.1.** Ligne électrique alimentant une charge
- Fig. I.2.** Représentation vectorielle des flux de courant.
- Fig. I.3.** Vecteur de tension et courant
- Fig. I.4.** Variation de la puissance active en fonction de δ
- Fig. I.5.** Régulation de l'amplitude de tension pour un changement de la puissance réactive
- Fig. I.6.** Tension injectée perpendiculairement au courant de ligne
- Fig. I.7.** La relation vectorielle de tension injectée avec la tension de ligne
- Fig. I.8.** Schéma simplifié de Classification des dispositifs **FACTS**.
- Fig. I.9.** Condensateur commandé par thyristors en série
- Fig. I.10** Caractéristique de compensation en mode de tension
- Fig. I.11.** Système **TCSR** : a). Montage, b). Réactance apparente.
- Fig. I.12.** Système **TCSC** : a). Montage, b). Réactance apparente
- Fig. I.13.** Compensateur statique de puissance réactive
- Fig. I.14.** Compensateur statique à capacités commutées par Thyristor et réacteurs contrôlés par thyristors
- Fig. I.15.** Zone de fonctionnement **V-I** d'un compensateur de type **TSC-TCR**
- Fig. I.16.** Schéma de Principe d'un **STATCOM** (*Static Synchronous Compensator*)
- Fig. I.17.** Fonctionnant de **STATCOM** en modes inductifs et capacitifs
- Fig. I.18.** Schéma équivalent du **STATCOM** connecté à un réseau électrique
- Fig. I.19.** Déphaseur commandé par thyristors
- Fig. I.20.** Schéma de principe de l'**UPFC**
-
- Fig. II.1.** Réseau électrique
- Fig. II.2.** Protection à maximum de courant à temps indépendant.
- Fig. II.3.** Protection à maximum de courant à temps inverse.
- Fig. II.4.** Combinaison d'une protection à temps indépendant et à temps inverse.
- Fig. II.5.** Principe de détermination des relais primaires/backup
- Fig. II.6.** Schéma de démarche de réalisation de la coordination des relais à maximum de courant directionnel avec Multi **TCSC**

- Fig. III.1.** Schéma de réseau avec système **FACTS** série **TCSC**
- Fig. III.2.** Schéma équivalent de C-C monophasé (phase A) avec résistance de défaut en présence de **TCSC**
- Fig. III.3.** Caractéristique de la réactance injectée par le **TCSC**, $X_{TCSC}(\alpha)$.
- Fig. III.4.** Les composantes symétriques du courant en fonction de la résistance de défaut en présence et absence du **TCSC**. a) $I_1=f(R_f)$, b) $I_2=f(R_f)$, c) $I_0=f(R_f)$
- Fig. III.5.** Les courants des trois phases en fonction de la résistance de défaut en présence et absence du **TCSC**. a) $I_a=f(R_f)$, b) $I_b=f(R_f)$, c) $I_c=f(R_f)$
- Fig. III.6.** Les composantes symétriques de tension en fonction de la résistance de défaut en présence et absence du **TCSC**. a) $V_1=f(R_f)$, b) $V_2=f(R_f)$, c) $V_0=f(R_f)$
- Fig. III.7.** Les tensions des trois phases en fonction de la résistance de défaut en présence et absence du **TCSC**. a) $V_a=f(R_f)$, b) $V_b=f(R_f)$, c) $V_c=f(R_f)$
- Fig. III.8.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les composants symétriques de courant a) $I_1=f(X_{TCSC})$, b) $I_2=f(X_{TCSC})$, c) $I_0=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.9.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les courants de la ligne a) $I_a=f(X_{TCSC})$, b) $I_b=f(X_{TCSC})$, c) $I_c=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.10.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les composants symétriques de tension a) $V_1=f(X_{TCSC})$, b) $V_2=f(X_{TCSC})$, c) $V_0=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.11.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les tensions de la ligne a) $V_a=f(X_{TCSC})$, b) $V_b=f(X_{TCSC})$, c) $V_c=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.12.** Circuit équivalent d'un Court-circuit biphasé simple en présence du **TCSC**
- Fig. III.13.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les composants symétriques de courant a) $I_1=f(X_{TCSC})$, b) $I_2=f(X_{TCSC})$, c) $I_0=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.14.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les courants de la ligne a) $I_a=f(X_{TCSC})$, b) $I_b=f(X_{TCSC})$, c) $I_c=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.15.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les composants symétriques de tensions a) $V_1=f(X_{TCSC})$, b) $V_2=f(X_{TCSC})$, c) $V_0=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.16.** Impact de la réactance injectée par le **TCSC** sur les tensions de la ligne a) $V_a=f(X_{TCSC})$, b) $V_b=f(X_{TCSC})$, c) $V_c=f(X_{TCSC})$

- Fig. III.17.** Schéma équivalent d'un court-circuit triphasé en présence du **TCSC**
- Fig. III.18.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les composants symétriques de courant a) $I_1=f(X_{TCSC})$, b) $I_2=f(X_{TCSC})$, c) $I_0=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.19.** Impact de la réactance injectée par le **TCSC** sur les courants de la ligne a) $I_a=f(X_{TCSC})$, b) $I_b=f(X_{TCSC})$, c) $I_c=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.20.** Impact de la réactance injectée par le **TCSC** sur les composants symétriques de tensions a) $V_1=f(X_{TCSC})$, b) $V_2=f(X_{TCSC})$, c) $V_0=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.21.** Impact de la réactance injecté par le **TCSC** sur les tensions de la ligne a) $V_a=f(X_{TCSC})$, b) $V_b=f(X_{TCSC})$, c) $V_c=f(X_{TCSC})$
- Fig. III.22.** Impact de **TDS** sur les courbes caractéristiques avec $I_P = 1$. a). Normal Inverse, b). Very Inverse, c). Extremely Inverse, d). Long Time Inverse.
- Fig. III.23.** Impact d' I_P sur les courbes caractéristiques avec **TDS** = 1. a). Normal Inverse, b). Very Inverse, c). Extremely Inverse, d). Long Time Inverse.
- Fig. III.24.** Les temps de déclenchement pour le relais primaire et backup en présence et absence du **TCSC**.
- Fig. III.25.** Impacte de l'angle d'amorçage sur le temps de déclenchement des relais primaire et secondaire
- Fig. IV.1.** Représentation unifilaire du réseau étudié (**IEEE 33 Jeux de Barres**) avec multi **TCSC**.
- Fig. IV.2.** Organigramme de l'algorithme de la méthode dual Simplex.
- Fig. IV.3.** La variation du courant de défaut à la branche 8 et la branche 7
- Fig. IV.4.** Caractéristiques de Fonctionnement de R8 et R7 pour un défaut au JB-9 sans et avec **TCSC**
- Fig. IV.5.** Concept de modification d'un point de recherche par l'**OEP**.
- Fig. IV.6.** Concept de recherche avec des agents dans l'espace de solution de l'**OEP**.
- Fig. IV.7.** Organigramme général de l'**OEP**

Liste des Tableaux

- Tab. II.1.** Paire de relais primaire/backup
- Tab. IV.1.** Les courants du court-circuit traversant les paires des relais sans **TCSC**
- Tab. IV.2.** Les courants du court-circuit avec multi systèmes **TCSC** (mode inductive et capacitive)
- Tab. IV.3.** Valeurs des paramètres du **TDS** de relais en présence du **TCSC** dans quatre endroits pour ($I_p = 0.5$)
- Tab. IV.4.** Valeurs des réglages du **TDS** de relais en absence et présence du **TCSC** dans quatre endroits pour ($I_p = 1$)
- Tab. IV.5.** Valeurs optimal des réglages du **TDS** de relais en absence et présence du **TCSC** dans quatre endroits pour ($I_p = 1.5$)
- Tab. IV.6.** Comparaison des valeurs optimales de la fonction objectif
- Tab. IV.7.** Réglage optimal de **TDS** des relais par la méthode **OEP**
- Tab. IV.8.** Les valeurs optimales d' I_p des relais
- Tab. IV.9.** **CTI** optimisé par la méthode **OEP**
- Tab. IV.10.** Comparaison entre les méthodes

Abréviations

DC	Courant continu
AC	Courant alternatif
OEP	Optimisation par Essaim de Particules
V_S	Tension de la source [KV]
V_R	Tension de la charge [KV]
I_{PS}	La composante active de courant [A]
I_{QS}	La composante réactive de courant [A]
P_S	La puissance active transférée [MW]
Q_S	La puissance réactive [MVar]
I_{pr}	Le composant actif du flux de courant [A]
I_{QR}	La composante réactive du flux de courant [A]
Pr	La puissance active [MW]
Qr	La puissance réactive [MVar]
V_L	La chute de tension dans la ligne [KV]
T	Temps de fonctionnement [sec]
I_p	Seuil de fonctionnement
I_F	Courant de défaut mesuré par le relais [A]
I_m	Le courant mesuré [A]
I_{max}	Le courant maximal [A]
TDS	Temps de retard
CTI	Intervalle de temps de coordination [sec]
TC	Transformateur de courant
FACTS	Flexible AC Transmission System
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
C	La capacitance de TCSC [F]
L	L'inductance de TCSC [H]
α	L'angle d'amorçage des thyristor [°]
σ	L'intervalle de conduction [°]
R	Résistance de la ligne [Ω]
X	Réactance de la ligne [Ω]
R_f	Résistance de défaut [Ω]

Abréviations

X_{TCSC}	Réactance de TCSC [Ω]
K_{TCSC}	dégré de compensation [%]
V_{TCSC}	Tension injecté par le TCSC [V]
$Z_{AB TCSC}$	L'impédance Total du linge en présence de TCSC [Ω]
I_1, I_2, I_0	Les composants symétrique de courant [A]
V_1, V_2, V_0	Les composants symétrique de tension [V]
I_A, I_B, I_C	Les courants de la ligne [A]
V_A, V_B, V_C	Les tensions de la ligne [V]
$Z_{AB.(1,2,0)}$	Les composants symétrique de l'impédance Z_{AB} [Ω]
$X_{TCSC.(1,2,0)}$	Les composants symétrique de la réactance injecté X_{TCSC} [Ω]
JB	Jeu de Barre

Travaux de Recherche

a) Publication International

L. Bougouffa, A. Chaghi, “Impact of Distributed Generation and Series FACTS Compensator on Directional Over-current Protection Coordination”. *International Journal of Hybrid Information Technology (IJHIT)*, Vol.7(4), pp.299-308, 2014. ISSN: 1738-9968

L. Bougouffa, A. Chaghi, “The Impact of TCSC Parameters on Directional Over-Current Relay Settings”. *Journal of Basic and Applied Research International (JOBARI)*, Vol.12(2): Pp79-84, 2016. ISSN: 2395-3438 (P), ISSN: 2395-3446 (O)

b) Proceeding

L. Bougouffa, A. Chaghi, “Investigation of TCSC controller effect on IDMT directional over-current relay”. *Procedia - Social and Behavioral Sciences* 195 (2015) 2421–2429

c) Communications International

L. Bougouffa, A. Chaghi, “Settings of Directional Over-Current Relays in presence of the TCSC Series Compensator”. *5th International Conference on Electrical Energy, ICEL'13*. 03-04 December 2013, Oran-Algeria.

L. Bougouffa, A. Chaghi, “Compensated Distribution systems with TCSC in Presence of Phase to Earth Fault”. *2nd International Conference on Electrical Energy and Systems*. 21-23 October 2014, Annaba-Algeria.

L. Bougouffa, A. Chaghi, “Coordination of IDMT Directional Over-Current Relays in 400 KV Transmission Line Compensated with TCSC”. *8th International Conference on Electrical Engineering*, 16-17 November 2014. Batna-Algeria

L. Bougouffa, A. Chaghi, “Investigation of TCSC Controller and Distributed Generation Effects on IDMT Directional Overcurrent Relay in Distribution system”. *1st International Conference on Electrical Engineering (ICEEB'14)* 7-8 December 2014. Biskra-Algeria

L. Bougouffa, A. Chaghi, “Investigation of TCSC controller effect on IDMT directional over-current relay”. *World Conference on Technology, Innovation and Entrepreneurship*. 28-30 May 2015. Istanbul-Turkey

Introduction Générale

Introduction Générale

Ces dernières années les acteurs de l'énergie électrique sont de plus en plus confrontés à des problèmes liés à des nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de cette énergie. En effet, les compagnies d'énergie électrique exploitent de plus en plus leurs réseaux près des limites de sécurité (conduite aux limites). Cette situation engendre des problèmes d'exploitation, notamment pour le contrôle des flux de puissance, le maintien d'un profil de tension acceptable, la surveillance des reports de charge, etc. A cet effet, l'aspect sécurité prend une grande importance et des recherches sont entreprises dans différents pays pour trouver des moyens susceptibles d'améliorer la sécurité et rendre l'exploitation des réseaux plus flexible.

Cependant le développement récent des dispositifs **FACTS** (**F**lexible **A**C **T**ransmission **S**ystem) a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance sont mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui a permis d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

Il est donc très important d'étudier les impacts des nouveau systèmes installés dans le système d'alimentation, et en particulier ceux liés à des dispositifs **FACTS**. Cependant l'insertion de ces dispositifs sur le réseau électrique n'ont pas sans conséquences sur les autres équipements ; notamment sur les systèmes de protection du au changement de l'impédance totale de la ligne protégée suite à l'injection d'une réactance variable par les systèmes **FACTS** série et une substance variable par les systèmes **FACTS** shunt en fonction de l'angle d'amorçage. C'est l'objet de cette thèse qui englobera l'étude des impacts des dispositifs **FACTS** sur la protection à maximum de courant. La thèse porte sur l'impact du **TCSC** sur les calculs des courant de court-circuit et le réglage de protection à maximum de courant.

L'optimisation de la gestion d'un réseau de distribution électrique est liée à une meilleure coordination des protections dans le réseau. Un bon plan de protection dans le réseau, permet en effet de réduire considérablement les temps d'interruption suite aux défauts et contribue aussi à la réduction des pertes techniques en évitant la circulation des courants de défaut qui provoquent plus des pertes joule. Il est donc essentiel que ces dispositifs soient coordonnés entre eux, mais aussi avec les autres équipements du réseau, pour éviter que leurs

actions n'aient un effet négatif sur les systèmes de protection en présence des courts-circuits symétriques et asymétriques.

Aperçu sur la thèse

L'objet de cette thèse est d'étudier l'impact de système **FACTS** série sur les systèmes de protection à maximum de courant dans un réseau de distribution **IEEE 33** Jeu de Barre. Pour faire la recherche les relais de protection et le système **TCSC** sont modélisés et programmer dans un environnement Malab/Software. Cette thèse est divisée en quatre chapitres qui traitent le sujet de recherche en détail. L'organisation est la suivante :

Chapitre 1 : Ce chapitre examine systématiquement les systèmes **FACTS** utilisés dans le réseau électrique tout en ouvrant une voie à l'étude des effets d'un type particulier sur le relais à maximum de courant dans les réseaux de distribution. Le chapitre commence avec le concept des dispositifs **FACTS** qui sont utilisés pour différentes applications dans le réseau électrique. Une revue de la littérature a été effectuée pour comprendre les différents types de dispositifs **FACTS** et les concepts **FACTS** de types shunt, série et hybride.

Chapitre 2 : Présente un aperçu de la coordination de relais et les différentes techniques de coordination de relais de surintensité avec l'accent sur des relais de surintensité directionnels **IDMT**.

Chapitre 3 : Porte sur l'effet d'un système **FACTS** à savoir le système **TCSC** sur le relais à maximum de courant dans un système de distribution d'énergie .Il présentera les défauts observés sur les réseaux de distribution en présence de système **TCSC**. Les effets de l'insertion de systèmes **TCSC** sur le calcul des courants de court-circuit ainsi que sur le fonctionnement de relais à maximum de courant directionnel. L'impact de système **TCSC** sur les temps de déclenchements des relais primaire et backup dans le réseau de distribution est étudié dans ce chapitre.

Chapitre 4 : S'articule autour de l'application de notre approche au sein d'un système de puissance multi système de compensation **TCSC**. Dans la première partie, nous allons présenter les caractéristiques du réseau étudié (réseau de distribution **IEEE 33** nœuds avec 32 relais type **IDMT**).

L'objectif principal de ce chapitre est d'optimiser les réglages et la coordination du relais à maximum de courant directionnel, dans le but d'améliorer le temps de fonctionnement des relais primaires et secondaires. Notre travail se termine par une conclusion et des perspectives.

Chapitre I

Etat de L'Art des Systèmes FACTS dans les Réseaux Electriques

Chapitre I

ETAT DE L'ART DES SYSTEMES FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

I.1. Introduction

Le développement rapide de la technologie de puissance permet de concevoir des appareils d'électronique de puissance de grande puissance pour l'utilisation dans les réseaux de transmission d'énergie électrique à grande distance. Ce type d'appareils est connu les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif, c'est l'acronyme de terme en anglais "*Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS)*" [1]. Ce chapitre examine systématiquement les systèmes **FACTS** utilisés dans le réseau électrique tout en ouvrant une voie à l'étude des effets d'un type particulier sur le relais à maximum de courant dans les réseaux de distribution. Le chapitre commence avec le concept des dispositifs **FACTS** qui sont utilisés pour différentes applications dans le réseau électrique. Une revue de la littérature a été effectuée pour comprendre les différents types de dispositifs **FACTS** et les concepts **FACTS** de types série, shunt et hybride.

Depuis les premiers compensateurs, trois générations des dispositifs **FACTS** ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés.

- La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive.
- La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor **GTO**. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.
- Une troisième génération de **FACTS** utilisant des composants hybrides et qui adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas des dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau [2][3].

Les différents types des dispositifs **FACTS** sont habituellement à base des thyristors ou bien des dispositifs basés sur des convertisseurs de tension [4].

I.2. Conception des FACTS

Les exigences accrues vis-à-vis du transport, l'absence de la planification à long terme, ont créé des tendances vers moins de sécurité et de qualité de l'énergie électrique. La technologie de **FACTS** apparue pour alléger cet aspect. Le concept **FACTS**, introduit par l'*Electric Power Research Institute (EPRI)*, regroupe l'ensemble des dispositifs basés sur l'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation d'un réseau électrique [5]. Selon *IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)*, la définition du terme **FACTS** est la suivante: ce sont les Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance tout en maintenant voir en améliorant, la stabilité des réseaux, comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, l'angle de phase et l'atténuation des oscillations.

Dans un système de puissance, le transfère de puissance sur une ligne de transmission dépend principalement des niveaux de tension d'envoi et de réception aux extrémités, de l'angle de transmission et de la réactance de ligne de transmission. Pour augmenter la puissance à travers un système de transmission, un ou plusieurs des paramètres ci-dessus doit être changé. Par exemple, l'angle de transmission peut être augmenté avec l'utilisation d'un transformateur déphaseur, mais un tel élément est coûteux à acheter et à installer, en plus des pertes du transformateur qui doivent être comptabilisées. L'augmentation de l'angle de transmission pousse également un système d'alimentation électrique plus proche de sa limite de stabilité, ce qui augmente la probabilité d'une instabilité du système. De plus, le niveau de tension de transmission peut être augmenté. Cependant, ce ne serait économiquement faisable si elle est autorisée par la construction de la tour existante, et il serait encore très coûteux pour améliorer l'isolation du système et de l'appareillage.

Le transfert de puissance peut aussi être augmenté en réduisant la réactance inductive du réseau de transport par l'installation des condensateurs fixes en série. Cela a été dans le passé, un des moyens les plus économiques pour augmenter le transfert de puissance sur un système de transmission.

Les systèmes **FACTS** peuvent être appliqués largement pour augmenter le débit de puissance ou même de changer le flux de puissance en ayant un degré élevé de contrôle des

trois principaux paramètres d'impédance de ligne, l'angle de phase et l'amplitude de tension. En outre, les dispositifs **FACTS** sont utilisés pour augmenter la stabilité et de réguler la tension du système [6].

Prenons deux modèles de machine dans un système d'alimentation simple, comme le montre la figure. I.1, où les emplacements A et B peuvent être des postes de transport reliés par des lignes de transmission.

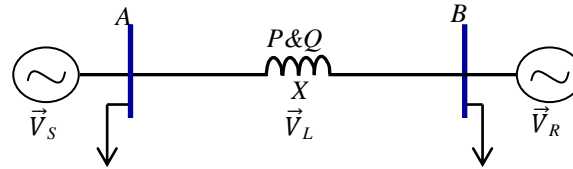


Figure. I.1. Ligne électrique alimentant une charge

À ces endroits, il peut y avoir des charges, centre de la production et aussi des points d'interconnexion, et ils sont reliés par une ligne de transmission. Dans la figure V_S et V_R sont les vecteurs de tension respectivement au point A et B.

Chaque vecteur peut s'écrire sur la forme suivante.

$$\vec{V}_S = V_S \angle \delta_S \quad (I.1)$$

$$\vec{V}_R = V_R \angle \delta_R \quad (I.2)$$

L'angle de transmission est alors donné par

$$\delta = \delta_S - \delta_R \quad (I.3)$$

Cela suppose que V_S et V_R sont les amplitudes des tensions internes des deux machines correspondantes représentant les deux systèmes, et comprend l'impédance interne des deux machines correspondantes et la ligne de transmission. L'impédance est supposée être purement inductive ou capacitif avec pertes ignoré [7].

Un degré élevé de contrôle sur le courant dans la ligne est obtenu en contrôlant l'un des trois paramètres l'impédance, l'angle de transmission et la chute de tension dans la ligne. La chute de tension dans la ligne est la différence entre les deux vecteurs de tension de la ligne, comme indiqué par l'équation I.4.

$$\vec{V}_L = \vec{V}_S - \vec{V}_R \quad (I.4)$$

La relation entre les courants active et réactive en référence aux vecteurs de tension V_S et V_R aux deux extrémités est représentée sur la figure. I.2. Dans le diagramme de phase, les composantes active et réactive du vecteur de courant sont présentées, ainsi que les

composantes actives et réactives des vecteurs de tension. La puissance active et la puissance réactive aux extrémités d'envoi et de réception sont déduites des formules suivantes [7].

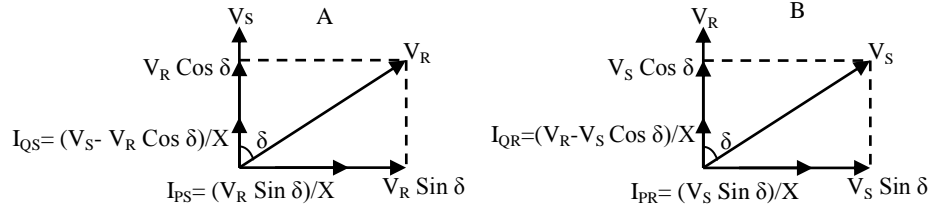


Figure. I.2. Représentation vectorielle des flux de courant.

La composante active de courant (I_{PS}) dans A est :

$$I_{PS} = V_R \sin \delta / X \quad (\text{I.5})$$

La composante réactive de courant (I_{QS}) dans A est :

$$I_{QS} = (V_S - V_R \cos \delta) / X \quad (\text{I.6})$$

Ainsi, la puissance active (P_s) transférée de A est :

$$P_s = V_S (V_R \sin \delta) / X \quad (\text{I.7})$$

Et la puissance réactive (Q_s) dans A est :

$$Q_s = V_S (V_S - V_R \cos \delta) / X \quad (\text{I.8})$$

De même, le composant actif du flux de courant (I_{pr}) à B est :

$$I_{PR} = (V_S \sin \delta) / X \quad (\text{I.9})$$

La composante réactive du flux de courant (I_{QR}) à B est :

$$I_{QR} = (V_R - V_S \cos \delta) / X \quad (\text{I.10})$$

Ainsi, la puissance active P_r est :

$$P_r = V_R (V_S \sin \delta) / X \quad (\text{I.11})$$

Et la puissance réactive Q_r est :

$$Q_r = V_R (V_R - V_S \cos \delta) / X \quad (\text{I.12})$$

On peut voir à partir des équations I.7 et I.11 que la puissance P_s est égale à la puissance P_r .

S'il n'y a pas des pertes de puissance active dans la ligne :

$$P_s = P_r = P \quad (\text{I.13})$$

Ainsi, en faisant varier les valeurs de P , Q_s et Q_r conformément aux équations I.4, I.5 et I.7 respectivement.

Comme on le voit à partir des formules ci-dessus, si l'angle entre les deux tensions des jeux de barre est faible, le flux de courant représente en grande partie le flux de puissance active.

L'augmentation ou la diminution de l'impédance inductive de la ligne affecte considérablement le débit de puissance active. Le passage du courant entre les deux extrémités peut être exprimé par l'équation suivante :

$$I = \frac{\vec{V}_S - \vec{V}_R}{jX} = \frac{\vec{V}_L}{jX} = \frac{\vec{V}_L}{X} e^{-j\pi/2} \quad (\text{I.14})$$

Où $e^{j\theta} = \cos\theta + j \sin\theta$ est $\theta = \frac{\pi}{2}$

Où V_L est la chute de tension dans la ligne.

Ainsi, la circulation du courant peut être exprimée comme avance ou en retard de la tension de commande de 90° .

La figure. I.3 montre le diagramme vectoriel de la circulation de courant.

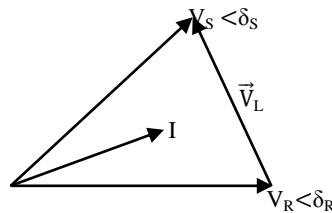


Figure. I.3. Vecteur de tension et courant

La circulation de courant est perpendiculairement à la tension de commande [7].

Ainsi le contrôle d'impédance, qui permet un contrôle du courant, peut être le moyen le plus efficace de contrôler le flux de puissance puisque que le flux de courant dans la ligne est soit en avance ou en retard de la chute de tension dans la ligne de 90° .

La figure. I.4 représente la courbe de la puissance active en fonction de l'angle δ qui varier de 0° à 90° :

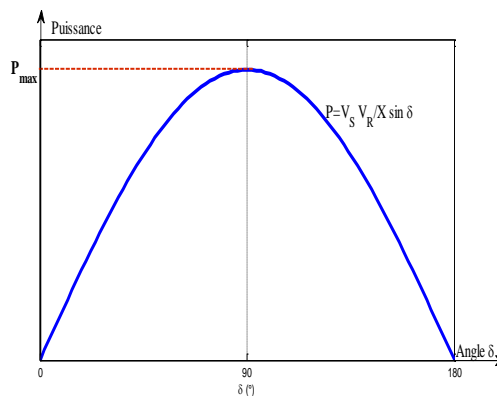


Figure. I.4. Variation de la puissance active en fonction de δ

Ici nous commençons à apprécier la présence des dispositifs **FACTS** dans le système, que sans le contrôle à grande vitesse de l'un des paramètres V_S , V_R , δ , X , et V_L ($V_S - V_R$) la ligne de transmission peut être utilisée seulement pour un niveau bien inférieur à celui

correspondant à 90° . Ceci est nécessaire pour maintenir une marge adéquate de la stabilité transitoire et la stabilité dynamique et faire en sorte que la tension du système ne diminue pas en dessous d'un niveau acceptable, suite à une panne de générateur le plus grand ou la perte d'une ligne de transmission.

Une augmentation ou une diminution de la valeur de X se traduit par une diminution ou une augmentation, respectivement, dans le flux de puissance P .

Le flux du courant et de la puissance peut également être contrôlé par le contrôle de l'amplitude de tension V_S ou V_R .

Un petit changement dans les amplitudes de V_S ou V_R provoque une faible variation de l'amplitude de la tension de commande $V_S - V_R$ mais une grande variation de l'angle de $(V_S - V_R)$ comme le montre la figure. I.5

Ainsi, la régulation de l'amplitude de l'un des vecteurs de tension V_S ou V_R a plus d'influence sur le flux de puissance réactive que sur le flux de puissance active [6][8]. Ainsi, le flux de courant et donc le flux de puissance peut être modifié par l'injection d'une tension en série avec la ligne.

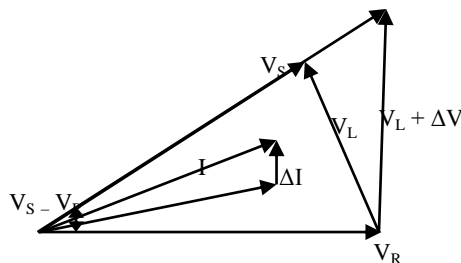


Figure. I.5. Régulation de l'amplitude de tension pour un changement de la puissance réactive

La figure. I.6 montre que la tension injectée est en phase avec la tension de commande, mais est injectée en quadrature avec le courant.

Par conséquent, la tension injectée affecte directement la grandeur de la circulation du courant et par conséquent affecte le flux de puissance réactive, et avec de petits angles influe sur le flux de puissance active.

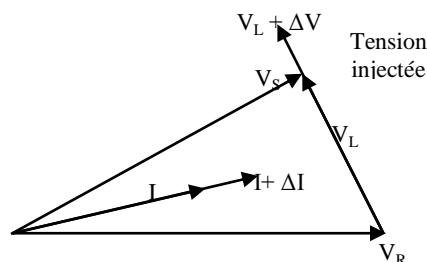


Figure. I.6. Tension injectée perpendiculairement au courant de ligne

Alternativement, une tension peut être injectée qui va changer l'amplitude et l'angle de la tension d'attaque. On constate qu'en faisant varier l'amplitude et l'angle de la tension injectée le flux de puissance active et réactive pourrait être contrôlée. Ceci est représenté sur la figure. I.7.

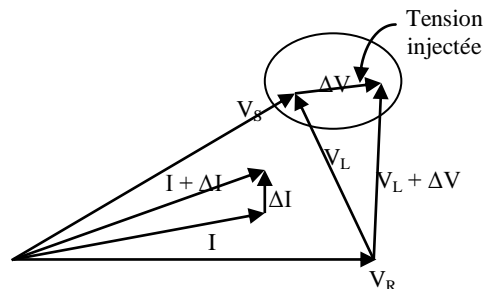


Figure. I.7. La relation vectorielle de tension injectée avec la tension de ligne

Ainsi, les méthodes d'injection de tension forment un important moyen de contrôleurs **FACTS**. Les deux principaux objectifs des **FACTS** sont les suivants :

- ✚ Augmenter la capacité de transmission des lignes.
- ✚ Le contrôle des flux de puissance sur les lignes de transmission.

I.3. Technique et type des dispositifs FACTS

La circulation du courant est commandée en ajustant les paramètres d'un système, comme l'amplitude de tension, l'impédance de la ligne et l'angle de transport. Le dispositif qui tente de faire varier les paramètres du système pour contrôler le flux de puissance peut être décrit comme un dispositif flexible à courant alternative **FACTS**.

Selon la façon dont les dispositifs sont reliés à des systèmes d'alimentation, les systèmes **FACTS** peuvent être divisés en des dispositifs shunt, série, et dispositifs combinés (les deux shunts et séries avec le système), comme représenté sur la figure suivant [9] :

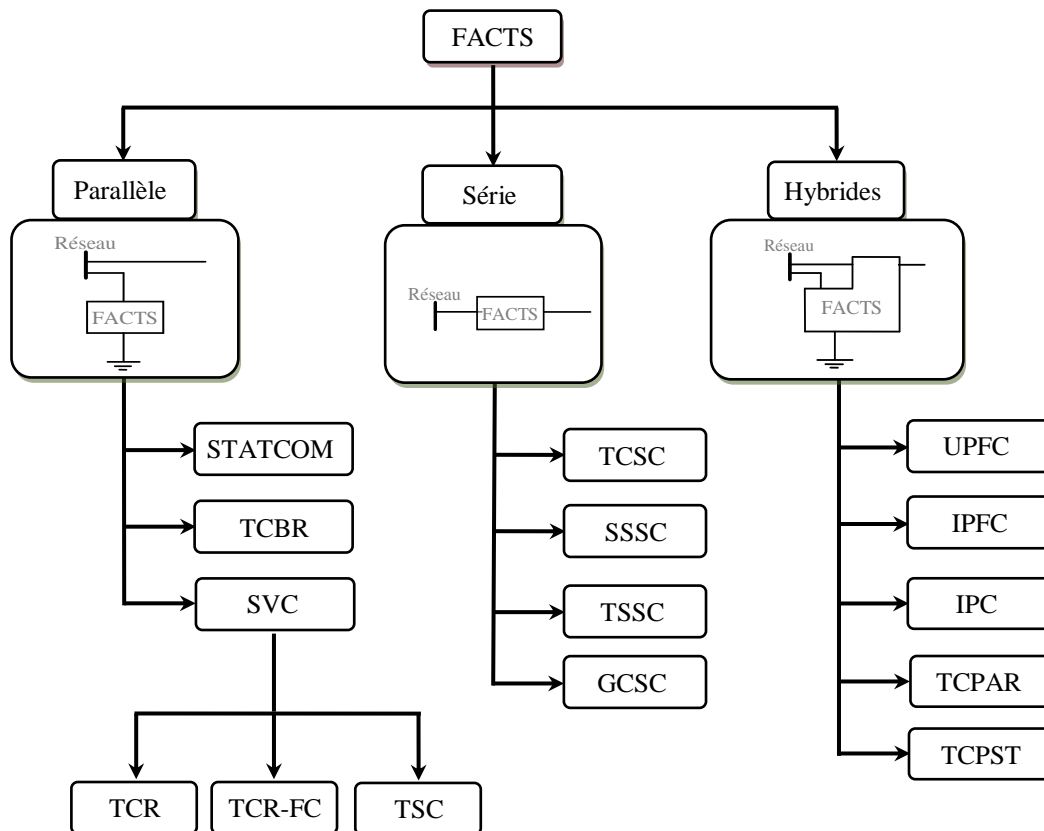


Figure. I.8. Schéma simplifié de Classification des dispositifs **FACTS**.

Selon les dispositifs d'électroniques de puissance utilisés dans le contrôle de réseau, il ya deux approches distinctes à la réalisation des dispositifs **FACTS**, le premier est basé sur la technologie de thyristor classique et la seconde utilise des convertisseurs de source de tension [6][10]. Différents types des dispositifs **FACTS** qui sont disponibles peuvent être classés comme :

- (A) type à impédance variable commander par thyristor
- (B) convertisseurs de source de tension (**VSC**) (*Voltage Source Converter*).
 - Le premier type des contrôleurs d'impédance comprennent :
 - (i) Compensateur Statique d'Energie Réactive (**SVC**), (connectés en parallèle)
 - (ii) Condensateur commandé par thyristors en série (**TCSC**, **TSSC**)
 - (iii) Réactance commandé par thyristors en série (**TCSR**, **TSSR**)
 - (iv) Compensateur statique **VAR**, **SVC**, **TCR**, **TCS**, **TRS**
 - Les deuxièmes compensateurs **FACTS** basés sur **VSC** sont :
 - (i) Le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé (**STATCOM**)
 - (ii) statique série synchrones compensateurs (**SSSC**) (connectés en série)
 - (iii) Régulateur unifié d'écoulement de puissance (**UPFC**)

I.3.1. Dispositif Séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport quand ils sont insérés en série [11].

En principe, tous les **FACTS** série injectent une tension en série avec la ligne. Par exemple, impédance variable multipliée par le courant circulant à travers elle représente une variable de tension série injectée dans la ligne. Tant que la tension est en quadrature de phase avec le courant de ligne, le contrôleur en série, seulement fournit ou consomme de l'énergie réactive variable.

I.3.1.1. Condensateur en Séries Commandé par Thyristors (TSSC)

Le circuit de base du **TSSC** (*Thyristor Switched Series Capacitors*) est représenté par la figure. I.9. Il se compose d'un certain nombre de condensateurs, chacun shunté par une soupape de dérivation de manière appropriée composé d'une chaîne de thyristors connectés en tête-bêche. Le principe de fonctionnement du **TSSC** est simple ; le degré de compensation est commandé par étape en augmentant ou en diminuant le nombre de condensateurs en série insérés [10].

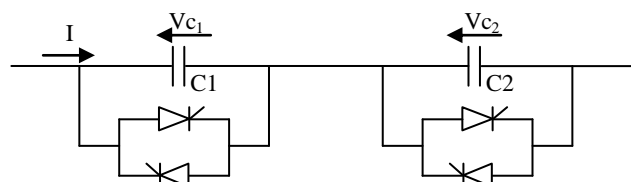


Figure. I.9. Condensateur commandé par thyristors en série

Dans le mode de réactance contrôlée, le **TSSC** est appliqué pour maintenir une compensation nominale maximale de réactance pour tout courant de ligne jusqu'au maximum comme illustrer par la Figure. I.10

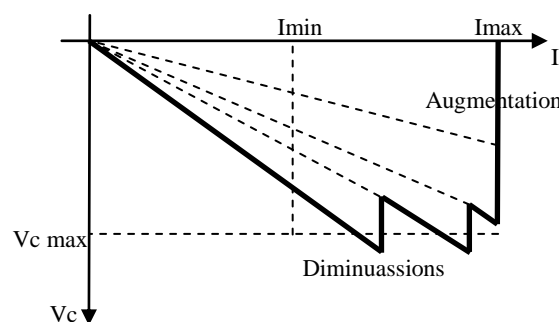


Figure. I.10 Caractéristique de compensation en mode de tension

Dans ce mode de compensation de la réactance capacitive choisi pour fournir la compensation série maximum nominale.

I.3.1.2. Réactance en Série Commandé par Thyristors (TCSR)

Le **TCSR** (Figure. I.11) est un compensateur inductif placé en série avec la ligne de transmission, qui se compose d'une inductance X_{ind1} en parallèle avec une autre inductance X_{ind2} commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage de la réactance commandée par thyristor est de 180° , le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_{ind1} agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue au-dessous de 180° , la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90° , où elle est la combinaison parallèle de deux réactances [4].

Le **TCSR** (*Thyristor Controlled Series Reactor*) représenté sur la figure ci-dessus, est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle (L_1) avec une autre inductance (L_2) commandée par thyristors antiparallèles afin de fournir une réactance inductive série variable [4][12].

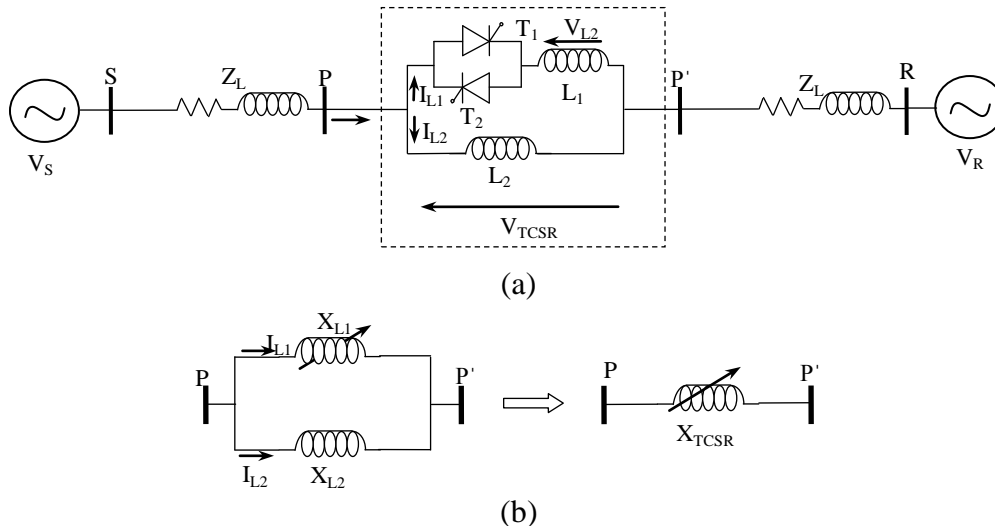


Figure. I.11. Système TCSR : a). Montage, b). Réactance apparente.

La réactance apparente totale du système (X_{TCSR}) est donnée par la relation [13] :

$$X_{TCSR}(\alpha) = X_{L1}(\alpha) // X_{L2} = \frac{X_{L1}(\alpha) \cdot X_{L2}}{X_{L1}(\alpha) + X_{L2}} \quad (I.15)$$

La réactance (X_{L1}) commandée par les thyristors est en fonction directe avec l'angle d'extinction des thyristors (α) qui varie entre 0° à 180° . Cette réactance est donnée par la relation [13] :

$$X_{L1}(\alpha) = X_{L1-\max} \left[\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right] \quad (I.16)$$

Où,

$$X_{L1-\max} = L_1 \cdot \omega \quad (I.17)$$

La réactance apparente de la réactance (X_{L2}) est :

$$X_{L2} = L_2 \cdot \omega \quad (I.18)$$

Selon les équations (I.17) et (I.18), l'expression finale de l'équation (I.16) devient

$$X_{TCSR}(\alpha) = \frac{X_{L2} \cdot X_{L1-\max} \left(\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right)}{X_{L2} + X_{L1-\max} \left(\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right)} \quad (I.19)$$

Donc,

$$\Rightarrow X_{TCSR}(\alpha) = \frac{L_2 L_1 \omega^2 \left(\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right)}{\omega \left(L_2 + L_1 \left(\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right) \right)} \quad (I.20)$$

La tension contrôlée par le **TCSR** est donnée par la relation :

$$V_{TCSR}(\alpha) = I_L \times X_{TCSR}(\alpha) \quad (I.21)$$

La puissance réactive contrôlée par le **TCSR** est donnée par la relation :

$$Q_{TCSR}(\alpha) = \frac{V_{TCSR}(\alpha)^2}{X_{TCSR}(\alpha)} \quad (I.22)$$

I.3.1.3. Capacité en Séries Contrôlée par Thyristor (TCSC)

Le principe de base du **TCSC** (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) est constitué d'un condensateur de compensation série en parallèle avec un réacteur contrôlé par thyristor (**TCR**), permettant ainsi une compensation qui varie entre 20% en mode inductive et 70% en mode capacitive [14][15][16]. Dans une mise en œuvre pratique le **TCSC** comme le montre la figure. I.12, plusieurs de ces compensateurs de base peuvent être connectés en série pour obtenir l'estimation souhaitée de la tension et les caractéristiques de fonctionnement. Cette disposition est semblable à celle de la **TSSC** et, si l'impédance du réacteur X_L , est suffisamment plus petite que celle du condensateur X_C , il peut être actionné la même manière **TSSC** en on/Off.

Il s'agit d'une Réactance Série Commandée par Thyristors en parallèle sur un condensateur fixe, le tout en série sur la ligne de transmission (figure I.12. a).

Si les thyristors sont bloqués, le **TCSC** a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique (pleine conduction), l'impédance du **TCSC** est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance [17].

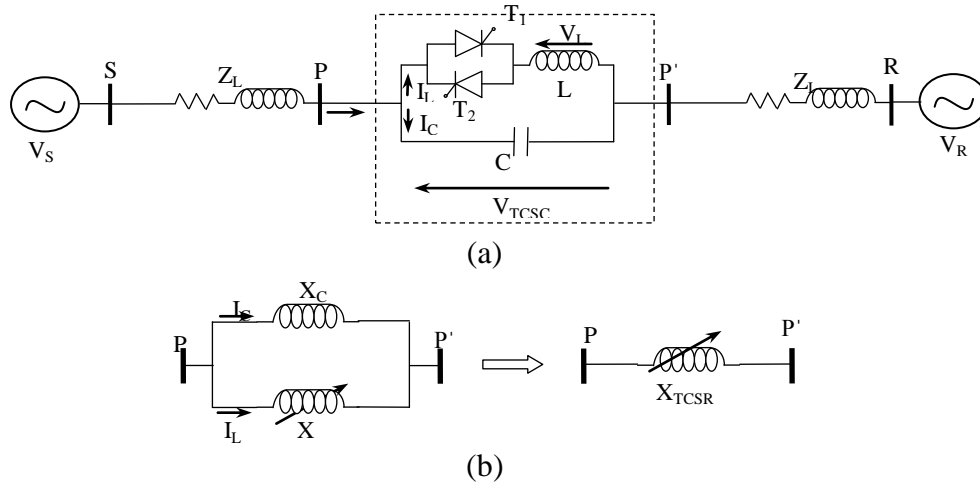


Figure. I.12. Système TCSC : a). Montage, b). Réactance apparente

La réactance apparente totale (X_{TCSC}) est donnée par la relation [13] :

$$X_{TCSC}(\alpha) = X_C // X_L(\alpha) = \frac{X_C \cdot X_L(\alpha)}{X_C + X_L(\alpha)} \quad (I.23)$$

L'expression de la réactance X_L est en relation directe avec l'angle d'amorçage des thyristors (α) qui varie entre 90° et 180° selon la relation ci-dessus :

$$X_L(\alpha) = X_{L_{\max}} \left[\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right] \quad (I.24)$$

Où,

$$X_{L_{\max}} = j \cdot L \cdot \omega \quad (I.25)$$

$$X_C = -1 / j \cdot C \cdot \omega \quad (I.26)$$

Selon les équations (I.24), (I.25) et (I.26), l'équation (I.23) devient :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C \cdot X_L \left[\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right]}{X_C + X_L \left[\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right]} \quad (I.27)$$

La tension contrôlée par le **TCSC** est :

$$V_{TCSC}(\alpha) = I_L \times X_{TCSC}(\alpha) \quad (I.28)$$

La puissance réactive contrôlée par le TCSC est :

$$Q_{TCSC}(\alpha) = \frac{V_{TCSC}(\alpha)^2}{X_{TCSC}(\alpha)} \quad (I.29)$$

Avec, I_L le courant de la ligne, et V_{max} et Q_{max} sont la tension et la puissance réactive maximale respectivement contrôlée par le TCSC.

I.3.2. Dispositifs Shunt

Comme dans le cas des dispositifs en série, les compensateurs shunts peuvent être d'impédance variable, source variable, ou des combinaisons de ceux-ci. En principe, les dispositifs shunt injectent du courant dans le système au point de la connexion. Une impédance shunt variable connectée à la tension de ligne provoque une circulation de courant variable et représente par conséquent une injection de courant dans la ligne. Tant que le courant injecté est en quadrature de phase avec la tension de ligne, le compensateur shunt fournit ou consomme seulement de l'énergie réactive variable.

I.3.2.1. Compensateur Statique de Puissance Réactive : Capacité Fixe et Réacteurs Contrôlés par Thyristors (FC-TCR)

Un générateur de puissance réactive (**Var**) de base utilisant un condensateur fixe (connecté en permanence) avec un réacteur commandé à thyristor est représenté sur la figure I.13. [6][10]. Le courant dans le réacteur est modifié en retardant l'angle d'allumage de contrôle (α) du thyristor.

La caractéristique de la puissance réactive est illustrée à la figure. I.13 (b). Comme on le voit d'après le diagramme, la puissance réactive générée du condensateur fixe (Q_C) constante est opposée à la puissance réactive absorbée (Q_L) du réacteur commandé par thyristors, pour donner la puissance réactive totale (Q) de sortie.

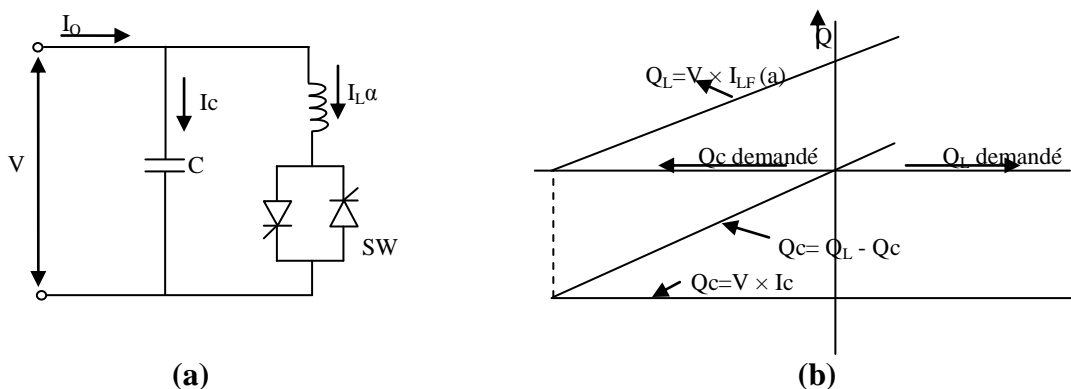


Figure. I.13. Compensateur statique de puissance réactive

I.3.2.2. Compensateur Statique : Condensateurs Commandés par Thyristor (TSC) et Réactances Commandées par Thyristors (TCR)

Ce type de compensateur statique de type shunt (SVC) est composé de capacités commutées par Thyristor et réacteurs contrôlés par thyristors comme indiqué par la figure. I.14 [18]. Le compensateur est normalement utilisé pour réguler la tension du système de transmission à un terminal sélectionné. La caractéristique **VI** du SVC indique que la réglementation avec une pente donnée autour de la tension nominale peut être obtenue dans la plage normale de fonctionnement défini par le courant capacitif maximum et courant inductifs du SVC comme le montre la figure. I.15 [19].

Cependant, le courant capacitif maximal obtenu diminue linéairement avec la tension du réseau depuis le SVC devient un condensateur fixe lorsque la puissance maximale est atteinte capacitif. Par conséquent, la capacité de maintien de la tension du compensateur statique à commande conventionnelle se détériore rapidement avec la diminution de la tension du système.

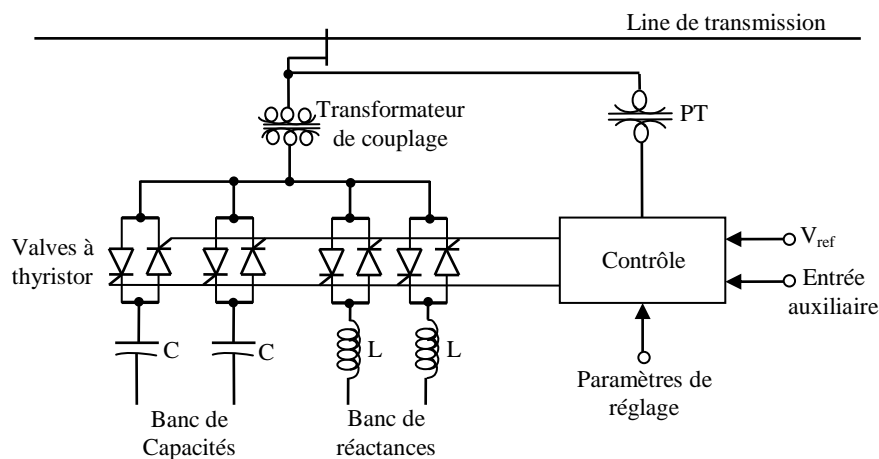


Figure. I.14. Compensateur statique à capacités commutées par Thyristor et réacteurs contrôlés par thyristors

Avec une bonne coordination de la commande de commutation des condensateurs et le contrôle des réactances, la sortie de la puissance réactive peut être modifiée continuellement entre les évaluations capacitives et inductives de l'équipement. Le compensateur est normalement utilisé pour réguler la tension du système de transmission en un point sélectionné. La caractéristique **VI** du SVC est illustré à la figure. I.15.

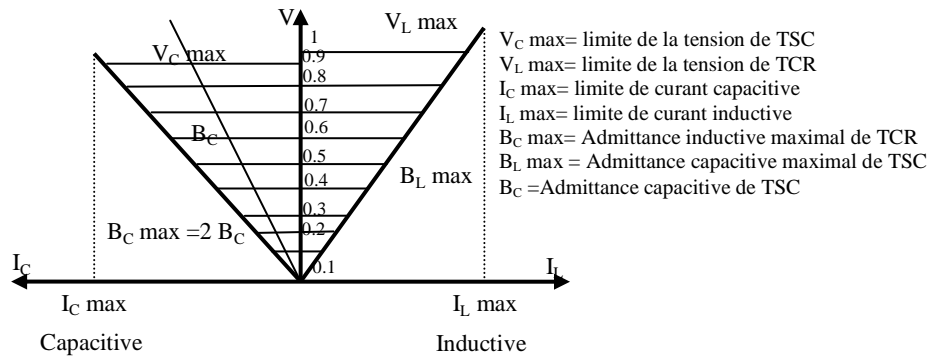


Figure. I.15. Zone de fonctionnement V-I d'un compensateur de type TSC-TCR

Elle indique que la régulation avec une pente donnée autour de la tension nominale peut être obtenue dans la plage de fonctionnement normal défini par le courant maximal capacitif et le courant maximal inductif du SVC.

I.3.2.3. Le Compensateur Statique d'Énergie Réactive de type avancé (STATCOM)

Le compensateur statique de puissance réactive avancé (**STATCOM** ou **SSC**) est un dispositif de compensation de puissance réactive connecté en parallèle avec le système AC, qui est capable de générer et/ou absorbant de la puissance réactive, et dans lequel la sortie peut être modifiée pour contrôler les paramètres spécifiques d'un système d'alimentation électrique. Il est en général un convertisseur de commutation à l'état solide capable de générer ou d'absorption de puissance active et réactive pouvant être commandé indépendamment à ses bornes de sortie quand il est alimenté par une source d'énergie ou un dispositif de stockage d'énergie au niveau de ses bornes d'entrée [4].

Un **STATCOM** est une source de puissance réactive contrôlée. Il fournit la génération de la puissance réactive et l'absorption souhaitée entièrement par un moyen de traitement électronique de la tension et des formes d'onde de courant dans un convertisseur de source de tension (**VSC**).

Sur la Figure. I.16 un **STATCOM** est considéré comme une source de tension réglable continue, ce qui signifie que les batteries de condensateurs et inductances shunt ne sont pas nécessaires pour la génération de puissance réactive et d'absorption, ce qui donne un **STATCOM** un design compact, ou faible encombrement, ainsi que le faible bruit et faible l'impact magnétique.

Le schéma de principe d'un **STATCOM** est représenté sur la Figure. I.16 par contre la figure. I.17 donne le mode de fonctionnement en mode inductif et capacitif.

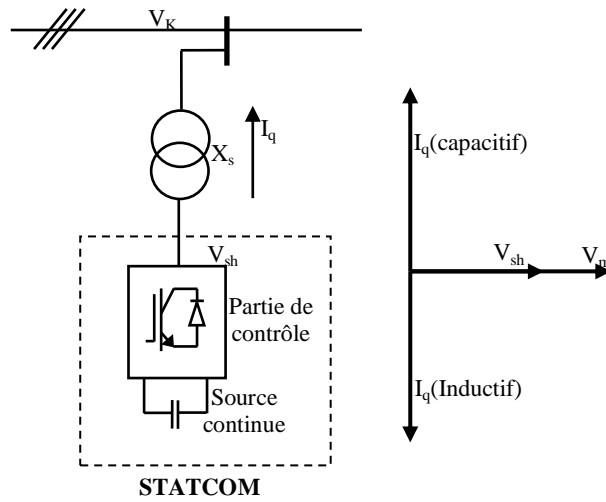


Figure. I.16. Schema de Principe d'un STATCOM (Static Synchronous Compensator)

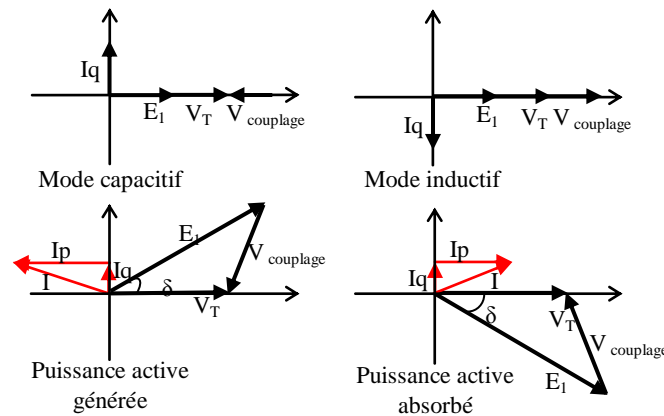


Figure. I.17. Fonctionnant de STATCOM en modes inductifs et capacitifs

Le STATCOM similaire au compensateur synchrone tournant classique, et présente un temps de réponse plus court et il est sans inertie mécanique. Il est capable de fournir ou d'absorber de l'énergie réactive (Figure I.18).

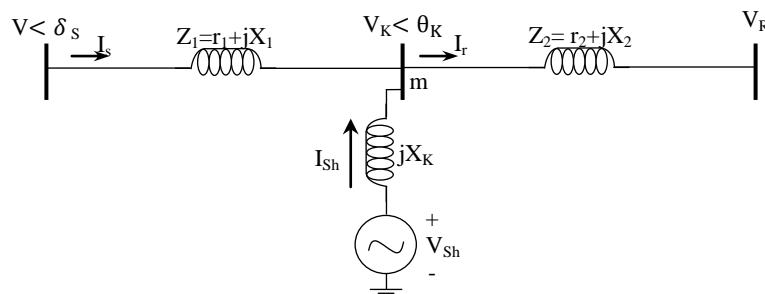


Figure I.18. Schéma équivalent du STATCOM connecté à un réseau électrique

Le courant injecté par le STATCOM est donné par :

$$\bar{I}_{Sh} = \frac{\bar{V}_{Sh} \bar{V}_K}{jX_K} \tag{I.30}$$

La puissance injectée au jeu de barre **m** est donnée par l'équation suivante :

$$\bar{S} = \bar{V}_K \bar{I}_{Sh}^* = \frac{\bar{V}_K (\bar{V}_{Sh}^* \bar{V}_K^*)}{-jX_K} = \frac{\bar{V}_K \bar{V}_{Sh}^* V_K^2}{-jX_K} \quad (I.31)$$

D'où on abouti aux puissances active et réactive injectées par le **STATCOM** au jeu de barre **m** exprimées par les formules qui suivent :

$$\bar{S} = P_{Sh} + jQ_{Sh} \quad (I.32)$$

La puissance active :

$$P_{Sh} = \frac{-V_K V_{Sh} \cdot \sin(\theta_K - \theta_{Sh})}{X_K} \quad (I.33)$$

La puissance réactive :

$$Q_{Sh} = \frac{V_K (V_{Sh} \cdot \cos(\theta_K - \theta_{Sh}) - V_K)}{X_K} \quad (I.34)$$

Avec le convertisseur sans pertes, le **STATCOM** transforme la puissance active sur le réseau [6]-[20].

Donc :

$$P_{Sh} = \frac{-V_K V_{Sh} \cdot \sin(\theta_K - \theta_{Sh})}{X_K} = 0 \quad (I.35)$$

D'où la condition $\theta_K - \theta_{Sh} = 0 \Rightarrow \theta_K = \theta_{Sh}$

D'après cette condition la tension injectée par le **STATCOM** (\bar{V}_{Sh}) doit être en phase avec la tension du jeu de barre de raccordement.

Mais il y a toujours, dans la pratique une petite quantité de la puissance active absorbée à partir du réseau pour couvrir les pertes des interrupteurs du convertisseur du **STATCOM** et les pertes au niveau du transformateur de couplage et pour maintenir la tension DC aux bornes du condensateur constant.

Comme les tensions V_{Sh} et V_K sont en phase avec le courant I_{Sh} du **STATCOM**, en quadrature avec la tension V_m , est donc un courant réactif son amplitude et sa puissance réactive correspondante échangée avec le réseau sont données par les équations suivantes [20]:

$$|I_{Sh}| = \frac{-\bar{V}_{Sh} - V_K}{jX_K} \quad (I.36)$$

$$Q_{Sh} = V_{Sh} I_{Sh} = \frac{V_{Sh}^2}{X_K} (1 - \frac{V_K}{V_{Sh}}) \quad (I.37)$$

I.3.3. Dispositifs Hybrides

Dispositifs hybrides sont des combinaisons de dispositifs shunt et séries qui sont contrôlés en principe de manière coordonnée, les dispositifs combinés shunt et série injectent du courant dans le système avec la partie shunt du dispositif de commande, et la tension en série dans la ligne avec la partie série du dispositif.

I.3.3.1. Le Déphaseur Statique (SPS- Static Phase Shifter)

Ces déphaseurs ont été créés afin de remplacer les déphaseurs mécaniques (transformateurs déphaseurs).

Les déphaseurs commandés par thyristors fonctionnent en injectant sur les trois phases de la ligne de transport d'énergie une tension en quadrature avec la tension simple de la phase correspondante.

Un tel déphaseur est montré par la figure. I.19, une seule phase étant représentée.

Comme pour les dispositifs **FACTS** vus précédemment, le déphaseur peut être utilisé afin d'amortir les oscillations de puissance moyennant l'ajout d'une boucle d'amortissement dans sa régulation [21].

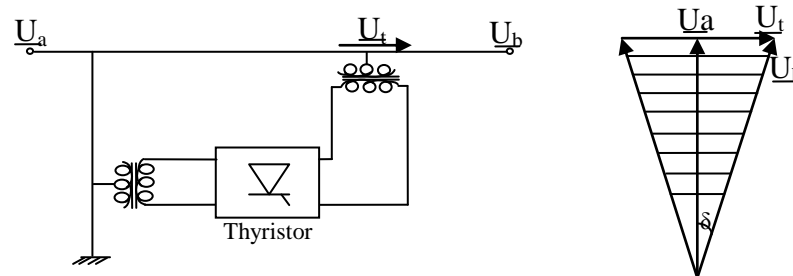


Figure. I.19. Déphaseur commandé par thyristors

I.3.3.2. Régulateur Unifié d'Écoulement de Puissance (UPFC)

L'**UPFC** (*Unified Power Flow Controller*) est le plus polyvalent qui a émergé pour le contrôle et l'optimisation des flux d'énergie dans les systèmes de transmission de puissance électrique. Son concept a été proposé par Gyugyi en 1991 [22]. Il offre des avantages majeurs potentiels pour le fonctionnement statique et dynamique des lignes de transmission car il combine les fonctionnalités de **STATCOM** et **SSSC**.

L'**UPFC** est capable de contrôler les trois paramètres de la ligne de transmission (tension, impédance, déphasage) et d'intervenir dans le contrôle du transit de puissance active. En fait, il réunit les fonctions des deux précédents types de dispositifs **FACTS** (compensateur

shunt et compensateur série) en un seul système employant deux onduleurs de tension. La figure. I.20 donne le schéma de principe de l'UPFC.

L'avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif FACTS comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande des onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant une des fonctions temporairement [20].

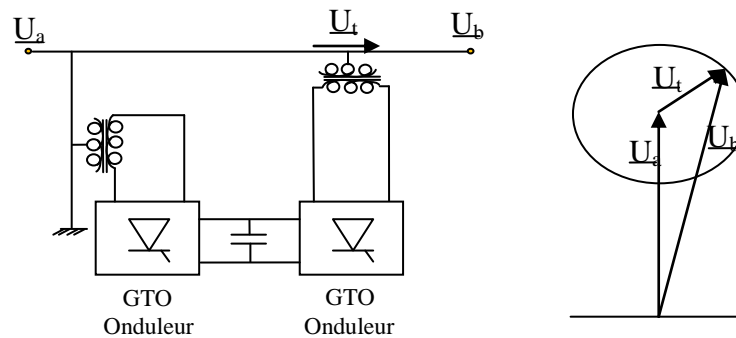


Figure. I.20. Schéma de principe de l'UPFC

L'onduleur 1 est utilisé pour injecter la puissance active de l'onduleur 2 à travers la liaison à courant continu et il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive indépendamment de la puissance active qui le traverse. L'onduleur 2 engendre la tension U_t ainsi que la demande de puissance réactive correspondant à la compensation série.

I.4. Effets des Systèmes FACTS sur la Protection Électrique

Le développement des dispositifs FACTS a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par une action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau électriques (déphasage, tension, impédance...etc.)[6]. Les transits de puissance sont mieux contrôlés et les tensions mieux régulées, ce qui a permis d'augmenter les marges de stabilité. Cependant l'insertion de ces systèmes sur le réseau électrique n'est pas sans conséquence sur les autres équipements notamment sur les différents systèmes de protection installés aux deux extrémités de la ligne compensée. Il est donc essentiel que ces dispositifs soient coordonnés entre eux, mais aussi avec les autres équipements du réseau notamment coordination des relais afin d'éviter que leurs actions n'aient un effet négatif sur les systèmes de protection.

Cependant le modèle d'optimisation de la coordination des relais de surintensité se révèle être très contraint et non linéaire dans sa nature. Des algorithmes efficaces d'optimisation sont nécessaires pour faire face ces problèmes [23][24][25][26].

En effet au cours des dernières années, de nombreux efforts de recherche ont été réalisés pour atteindre une coordination optimale des relais à maximum de courant (solution optimale pour les ré-réglages des relais) en présence des nouveaux systèmes à savoir ; les compensateurs fixes séries ou systèmes **FACTS** utilisant différentes méthodes et techniques d'optimisation [13] à savoir : optimisation par essaim de particules [27], optimisation par essaim de particules modifié (**MPSO**) [28], une variante d'algorithme évolutionnaire appelée Krill Herd Algorithm (**KHA**) [29], optimisation par Biogeography Based Optimization (**BBO**) [30], hybride algorithme Immune Algorithm avec Particle Swarm Optimization (**IA-PSO**) [31], hybride algorithme Bacterial Foraging *Optimization Algorithm* avec *Particle Swarm Optimization* (**BFOA-PSO**) [32], hybride algorithme Particle Swarm Optimization avec Differential Evolution Algorithm (**PSO-DE**) [33] etc...

Il faut noter que La complexité des problèmes de coordination des relais de protection dans un réseau électrique surtout avec le développement de la production décentralisée fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes d'optimisation compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques. Les méthodes d'optimisation constituent alors une stratégie de résolution de plus en plus privilégiée.

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre, Nous avons présenté les différents types des dispositifs **FACTS** qui peuvent être installés sur le réseau électrique, leur principe de fonctionnement, la modélisation et la réactance apparente contrôlée. Nous avons également à la fin de ce chapitre donné d'une manière succincte un état de l'art de l'impact d'intégration des systèmes **FACTS** sur la coordination des relais de protection dans un réseau électrique notamment les nombreux efforts de recherche réalisés pour atteindre une coordination optimale des relais .

Chapitre II

Protection à Maximum de Courant dans Les réseaux de Distribution

Chapitre II

PROTECTION A MAXIMUM DE COURANT DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

II.1. Introduction

Les systèmes de distribution ont besoin d'une protection pour limiter les dégâts et d'assurer un approvisionnement fiable et économique. Les systèmes de protection distinguent entre les protections contre les courants de surcharge, effet de courant de court-circuit et un échauffement excessif. Les Système de protection dans les réseaux électriques ont été conçus pour minimiser les dommages et de veiller à l'approvisionnement en état de sécurité, continue et économique.

Le relais est l'un des éléments les plus importants du système de protection. Il ya plusieurs types de relais chacun a sa propre caractéristique. Un relais est un appareil qui permet une mesure ou reçoit un signal qui provoque son fonctionnement et affecte le fonctionnement d'autres équipements. Il répond à des conditions anormales des sections défectueuses du système avec le minimum d'interruption de l'approvisionnement. Les avantages de l'isolement d'une panne du système aussi rapidement que possible comprennent la sécurité du personnel et du public, en minimisant les dommages et les effets sur la stabilité du système. Les dispositifs de protection sont fondés sur le principe de la sélectivité qui consiste à isoler uniquement la partie du réseau mise sous défaut et ceci aussi rapidement que possible, tandis que toutes les autres parties non affectées du réseau restent sous-tension.

Ce chapitre présente un aperçu de la coordination de relais et les différentes techniques de coordination de relais de surintensité avec l'accent sur des relais de surintensité directionnels comme discuté [34][35][36].

II.2. Architecture d'un Réseau Électrique

La production d'électricité est réalisée partout où il possible de réaliser des frais économiques. Le système de transmission est utilisé pour transférer des grandes quantités d'énergie pour les grands centres de consommation, tandis que les systèmes de distribution transportent l'énergie à la clientèle le plus éloigné, en utilisant le niveau de tension le plus approprié.

Les réseaux **HT** et **MT** fournissent l'approvisionnement direct des grands clients, mais la grande majorité des clients sont connectés à la basse tension et alimentés par des postes **MT/BT** de distribution et leurs réseaux associés, comme le montre la figure II.1.

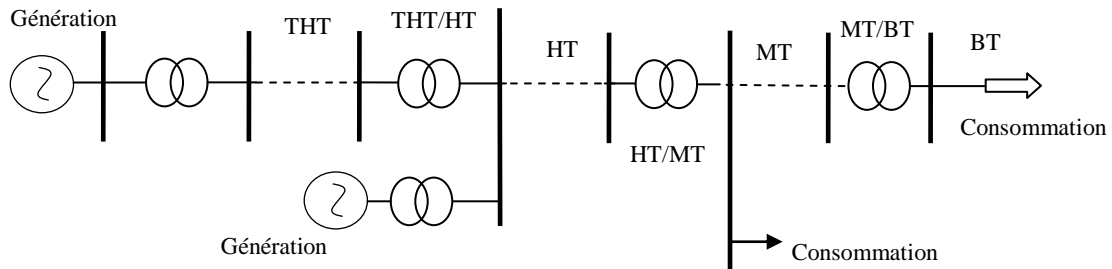


Figure. II.1 Réseau électrique

II.3. Protection à Maximum de Courant

Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut (I_F) est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source. Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée) [37]. Ce système est économique, simple et rapide.

La protection est reliée à un transformateur de courant (**TC**) qui permet de réduire le courant traversant le réseau à un niveau qui le rend mesurable par un appareil électronique.

II.3.1. Les Types des Relais de Surintensité

Les relais de surintensité peuvent être classés en trois groupes selon leurs caractéristiques de fonctionnement : à courant défini ou instantané, à temps défini, et à temps inverse [38][39].

II.3.1.1. Protection à Temps Indépendant

Une protection à temps indépendant est une protection pour laquelle le seuil ne dépend pas du temps. Elle est instantanée, si le courant mesuré (I_m) dépasse le courant maximal (I_{max}) alors la protection déclenche.

S'il y a une temporisation, un certain intervalle de temps sera respecté avant le déclenchement. Cela donne le temps à d'autres protections, plus proches du défaut, de réagir et ainsi évite d'ouvrir une partie du réseau saine [38][40].

La protection à maximum de courant à temps indépendant est représentée ci-dessous

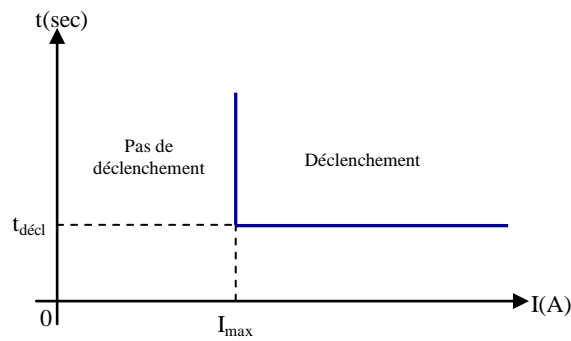


Figure. II.2. Protection à maximum de courant à temps indépendant.

II.3.1.2. Protection à Temps Inverse

Une protection à temps inverse a un seuil dépendant du temps (**IDMT: Inverse Definite Minimum Time**), la temporisation diminue quand le courant mesuré augmente. L'idée est qu'en cas de fort courant, il est important que la protection déclenche rapidement pour éviter des dommages à l'équipement. Par contre quand le courant est relativement faible par rapport à ce que peut supporter l'équipement, la temporisation doit être longue afin d'éviter un déclenchement intempestif.

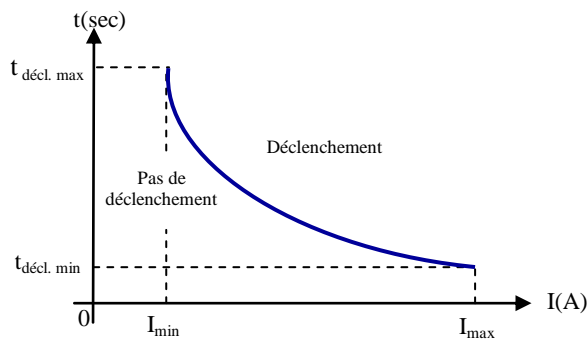


Figure. II.3. Protection à maximum de courant à temps inverse.

II.3.1.3. Protection Combiné

Une combinaison de protection à temps indépendant et à temps inverse est parfois utilisée. La temporisation décroît à mesure que le courant augmente puis passe brutalement à zéro pour un certain I_{max} . Cela permet de combiner les avantages des deux systèmes.

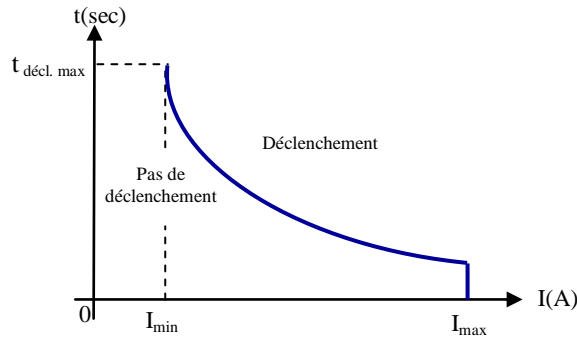


Figure. II.4. Combinaison d'une protection à temps indépendant et à temps inverse.

II.4. Relais Caractéristique

Le relais dans le problème d'optimisation que nous devons considérer est le relais à maximum de courant directionnel à caractéristique type normalement inverse (*NI*); ce relais est ordinairement utilisé dans les systèmes de distribution, et ce relais est classé par leurs caractéristiques pour définir le temps de fonctionnement de relais et le courant passés à travers elle. La formule de temps de déclenchement est de la manière suivante [25][28]:

$$t_i = TDS_i \times \frac{\beta}{\left(\frac{I_{Fi}}{I_{Pi}}\right)^\alpha - K} \quad (\text{II.1})$$

Ou :

t_i = Temps de fonctionnement (opération) pour le relais i ,

β , α , L et K = Constantes,

TDS_i = la temporisation pour le relais i

I_{Pi} = le courant de seuil

I_{Fi} = le courant de défaut mesuré par le relais i

II.5. Les Exigences de la Protection

La priorité de tout système d'alimentation, est d'être bien conçu et bien entretenu afin de limiter le nombre de défauts qui pourraient se produire. Généralement les défauts provoquent des changements importants dans les paramètres du système. Ces changements peuvent être utilisés afin de distinguer les conditions normales du fonctionnement. La surintensité, sur/sous-tension, le facteur de puissance, la direction du courant ou la puissance, l'impédance, la fréquence, la température sont des exemples rencontrés à l'origine des défauts dans le système électrique. L'indicateur de défaut le plus commun est généralement

l'augmentation significative du courant, par conséquent, la protection contre les surintensités est largement utilisée [41]. La rapidité de la réponse est un élément essentiel des systèmes des protections. Un temps de réponse de l'ordre de quelques millisecondes est souvent nécessaire. La réponse doit être automatique, la perturbation du système électrique doit être éliminée rapidement.

Les dispositifs de protection pour tout système d'alimentation doivent prendre en compte les principes de base suivants :

- 1- Fiabilité : La capacité de la protection de fonctionner correctement. Elle dispose de deux éléments - la fiabilité, ce qui est la certitude d'un fonctionnement correctement en cas d'un défaut, et de la sécurité, qui est la capacité d'éviter une opération incorrecte lors de défauts.
- 2- Vitesse : temps de fonctionnement minimum pour éliminer un défaut afin d'éviter des dommages à l'équipement.
- 3- Sélectivité : maintien de la continuité de l'approvisionnement en déconnectant la section minimale du réseau nécessaire pour isoler le défaut.
- 4- Coût : protection maximale au coût le plus bas possible.

Comme il est pratiquement impossible de satisfaire tous les points mentionnés ci-dessus simultanément, inévitablement un compromis est nécessaire pour obtenir le système de protection optimal.

II.6. Coordination des Relais à Maximum de Courant

La coordination de la protection est classiquement définie comme étant le processus de choix des paramètres ou des caractéristiques de temps de retard des dispositifs de protection, tels que le fonctionnement des appareils se fera dans un ordre précis afin de minimiser l'interruption de service client et l'isolement du système de puissance due à une perturbation du système électrique [35]. Pour réduire au minimum l'étendue du système d'alimentation débranché lors d'un défaut, le système de protection est arrangé pour fonctionner en zones. Les dispositifs de protection dans un système de protection non-unité ne disposent pas d'une zone clairement définie et peuvent atteindre les zones adjacentes. Par conséquent, ces dispositifs doivent être coordonnés avec les dispositifs de protection adjacentes afin d'assurer une sélectivité des défauts sur le système d'alimentation. Ceci est réalisé en utilisant des appareils de protection sur un système d'alimentation sous forme de paires primaire et de secours. Dans cette configuration, la protection principale est configurée

pour fonctionner plus rapidement pour des défauts dans la zone de protection primaire, tandis que la protection de secours (backup) est configurée pour fonctionner avec un retard de temps prédéterminé pour des défauts dans leur zone de protection de secours.

Les relais de surintensité à Temps inverse minimal (**IDMT**) sont les plus utilisés dans les systèmes de protection pour détecter et isoler des défauts sur le réseau électrique. Ce type de relais est souvent utilisé comme protection principale ou de protection de secours dans les réseaux radiales ainsi que les réseaux interconnectés [42].

II.6.1. Algorithme de Réglage des Protections à Maximum de Courant Directionnel

Le problème de la coordination de la protection est la détermination de la séquence des opérations de relais pour chaque emplacement possible de défaut et de fournir des marges de coordination suffisantes sans retard excessif [41].

Généralement, pour réaliser un système de protection fiable, il est indispensable d'avoir une protection backup qui fonctionne en cas de défaillance du système de protection primaire.

La marge de coordination ou l'intervalle de temps de coordination est le délai entre le fonctionnement des dispositifs de la protection principale et la protection de secours (backup). Sa valeur est généralement de **0.2-0.5 s**. Comme mentionné précédemment, tous les paramètres de l'appareil de protection du réseau doivent être soigneusement calculés pour assurer que la coordination entre les dispositifs de protection est réussie. Un relais ne déclenche que le disjoncteur dans les situations où l'emplacement du défaut est dans sa zone de protection. Il est essentiel que tout défaut soit efficacement isolé, donc, autant que possible, tous les éléments dans le système d'alimentation doivent être protégés par les deux relais primaire (principal) et de secours. Si un défaut se produit, la protection principale doit déclencher le disjoncteur instantanément. Après cela, après une temporisation (de marge de coordination), la protection de secours doit fonctionner si la protection primaire ne répond pas correctement.

Les règles de base pour une bonne coordination de relais de surintensité peuvent généralement être énoncées comme suit [41]:

- a) Chaque fois que possible, utiliser des relais avec la même caractéristique de fonctionnement en série l'un avec l'autre.
- b) Assurez-vous que le relais plus éloigné de la source a un réglage de courant égal ou inférieur au relais derrière lui, qui est, le courant primaire nécessaire au

fonctionnement du relais en avant qui est toujours égal ou inférieur au courant primaire nécessaire au fonctionnement du relais en aval.

Une coordination optimale de relais de surintensité est réalisée généralement selon quatre étapes à savoir [41]:

✚ ETAPE 1 : Détermination les relais primaires et backup

Le relais secondaire doit être réglé en retard par rapport au relais primaire par un intervalle de temps de coordination dite *CTI (Coordinating Time Interval)*.

La direction privilégiée pour chaque relais directionnel est fixée selon le principe suivant :

- 1- Chaque ligne est protégée par deux relais de protection situés aux deux extrémités de la ligne. La direction privilégiée est orientée vers la zone protégée.
- 2- Pour chaque relais une série de relais backup est déterminée
- 3- Identifie toutes les lignes connectées au même jeu de barre, pour déterminer les relais backup.

On peut voir en outre que le relais doit régler depuis le défaut le plus loin. En d'autres termes, le réglage de temps de déclenchement de relais à maximum de courant est dans un ordre croissant à partir de localisation de défaut. L'algorithme proposé génère toutes les paires de relais à l'aide de théorie des graphes comme explicité sur la figure II.5

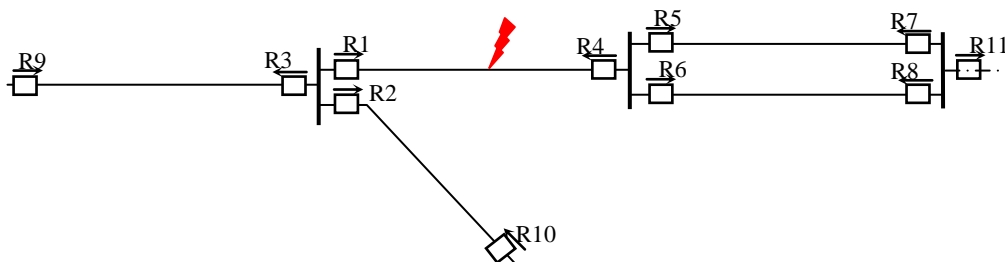


Figure. II.5 Principe de détermination des relais primaires/backup

De manière générale, le Tableau II.1 présente tous les relais primaires/backup pour le système montré en Figure II.5 pour des défauts situés dans la zone de protection de chaque relais directionnel.

Tableau II.1 : Paire de relais primaire/backup

Relais primaire	Relais backup
1	9-10
2	9
3	4-10
4	7-8
5	1-8

6	1-7
7	6
8	5
9	--
10	--
11	5-6

✚ ETAPE 2 : Analyse des répartitions des charges

A l'aide d'un programme de l'écoulement de puissance, les courants circulant pour la charge nominale pour chacun des relais i ; I_{ri} . Sont calculés

Valeur minimale du courant de seuil $I_p^{min} i = 1.5 \times I_{ri}$

Valeur maximale du courant de seuil est supposée $I_p^{max} i = 8 \times I_{ri}$

✚ ETAPE 3 : Calcul des courants des défauts

Le courant du défaut (I_{Fi}) traversant chaque relais primaire (i) est calculé pour un défaut triphasé situé juste en aval de l'emplacement de chaque relais. De plus, pour un défaut sur le relais primaire, nous calculons aussi le courant de défaut traversant chaque relais backup associé [43].

✚ ETAPE 4 : Détermination de la Fonction Objectif

La coordination des relais à maximum de courant directionnel doit déterminer les valeurs de TDS et d' I_p en même temps ou le TDS pour chaque relais de manière à donner un temps de déclenchement le plus court possible.

La fonction objectif à minimiser proposé dans [28][44][45] basé sur les algorithmes génétiques et évolutionnaire, est définie dans l'opération de coordination, un temps de déclenchement pour chaque zone de protection. Le temps de fonctionnement T est défini comme la somme des T_i . C'est la fonction objective à minimiser.

$$F = \min \sum_1^N T_i \tag{II.2}$$

Avec N : Le nombre des relais de protection du réseau.

T_i : Est le temps de déclenchement pour le relais (i).

En utilisant cette formulation, la taille du problème d'optimisation est considérablement réduite.

Pour assurer que les algorithmes d'optimisations sont en mesure de résoudre le problème donné, la fonction objectif doit être choisie de telle sorte que les paramètres des relais à maximum de courant directionnels soit minimise les temps de fonctionnement des relais

primaires tout en assurant la coordination entre le relais primaire et le relais backup. En outre, il convient d'examiner à ce que la fonction objectif est minimisée dans les limites des paramètres d'optimisation TDS , I_p .

ETAPE 5 : Contraintes de coordination

Le réglage du TDS , le courant de seuil I_p et l'intervalle de temps de coordination CTI ont été ajoutés dans le contraintes de la fonction objectif.

Les défauts sont détectés par deux relais primaires ainsi que relais secondaire simultanément. Pour éviter mal-fonctionnement, le relais backup doit régler pour déclencher qu'après le relais primaire ne fonctionne pas.

Si R_i est le relais primaire pour le défaut à la zone k , et R_j est le relais backup pour le même défaut, alors la contrainte de coordination peut être déclaré comme suit :

$$T_j^k - T_i^k \geq CTI \quad (II.3)$$

- **Contraintes sur les réglages des paramètres de relais**

Chaque courant de réglage I_p des relais à des valeurs minimales et maximales. Ces valeurs sont choisies en fonction de la valeur du courant de charge maximal circulant dans le relais et le réglage du courant I_p de relais disponibles.

De même, le réglage de la temporisation TDS du relais à des limites minimales et maximales basées sur la caractéristique courant-temps de relais.

Deux ensembles des contraintes sont introduites pour chaque phase de modèle d'optimisation. Chacune des variables doit être située entre deux limites :

$$TDS_i^{\min} \leq TDS_i \leq TDS_i^{\max} \quad (II.4)$$

$$I_p_i^{\min} \leq I_p_i \leq I_p_i^{\max} \quad (II.5)$$

Les limites TDS^{\min} , TDS^{\max} et I_p^{\max} I_p^{\min} , sont déterminées comme suit [25]:

$$TDS \in [0.05 \quad 1.2]$$

$$I_p \in [0.25 \quad 2.5] \cdot 100$$

ETAPE 6 : Réalisation de l'algorithme d'optimisation

Comme expliqué dans les étapes précédentes, le processus d'optimisation est possible si les solutions obtenues satisfont toutes les contraintes. Si aucune contrainte est en conflit, et alors

le problème optimale devient impossible. Il est nécessaire de reconnaître ces contraintes contradictoires avant d'effectuer le processus de programmation optimale.

Dans de nombreuses recherches, et en raison de la complexité des techniques de programmation non linéaire, la coordination des relais de surintensité a été généralement exécutée par les techniques d'optimisation linéaire. Dans cette méthode, les courants de déclenchement (I_p) des relais sont supposés préalablement déterminés, et seulement le temps TDS des relais est à trouver. La technique d'optimisation non linéaire permet de résoudre ce problème en prenant en compte les deux variables simultanément.

La Figure II.6 montre le diagramme du programme proposé pour une coordination optimale des relais de surintensité directionnelle en présence d'un système **FACTS** série **TCSC**.

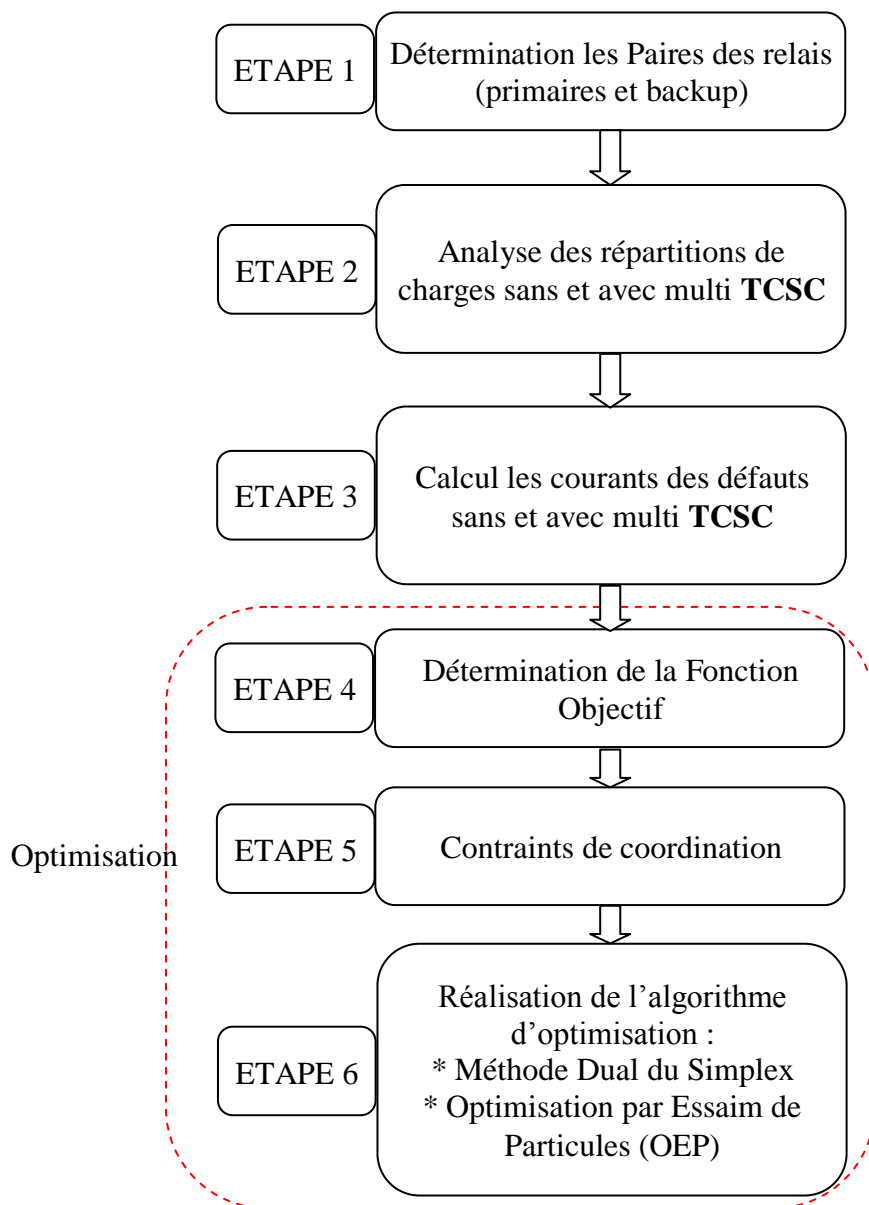


Figure. II.6 Schéma de démarche de réalisation de la coordination des relais à maximum de courant directionnel avec Multi TCSC

II.7. Impact des Systèmes FACTS sur la Protection

La mise en œuvre des contrôleurs **FACTS** dans la transmission du système d'alimentation pour améliorer la contrôlabilité et la stabilité du système d'alimentation ont introduit de nouvelles questions relatives au système de distribution dans le domaine de la protection du système qui doivent être considérés et analysés [46][47][48].

L'insertion de ces systèmes sur le réseau électrique n'est pas sans conséquence sur les autres équipements notamment sur les différents systèmes de protection installés aux deux extrémités de la ligne compensée. Il est donc essentiel que ces dispositifs soient coordonnés entre eux, mais aussi avec les autres équipements du réseau notamment coordination des relais afin d'éviter que leurs actions n'aient un effet négatif sur les systèmes de protection.

La connexion d'un dispositif **FACTS** au réseau provoque, en cas de défaut, une modification des courants de défauts. Cette modification peut affecter la sélectivité entre les appareils de protection, notamment par la variation de temps de déclenchements des protections [42][49].

Généralement les plans de protection ont été mis en place sans **FACTS** raccordés au réseau peut modifier sensiblement la répartition et la valeur des courants mesurés par les protections du réseau et donc affecter leur fonctionnement et leur sélectivité. Tout projet de raccordement d'un système **FACTS** de forte puissance au réseau comprend la vérification du plan de protection du réseau. Cette vérification peut conduire à modifier la solution de raccordement, pour conserver la sélectivité des protections ou à installer en complément une protection à maximum de courant.

Les impacts des systèmes de transmission flexibles à courant alternatif (**FACTS**) (qui comprend tous les types de dispositifs **FACTS** y compris les condensateurs en série fixes, thyristors contrôlés (série/shunt) condensateurs et des réacteurs tels que le **TCSC/SVC**, des dispositifs de type convertisseurs de source de tension (**VSC**) tels que **STATCOM/SSSC**) influençant les caractéristiques opérationnelles du relais de protection ont été discutés dans les références suivante [50][51][52][53][54][55][56].

Comme le **TCSC** appartient au groupe de dispositifs de réseaux électriques **FACTS**. Essentiellement un **TCSC** est un dispositif à réactance variable qui peut être utilisé pour fournir une compensation série de réactance ajustable sur une ligne de transmission.

Son avantage sur les autres appareils de la compensation série est que sa réactance peut être instantanément et précisément contrôlée. Cela rend le **TCSC** bien adapté pour améliorer la stabilité d'un système d'alimentation [57][58][59].

La présence d'un dispositif **TCSC** dans la boucle en défaut introduit des changements aux paramètres de ligne vue par le relais. L'effet du **TCSC** affecterait à la fois l'état transitoire et permanent de l'impédance apparente vue par les relais en raison du temps de réponse rapide des contrôleurs **FACTS** par rapport à celui du dispositif de protection.

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un aperçu de la coordination de relais et les différentes techniques de coordination de relais de surintensité avec l'accent sur des relais de à maximum de courant directionnels **IDMT**.

Dans le chapitre suivant, un aperçu de l'influence du **TCSC** sur les calculs des courant de court-circuit, ainsi que sur les performances du relais à maximum de courant **IDMT** dans diverses conditions de système sera discutée en se concentrant sur le temps du déclenchement du relais.

Chapitre III

Effets du TCSC sur les Performances de la Protection à Maximum de Courant

Chapitre III

EFFETS DU TCSC SUR LES PERFORMANCES DE LA PROTECTION A MAXIMUM DE COURANT

III.1. Introduction

Les systèmes de distribution reçoivent une grande attention dans tous les services publics dans le monde depuis que la responsabilité de la qualité du service dépend grandement de leur performance appropriée. Bien que cela puisse être réalisé par une bonne conception du réseau de distribution en utilisant des équipements éprouvés, il est également indispensable de prévoir des systèmes de protection appropriés et des réglages de relais pour assurer que les défauts sont rapidement déconnectés et minimiser les temps d'arrêt et améliorer la continuité de l'approvisionnement des clients. Un rôle très important dans le bon fonctionnement des systèmes de distribution est du aux relais de protection qui, comme toujours, ont à effectuer de manière fiable, rapide et sous une forme sélective.

Cependant la connexion d'un dispositif **FACTS** au réseau provoque, en cas de défaut, une modification des courants de défauts. Cette modification peut affecter la sélectivité entre les appareils de protection, notamment par la variation de temps de déclenchements des protections [60][61][62]. En fait la contribution d'un **FACTS** aux courants de défaut peut modifier sensiblement la répartition et la valeur des courants mesurés par les protections du réseau et donc affecter leur fonctionnement et leur coordination [63][64].

Ce chapitre porte sur l'effet d'un système **FACTS** à savoir le **TCSC** sur le relais à maximum de courant dans un système de distribution d'énergie .Il présentera les défauts observés sur les réseaux de distribution en présence de système **TCSC**. Les effets de l'insertion de systèmes **TCSC** sur le calcul des courants de court-circuit ainsi que sur le fonctionnement de relais à maximum de courant directionnel.

III.2. Impact du TCSC sur la protection à maximum de courant

L'insertion d'un dispositif **FACTS** dans le réseau électrique peut entraîner l'apparition de phénomènes d'interaction entre les équipements de système électrique, mais aussi avec d'autres éléments du réseau comme, par exemple, les relais à maximum de courant directionnel et leur réglage.

La compensation série par un système **TCSC** peut occasionner quelques impacts sur le système électrique. Ces impacts peuvent être des impacts sur les courants de court-circuit et des impacts sur le fonctionnement des protections [65]. Des impacts sur le plan de protection, dimensionnement des seuils des protections, sélectivité entre protections et possibilité d'une mauvaise opération, déclenchements intempestifs, aveuglement des protections etc. [66][67], peuvent aussi être observés. Ainsi la stratégie de protection dans le système de distribution vise à optimiser la continuité de service pour le nombre maximum d'utilisateurs. Cela signifie l'application d'une combinaison des relais, disjoncteurs et les fusibles pour éliminer les défauts temporaires et permanents en un minimum temps possible.

Cependant le calcul des courants de court-circuit est une étape préliminaire, indispensable au réglage des valeurs-seuil des relais de protection dans le réseau pour un déclenchement plus rapide. La connaissance des courants de défaut maximum et minimum dans le réseau est nécessaire pour un bon choix des équipements de protection afin de limiter leur destruction et prolonger leur durée de vie.

III.3. Calcul des Courants de Court-Circuit

Le calcul des courants de court-circuit, permet de déterminer les niveaux et la répartition des courants de défaut sur les lignes et les nœuds, ainsi que leurs conséquences sur les tensions du réseau pendant le défaut. Ces valeurs permettent de dimensionner les éléments du réseau et de régler les seuils des protections. Les conséquences du courant de court-circuit sont variables selon le type, la localisation et la durée du défaut [68][69][70][71].

Le but de cette section est de chercher l'impact d'un système **FACTS** série (**TCSC**) sur les différents courants des courts-circuits à savoir :

- Défaut phase-à-terre avec et sans résistance de défaut ;
- Défaut biphasé ;
- Défaut triphasé Symétrique ;

III.4. Défaut Monophasé à la Terre

Le court-circuit monophasé avant la compensation c'est le défaut dans la probabilité d'occurrence est de 75 à 85% par rapport aux autres défauts, et il est donc le plus fréquent. Peut être causé par le vieillissement des isolants, le vent, chutes d'arbres ou de branches, la foudre, les incendies, etc.

Il se caractérise par une chute de tension sur une des trois phases à l'endroit du court-circuit. Les deux autres phases restent les mêmes ou se caractérisent par des surtensions avec déphasages.

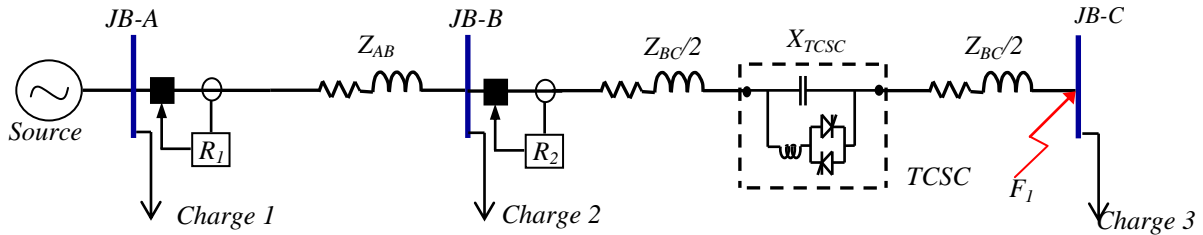


Figure. III.1. Schéma de réseau avec système FACTS série TCSC

III.4.1. Equation et Schéma Équivalents d'un C-C Monophasé

Figure III.1 montre un schéma de circuit du réseau de distribution qui connaît un défaut (F_1), impliquant la résistance (R_F), sur une ligne équilibrée avec une impédance totale (Z_{Total}) entre les jeux de barres A et C. Le réseau peut alors être représenté par ses grandeurs directes, inverse et homopolaire (voir la théorie des composantes symétriques, en annexe 2). Avec le système TCSC installé au milieu de la ligne 2, le schéma unifilaire équivalent est représenté sur la figure III.2 ci-dessous [13][72][73] :

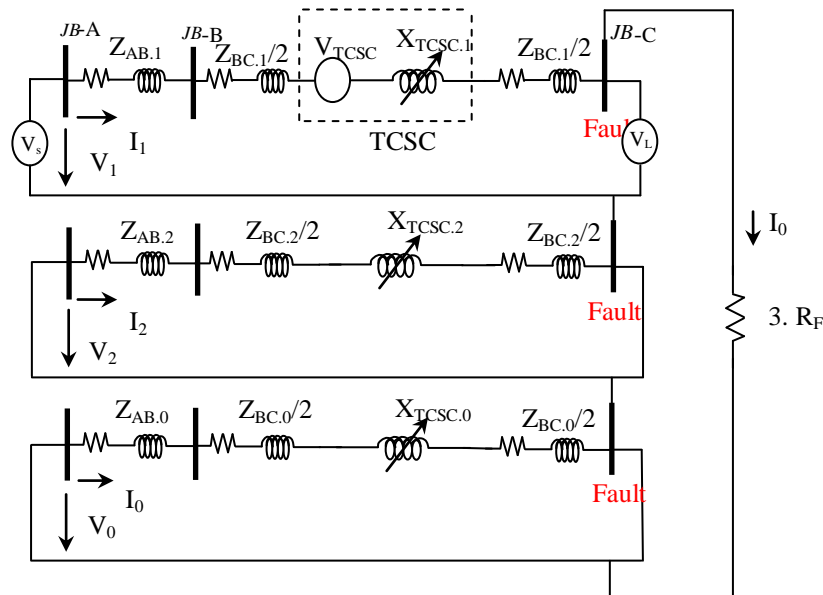


Figure. III.2. Schéma équivalent de C-C monophasé (phase A) avec résistance de défaut en présence de TCSC

L'impédance totale de la ligne 2 avec le système TCSC est:

$$Z_{BC-Total} = R_{BC} + j[X_{BC} - X_{TCSC}(\alpha)] \quad (III.1)$$

Trois régions sont identifiées pour déterminer la réactance injectée par le TCSC présentée dans la Figure III.3. Sont la zone inductive pour les valeurs d'**alpha** entre 90° et 139°, la zone capacitive entre 140° et 180°, et l'état de résonance entre 139° et 140°.

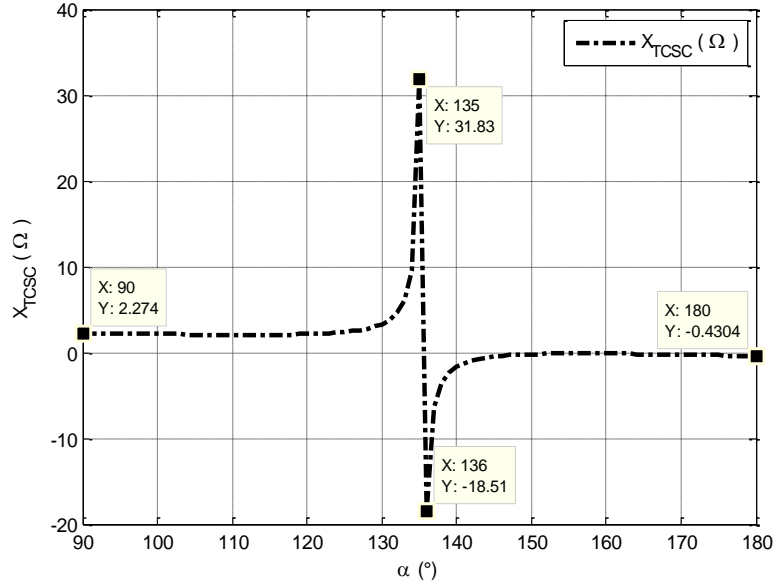


Figure. III.3. Caractéristique de la réactance injectée par le TCSC, $X_{TCSC}(\alpha)$.

Avec le TCSC inséré au milieu de la ligne BC, le court-circuit ou JB-C à la terre avec résistance de défaut variable, les composantes symétriques du courant sont [65]:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{(V_s + V_{TCSC})}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2}\right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2}\right) + 3R_f} \quad (III.2)$$

Le courant de la phase A est donné par:

$$I_A = 3 \times I_1 = 3 \times \frac{(V_s + V_{TCSC})}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2}\right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2}\right) + 3R_f} \quad (III.3)$$

Les deux phases B et C sont des phases saines :

$$I_B = I_C = 0 \quad (III.4)$$

Les composantes de la tension (directe, inverse et homopolaire) en présence de TCSC sont:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_s + V_{TCSC} - \left[Z_{AB-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right) + X_{TCSC-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right) \right] \cdot I_1 \\ &= \frac{(V_s + V_{TCSC}) \cdot [Z_{AB}' + Z_{BC}' + X_{TCSC}' + 3R_f]}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2}\right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2}\right) + 3R_f} \end{aligned} \quad (III.5)$$

$$\begin{aligned} V_2 &= - \left[Z_{AB-2} + \left(\frac{Z_{BC-2}}{2} \right) + X_{TCSC-2} + \left(\frac{Z_{BC-2}}{2} \right) \right] \cdot I_2 \\ &= - \frac{(V_s + V_{TCSC}) \cdot [Z_{AB-2} + Z_{BC-2} + X_{TCSC-2}]}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + 3R_f} \end{aligned} \quad (III.6)$$

$$\begin{aligned} V_0 &= - \left[Z_{AB-0} + \left(\frac{Z_{BC-0}}{2} \right) + X_{TCSC-0} + \left(\frac{Z_{BC-0}}{2} \right) \right] \cdot I_0 - R_f \cdot I_0 \\ &= - \frac{(V_s + V_{TCSC}) \cdot [Z_{AB-0} + Z_{BC-0} + X_{TCSC-0} + R_f]}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + 3R_f} \end{aligned} \quad (III.7)$$

Les trois tensions en présence de TCSC sont donnés par :

La tension de la phase A :

$$V_A = V_1 + V_2 + V_0 = R_f \cdot I_A \neq 0 \quad (III.8)$$

$$V_A = \frac{3 \cdot R_f \cdot (V_s + V_{TCSC})}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + 3R_f} \quad (III.9)$$

$$V_B = \frac{(V_s + V_{TCSC}) \cdot [(a^2 - a)Z_2' + (a^2 - 1)Z_0' + T_a \cdot R_f]}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + 3R_f} \quad (III.10)$$

$$V_C = \frac{(V_s + V_{TCSC}) \cdot [(a - a^2)Z_2' + (a - 1)Z_0' + T_b \cdot R_f]}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + 3R_f} \quad (III.11)$$

Ou:

$$X_{TCSC}' = X_{TCSC-2} + X_{TCSC-0} - 2 \cdot X_{TCSC-1} \quad (III.12)$$

$$Z_{AB}' = Z_{AB-2} + Z_{AB-0} - 2 \cdot Z_{AB-1} \quad (III.13)$$

$$Z_{BC}' = Z_{BC-2} + Z_{BC-0} - 2 \cdot Z_{BC-1} \quad (III.14)$$

$$Z_2' = Z_{AB-2} + Z_{BC-2} + X_{TCSC-2} \quad (III.15)$$

$$Z_0' = Z_{AB-0} + Z_{BC-0} + X_{TCSC-0} \quad (III.16)$$

$$T_a = (3 \cdot a^2 - 1) \quad (III.17)$$

$$T_b = (3 \cdot a - 1) \quad (III.18)$$

Le courant de défaut monophasé peut être exprimé par la somme des ses composantes symétriques :

$$I_{cc-1\Phi} = I_A = 3 \times \frac{(V_s + V_{TCSC})}{Z_{AB-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + X_{TCSC-T} + \left(\frac{Z_{BC-T}}{2} \right) + 3R_f} \quad (III.19)$$

III.4.2. Résultats de Simulation

Les figures ci-dessous représentant l'effet de la réactance injectée par le système TCSC sur les composants symétriques de courant et de tension, ainsi que sur les courants et les tensions de la ligne. Ces figures sont déterminées pour une résistance de défaut variable entre 0 et 100 Ω .

Les figures a), b) et c) de la figure III.4 présentes les composants symétriques de courant en fonction de résistance de défaut

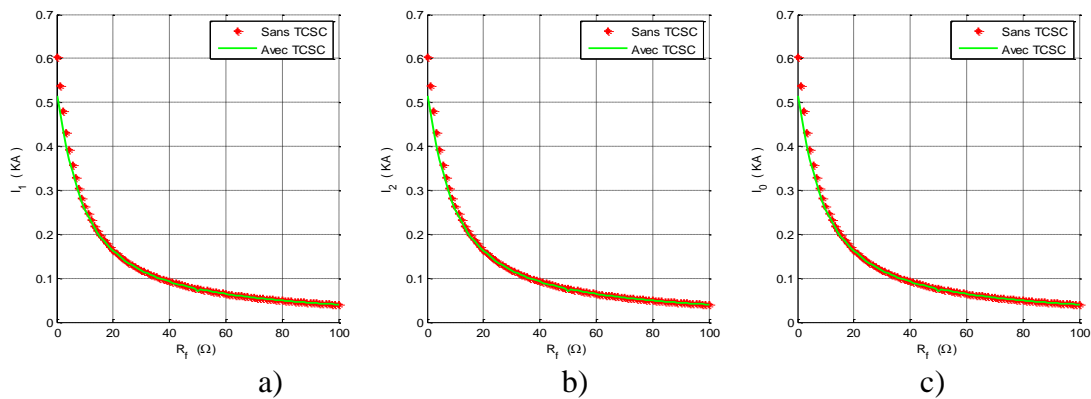


Figure. III. 4. Les composants symétriques du courant en fonction de la résistance de défaut en présence et absence du TCSC. a) $I_1=f(R_f)$, b) $I_2=f(R_f)$, c) $I_0=f(R_f)$

Le courant I_0 maintient sa valeur près de la valeur sans compensateur mais elle n'est pas constante en présence de TCSC.

On observe sur la figure III.5 la présence de TCSC à un important impact sur le courant de la phase A au point correspondant à $R_f=50\Omega$.

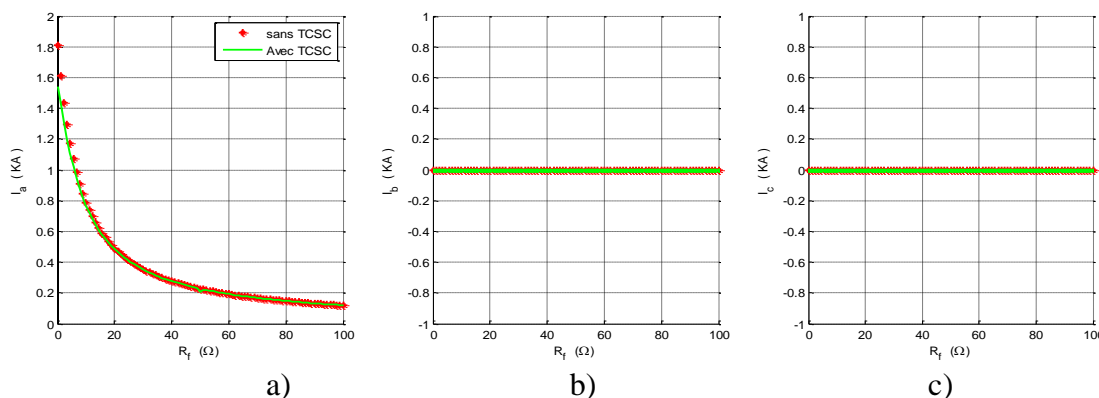


Figure. III.5. Les courants des trois phases en fonction de la résistance de défaut en présence et absence du TCSC. a) $I_a=f(R_f)$, b) $I_b=f(R_f)$, c) $I_c=f(R_f)$

Nous avons trouvé nécessaire de représenter les composantes de ces tensions et de voir l'impact de la réactance de TCSC sur ces derniers. Il est clair dans la figure III.6 l'impact de TCSC sur les composantes directes et inverses de tension.

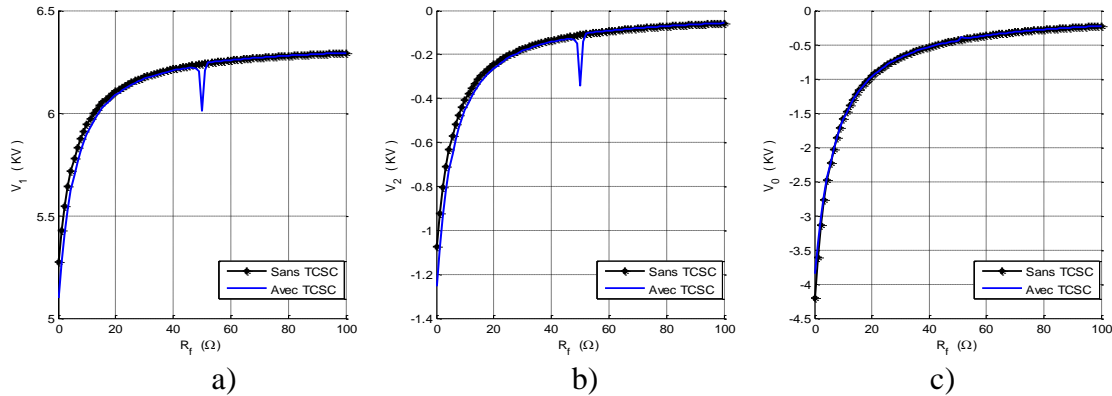


Figure. III.6. Les composantes symétriques de tension en fonction de la résistance de défaut en présence et absence du TCSC. a) $V_1=f(R_f)$, b) $V_2=f(R_f)$, c) $V_0=f(R_f)$

La figure III.7 présente les tensions des trois phases en fonction de résistance de défaut

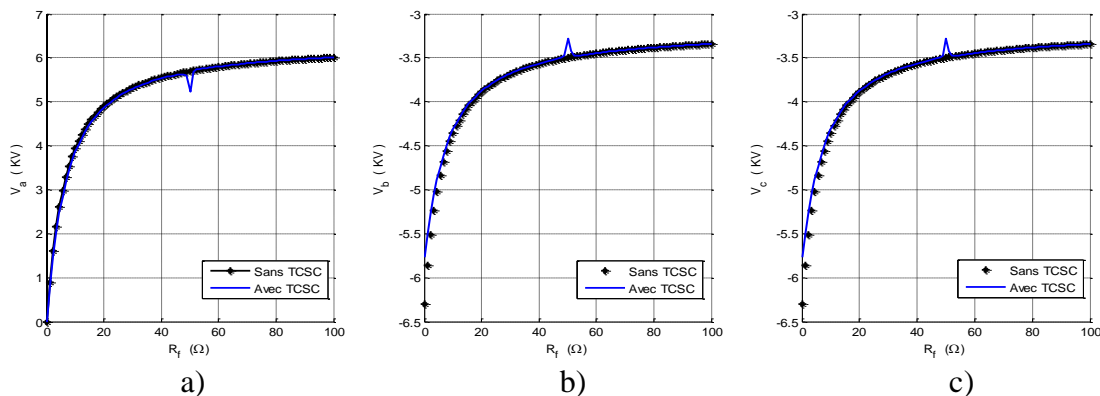


Figure. III.7. Les tensions des trois phases en fonction de la résistance de défaut en présence et absence du TCSC. a) $V_a=f(R_f)$, b) $V_b=f(R_f)$, c) $V_c=f(R_f)$

Les figures ci-dessus présentent les composantes symétriques de courant de court-circuit en fonction de la réactance injectée par le TCSC au réseau et pour $R_f=100\Omega$.

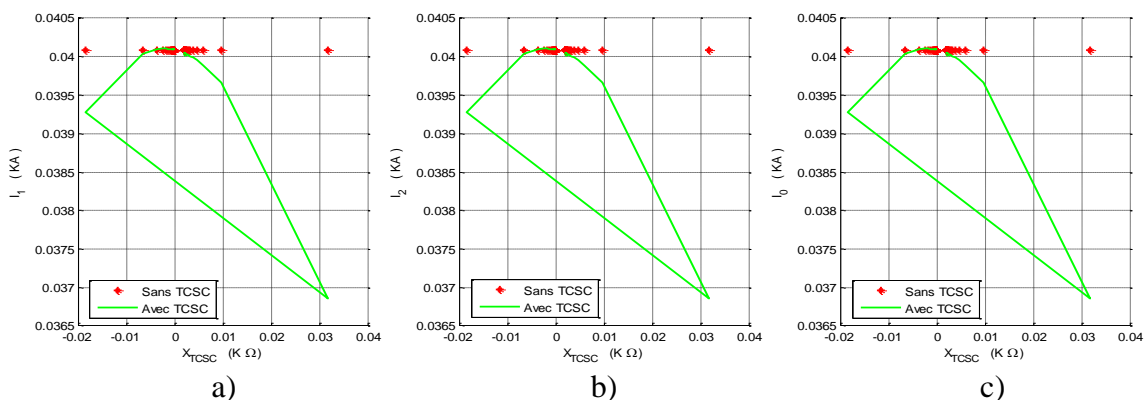


Figure. III. 8. Impact de la réactance injecté par le TCSC sur les composantes symétriques de courant a) $I_1=f(X_{TCSC})$, b) $I_2=f(X_{TCSC})$, c) $I_0=f(X_{TCSC})$

Comme on le voit sur la même Figure III. 8, la réactance injectée par le TCSC dans le mode capacitive augmente le courant de court-circuit.

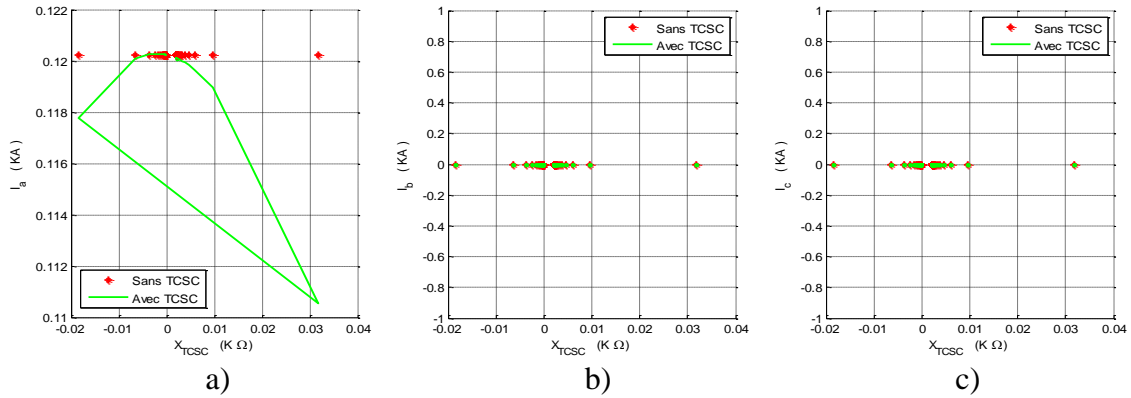


Figure. III. 9. Impact de la réactance injecté par le TCSC sur les courants de la ligne a) $I_a=f(X_{TCSC})$, b) $I_b=f(X_{TCSC})$, c) $I_c=f(X_{TCSC})$

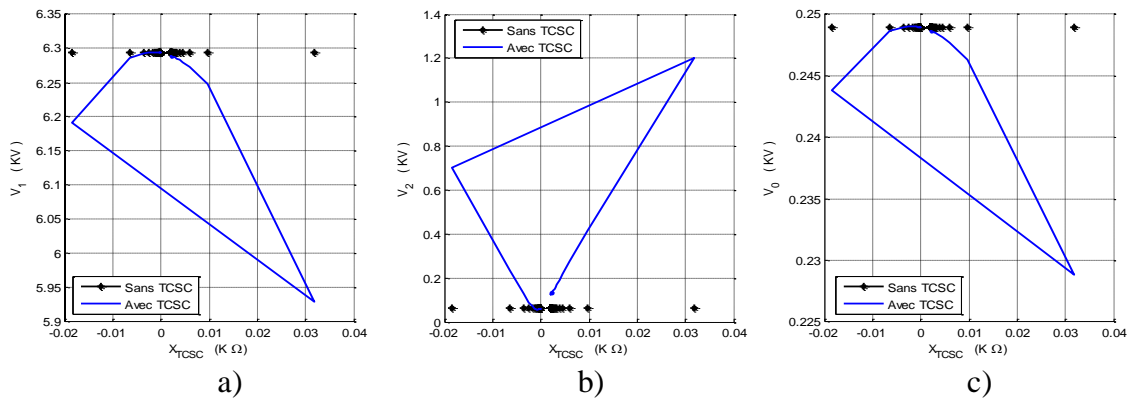


Figure. III. 10. Impact de la réactance injecté par le TCSC sur les composants symétriques de tension a) $V_1=f(X_{TCSC})$, b) $V_2=f(X_{TCSC})$, c) $V_0=f(X_{TCSC})$

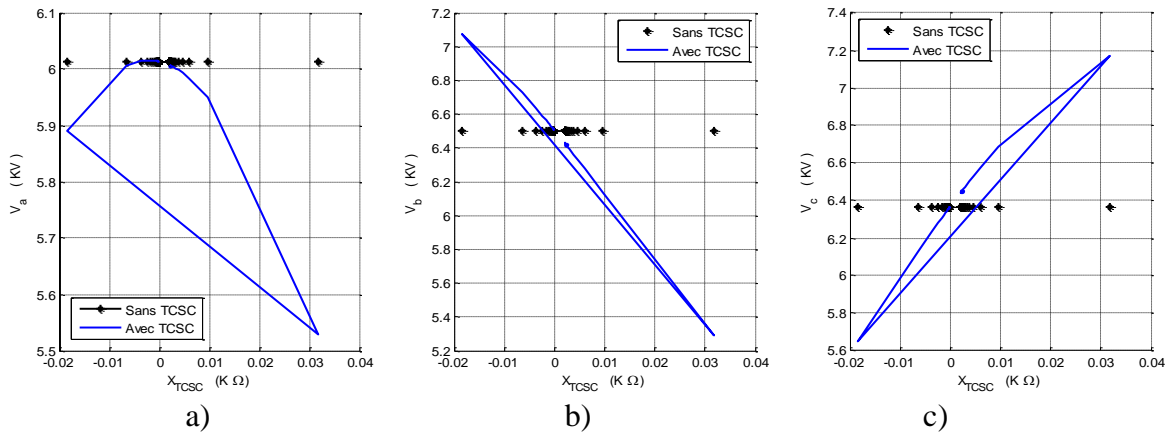


Figure. III. 11. Impact de la réactance injecté par le TCSC sur les tensions de la ligne a) $V_a=f(X_{TCSC})$, b) $V_b=f(X_{TCSC})$, c) $V_c=f(X_{TCSC})$

Les trois tensions du système sont obtenues grâce aux équations de calcul implanté sous Matlab et représenté par la Figure III.11.

III.4.3. Interprétation des Résultats

Nous avons choisi d'étudier le défaut à la terre par résistance de défaut variable de 0 à 100 Ω , qui donnent lieu à un faible courant de défaut. Les résultats de simulation pour ce cas sont donnés dans les figures.

Les résultats de simulation montrent l'influence de système de compensation TCSC sur les valeurs efficaces de courant et de tension dans le cas d'un court-circuit monophasé avec résistance de défaut variable, les résultats comparés sans et avec le système TCSC.

L'influence de la résistance de défaut sur les composants de courant I_1 , I_2 et I_0 est expliquée dans la figure. III. 4.

Le courant de court-circuit total sur le point de défaut est la somme vectorielle des composants symétriques de courant de défaut en présence de TCSC connectée au réseau de distribution.

Les figures III.6 et III.7 représentent les composants symétriques de tension et les tensions des trois phases obtenus à partir des calculs. Il est démontré que les valeurs calculées avant la compensation suivent les valeurs obtenues avec le TCSC.

À partir des résultats obtenus, on remarque que les effets de TCSC sont clairs sur les composants symétriques et les tensions du défaut avec des différentes valeurs de la résistance du défaut.

III.5. Défaut Biphase en Présence de TCSC

Le court-circuit se produit entre les deux phases, la probabilité d'occurrence est de 8 à 10% par rapport aux autres défauts. C'est le cas, par exemple, de la présence de givre sur les conducteurs entraînant leur contact. Le réseau électrique dont on va calculer les différents courants de court circuit sans et avec le TCSC, est d'une architecture radiale (Figure III.1)

III.5.1. Equations et Schéma Équivalents d'un C-C Biphase

Les équations des courants de court-circuit sont déterminées à partir du schéma équivalent du réseau selon les composantes symétriques, montrées dans la figure III.12, qui lie les tensions et les impédances de séquence correspondantes aux lignes électriques et le compensateur.

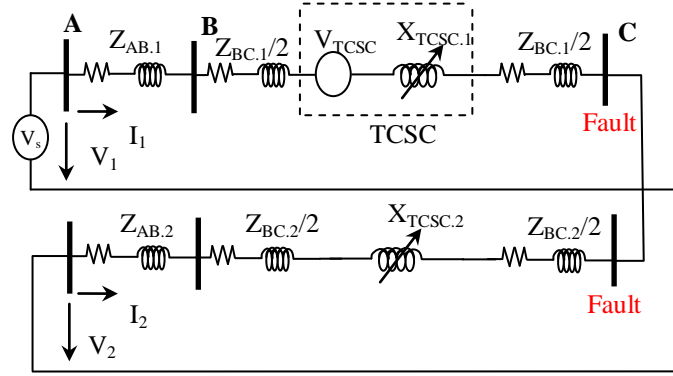


Figure. III.12. Circuit équivalent d'un Court-circuit biphasé simple en présence du TCSC

Les courants et les tensions du court-circuit biphasé en présence du TCSC (le court-circuit dans la phase B et C) [72][73]:

$$I_1 = \frac{(V_s + V_{TCSC})}{\left[Z_{AB-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} + X_{TCSC-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} \right] + \left[Z_{AB-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} + X_{TCSC-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} \right]} \quad (III.20)$$

$$I_2 = -I_1 = - \frac{(V_s + V_{TCSC})}{\left[Z_{AB-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} + X_{TCSC-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} \right] + \left[Z_{AB-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} + X_{TCSC-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} \right]} \quad (III.21)$$

$$I_0 = 0 \quad (III.22)$$

Les courants des phases (B et C) sont donné par :

$$I_B = a^2 I_1 + a I_2 = (a^2 - a) \times \frac{(V_s + V_{TCSC})}{\left[Z_{AB-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} + X_{TCSC-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} \right] + \left[Z_{AB-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} + X_{TCSC-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} \right]} \quad (III.23)$$

$$I_C = -I_B = - \left[(a^2 - a) \times \frac{(V_s + V_{TCSC})}{\left[Z_{AB-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} + X_{TCSC-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} \right] + \left[Z_{AB-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} + X_{TCSC-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} \right]} \right] \quad (III.24)$$

Avec :

$$I_A = 0 \quad (III.25)$$

Finalement, les composantes des tensions directe et inverse en présence de TCSC sont données par :

$$V_1 = V_2 = \frac{(V_s + V_{TCSC}) \cdot \left[Z_{AB-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} + X_{TCSC-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} \right]}{\left[Z_{AB-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} + X_{TCSC-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} \right] + \left[Z_{AB-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} + X_{TCSC-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} \right]} \quad (III.26)$$

Avec :

$$V_0 = 0 \quad (III.27)$$

Les tensions des phases sont :

$$V_A = V_0 + V_1 + V_2 = 2.V_1 \quad (III.28)$$

$$V_B = V_0 + a^2V_1 + aV_2 = (a^2 + a).V_1 \quad (III.29)$$

$$V_C = V_B \quad (III.30)$$

Donc le courant de court-circuit biphasé est :

$$I_{CC-2\Phi} = j\sqrt{3}I_1 = j\sqrt{3} \times \frac{(V_s + V_{TCSC})}{\left[Z_{AB-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} + X_{TCSC-1} + \frac{Z_{BC-1}}{2} \right] + \left[Z_{AB-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} + X_{TCSC-2} + \frac{Z_{BC-2}}{2} \right]} \quad (III.31)$$

III.5.2. Résultats de Simulation

Les figures ci-dessus présentent l'évolution de courant de court-circuit en fonction de la réactance injectée par le TCSC au réseau. Sur la Figure III.13, nous avons illustré les résultats de composants symétriques de courant de court-circuit sans et avec TCSC.

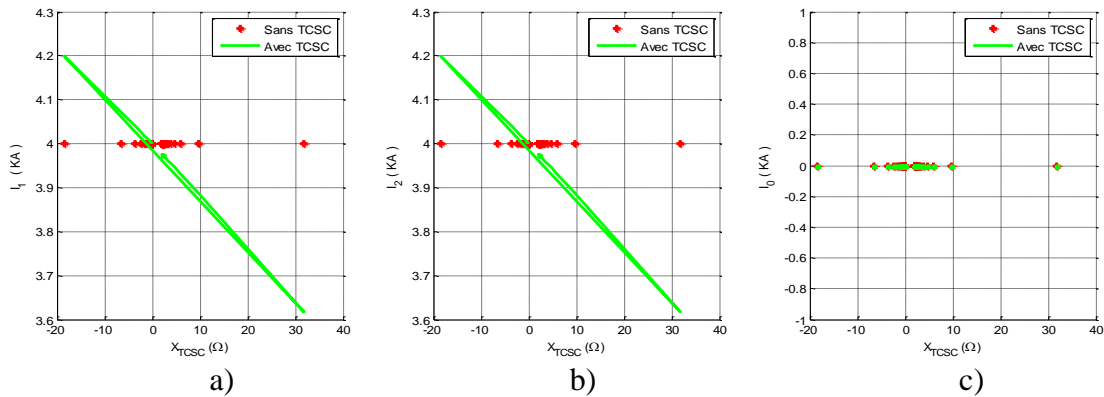


Figure. III.13. Impact de la réactance injecté par le TCSC sur les composants symétriques de courant a) $I_1=f(X_{TCSC})$, b) $I_2=f(X_{TCSC})$, c) $I_0=f(X_{TCSC})$

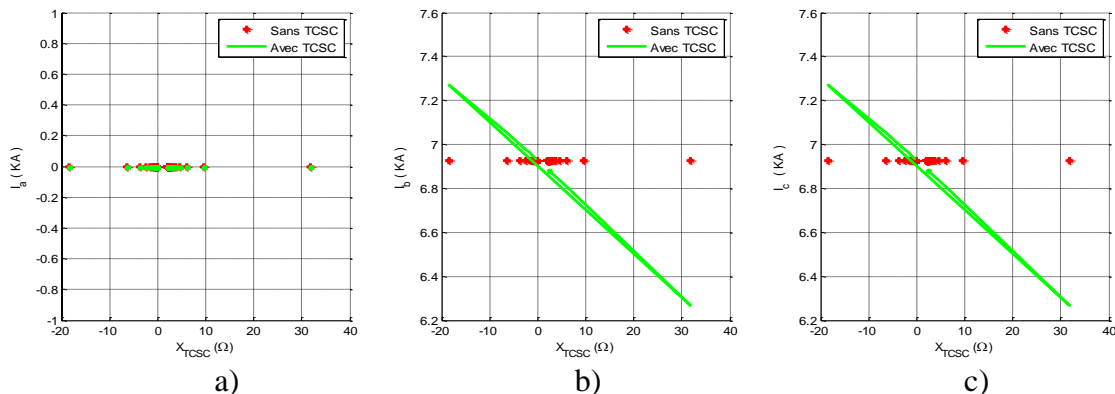


Figure. III. 14. Impact de la réactance injecté par le TCSC sur les courants de la ligne a) $I_a=f(X_{TCSC})$, b) $I_b=f(X_{TCSC})$, c) $I_c=f(X_{TCSC})$

Il est observé sur la figure III.14 que le courant de la phase A est nul, la phase B possède un niveau maximum dans le mode capacitive et minimum au mode inductive inférieur à la valeur avant la compensation. Cette tendance s'inverse pour la phase C.

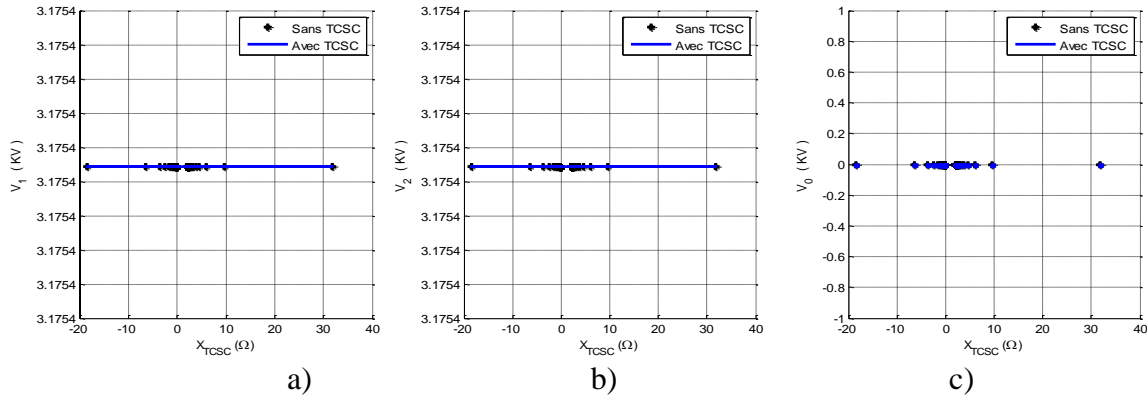


Figure. III. 15. Impact de la réactance injectée par le TCSC sur les composants symétriques de tensions a) $V_1=f(X_{TCSC})$, b) $V_2=f(X_{TCSC})$, c) $V_0=f(X_{TCSC})$

La figure III.16 montrent les tensions des trois phases avec et sans compensateur du calcul qui est décrit dans les équations III 28, 29 et 30.

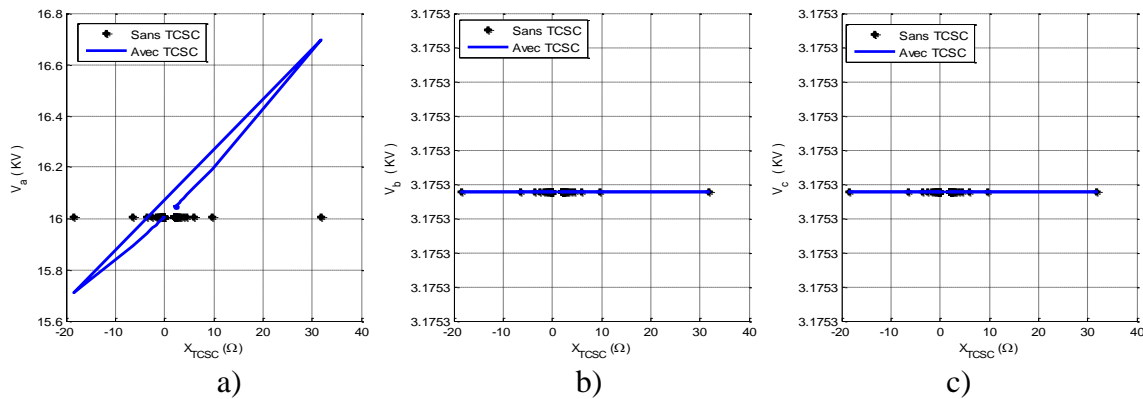


Figure. III. 16. Impact de la réactance injectée par le TCSC sur les tensions de la ligne a) $V_a=f(X_{TCSC})$, b) $V_b=f(X_{TCSC})$, c) $V_c=f(X_{TCSC})$

III.5.3. Interprétation des Résultats

Les courants de court-circuit biphasés entre les deux phases B et C viennent en seconde position puisqu'ils représentent 15% des courts-circuits. Dans le cas d'un court-circuit biphasé la composante homopolaire du courant et de la tension sont nulles.

En fonction de la réactance injectée par le TCSC, la phase saine peut rester la même ou se caractériser par une tension plus élevée dans le mode inductive égale à 16.2 KV.

En cas de court-circuit biphasé, la phase non affectée par le défaut se caractérise par une surtension qui peut aller jusqu'à 16 KV avant la compensation est observé dans la figure III.18. Les deux phases (B et C) qui sont affectées par le défaut restent les même qu'avant la compensation.

III.6. Défaut Triphasés Symétrique

De plus nous supposons que les défauts affectent simultanément les trois phases et ne sont pas résistants. Les défauts triphasés sont examinés parce que ce type de défaut est souvent le plus grave. La probabilité d'occurrence est d'environ 3 à 5% de tous les formes des courts-circuits. Intéressant toutes les phases avec ou sans mise à la terre.

III.6.1. Equations et Schéma Équivalents d'un C-C Triphasé

Le TCSC est installé au milieu de la ligne BC, le défaut triphasé est appliqué au JB-C comme le montre dans la figure III.17 se-dessous [72][73]:

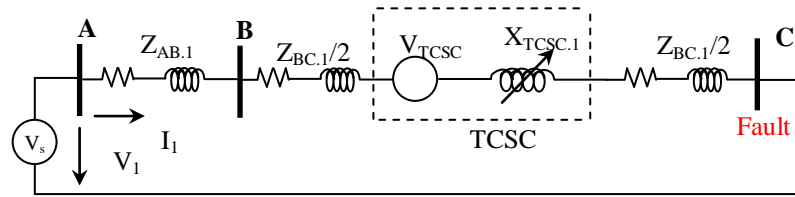


Figure. III. 17. Schéma équivalent d'un court-circuit triphasé en présence du TCSC

Le courant de court-circuit égale la composante directe est donnée par :

$$I_1 = \frac{V_s + V_{TCSC}}{Z_{AB-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right) + X_{TCSC-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right)} \quad (III.32)$$

Les composants inverse et homopolaire sont nuls :

$$I_2 = 0 \quad (III.33)$$

$$I_0 = 0 \quad (III.34)$$

Les courants des trois phases sont donnés par :

$$I_A = \frac{(V_s + V_{TCSC})}{Z_{AB-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right) + X_{TCSC-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right)} \quad (III.35)$$

$$I_B = a^2 \times \frac{(V_s + V_{TCSC})}{Z_{AB-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right) + X_{TCSC-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right)} \quad (III.36)$$

$$I_C = a \times \frac{(V_s + V_{TCSC})}{Z_{AB-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right) + X_{TCSC-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right)} \quad (III.37)$$

Le courant de court-circuit égale la composante directe est donnée par :

$$I_{cc-3\Phi} = I_1 = \frac{V_s + V_{TCSC}}{Z_{AB-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right) + X_{TCSC-1} + \left(\frac{Z_{BC-1}}{2}\right)} \quad (III.38)$$

III.6.2. Résultats de Simulation

Les résultats obtenus par les calculs et l'effet de l'angle d'amorçage alpha sur les différentes valeurs des courants et des tensions sont clairement montrés dans les figures ci-dessous.

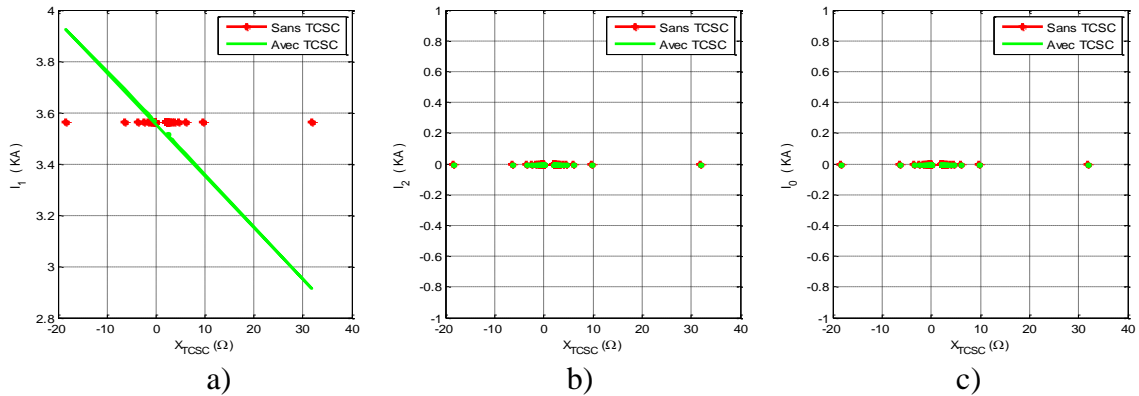


Figure. III. 18. Impact de la réactance injecté par le TCSC sur les composants symétriques de courant a) $I_1=f(X_{TCSC})$, b) $I_2=f(X_{TCSC})$, c) $I_0=f(X_{TCSC})$

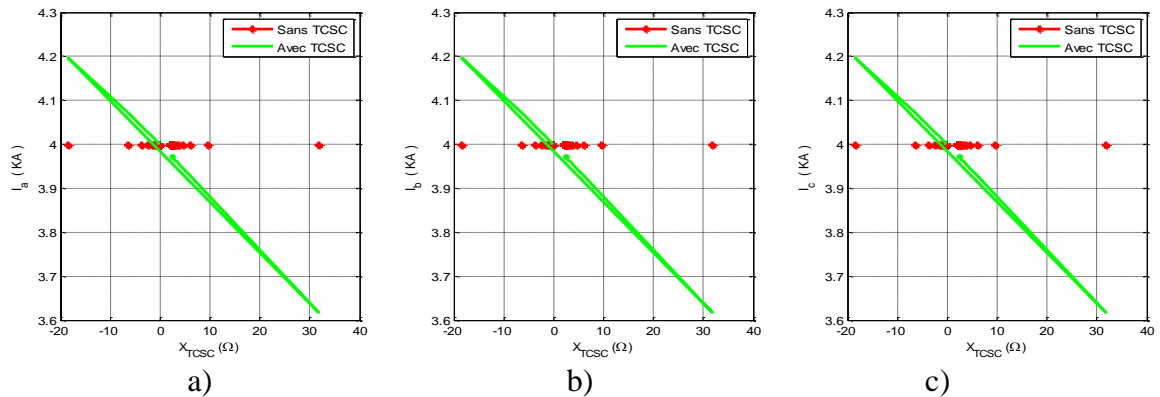


Figure. III. 19. Impact de la réactance injectée par le TCSC sur les courants de la ligne a) $I_a=f(X_{TCSC})$, b) $I_b=f(X_{TCSC})$, c) $I_c=f(X_{TCSC})$

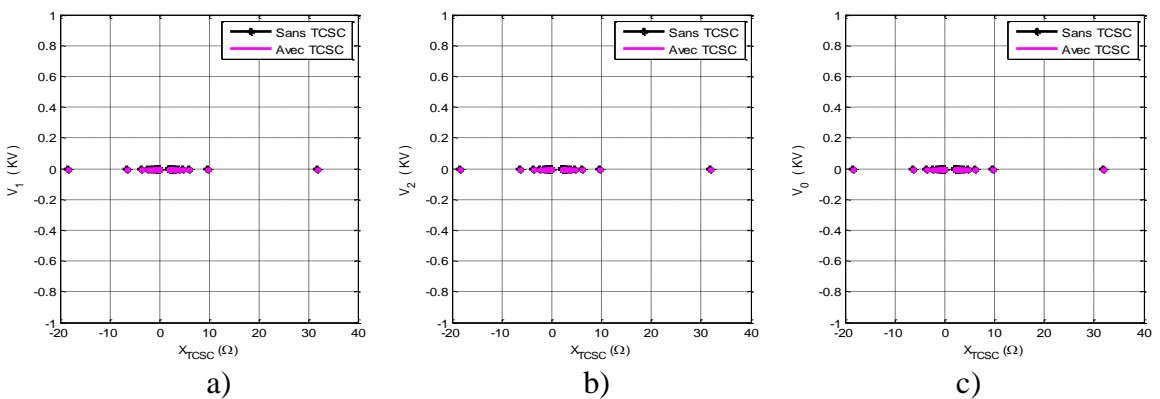


Figure. III. 20. Impact de la réactance injectée par le TCSC sur les composants symétriques de tensions a) $V_1=f(X_{TCSC})$, b) $V_2=f(X_{TCSC})$, c) $V_0=f(X_{TCSC})$

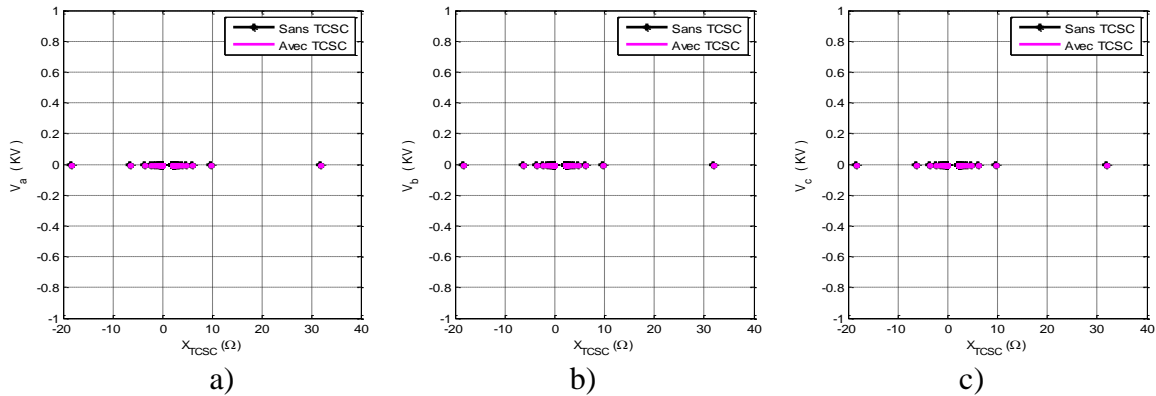


Figure. III. 21. Impact de la réactance injectée par le TCSC sur les tensions de la ligne
 a) $V_a=f(X_{TCSC})$, b) $V_b=f(X_{TCSC})$, c) $V_c=f(X_{TCSC})$

III.6.3. Interprétation des Résultats

Dans le cas d'un court-circuit triphasé les courants atteignent des valeurs importantes. Le courant de défaut est égal au courant Direct ($I_{f\ 3\phi} = I_I$). Les résultats des composants de courant obtenus par la simulation sont montrés dans la figure III.18.

Les courants des phases sont égales (I_a , I_b et I_c) car les courants de séquence inverse et homopolaire sont nuls), sont montrés dans la figure III. 19

Le courant de court-circuit dans le mode inductive diminue rapidement cela est dû à la réactance injectée par le TCSC. Si la réactance injectée par le TCSC est maximale dans le mode capacitive le courant de court-circuit est maximal. Dans ce cas le TCSC fonctionne comme limiteur de courant de défaut.

Les tensions de défaut des trois phases sont égales (V_1 , V_2 et V_3) pour tous les nœuds (défaut triphasé équilibré). Les composants symétriques des tensions de système à partir des calculs avec la tension de TCSC sont montrés dans la figure III. 20.

La figure III. 21 présentes les valeurs réelles des tensions calculées pour les trois phases sans et avec le système TCSC. Comme les tensions sont nulles dans le cas sans TCSC, les paramètres de TCSC ne sont pas effectués sur les tensions.

III.7. Impacts du TCSC sur les Paramètres du Relais

Pour les relais de surintensité à temps dépendant, la tâche de réaliser la coordination de relais implique le réglage des paramètres à savoir le courant I_P (pickup current) et le multiplicateur de temps TDS . Le paramètre le plus important pour la coordination des relais de surintensité est le TDS qui a une influence directe sur la durée de fonctionnement d'un relais de surintensité [74]. Une augmentation du TDS conduit à une augmentation de la durée

de fonctionnement du relais à maximum de courant, et vice versa. Le courant I_p est réglé pour être stable pour le courant de charge maximal que l'équipement peut transporter en continu, mais devrait également être suffisamment sensible pour détecter le courant minimal [75].

III.7.1. Impact de Variation de TDS

La figure suivante représente l'impact de variation du TDS sur les courbes caractéristiques de relais de protection avec le courant I_p reste fixe et égale 1.

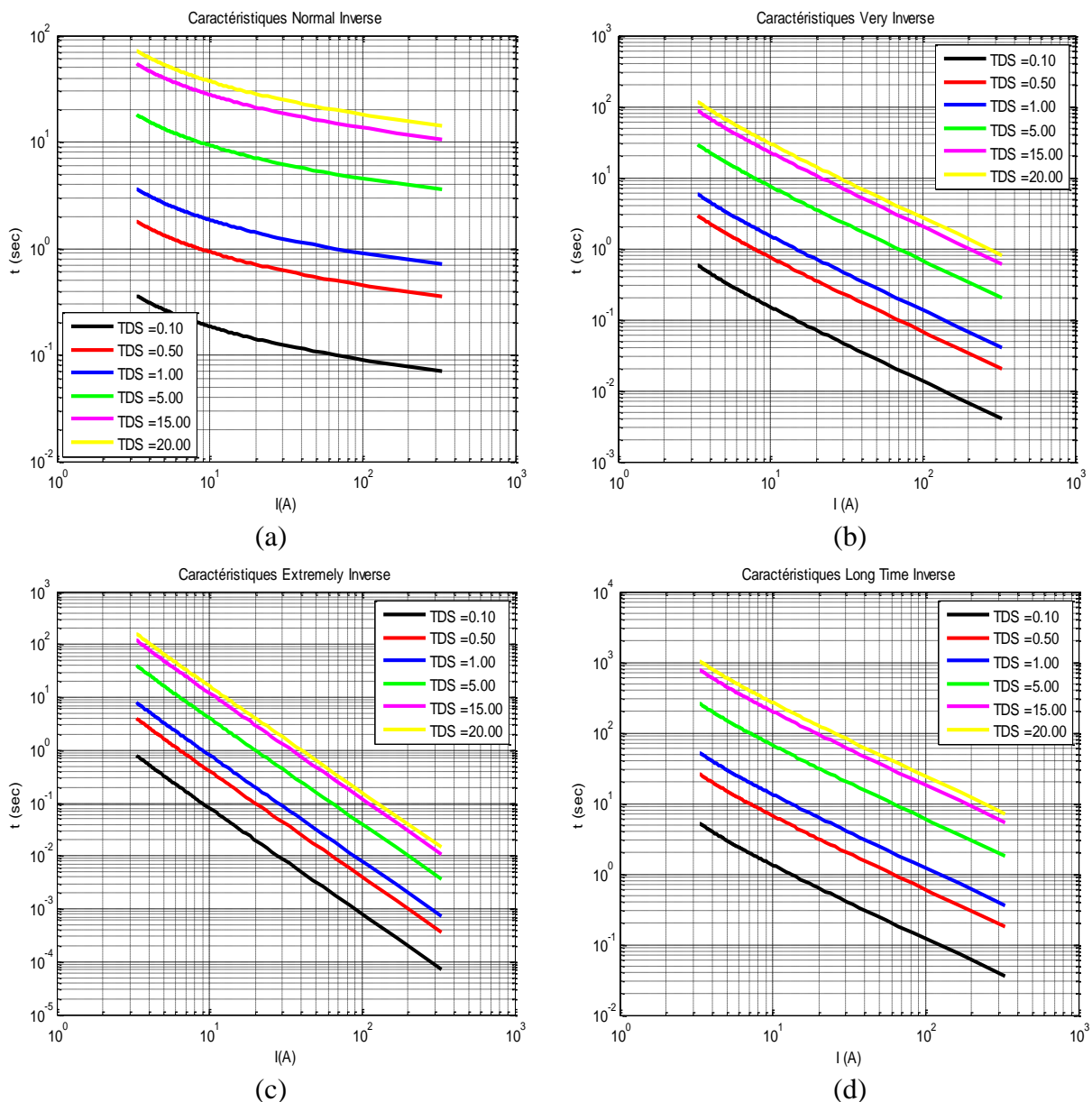


Figure. III.22. Impact de TDS sur les courbes caractéristiques avec $I_p = 1$.

a). Normal Inverse, b). Very Inverse, c). Extremely Inverse, d). Long Time Inverse.

III.7.2. Impact de Variation du Courant I_p

La figure suivante représente l'impact de variation de courant de réglage I_p sur les courbes caractéristiques de relais de protection avec TDS reste fixe et égale 0.1.

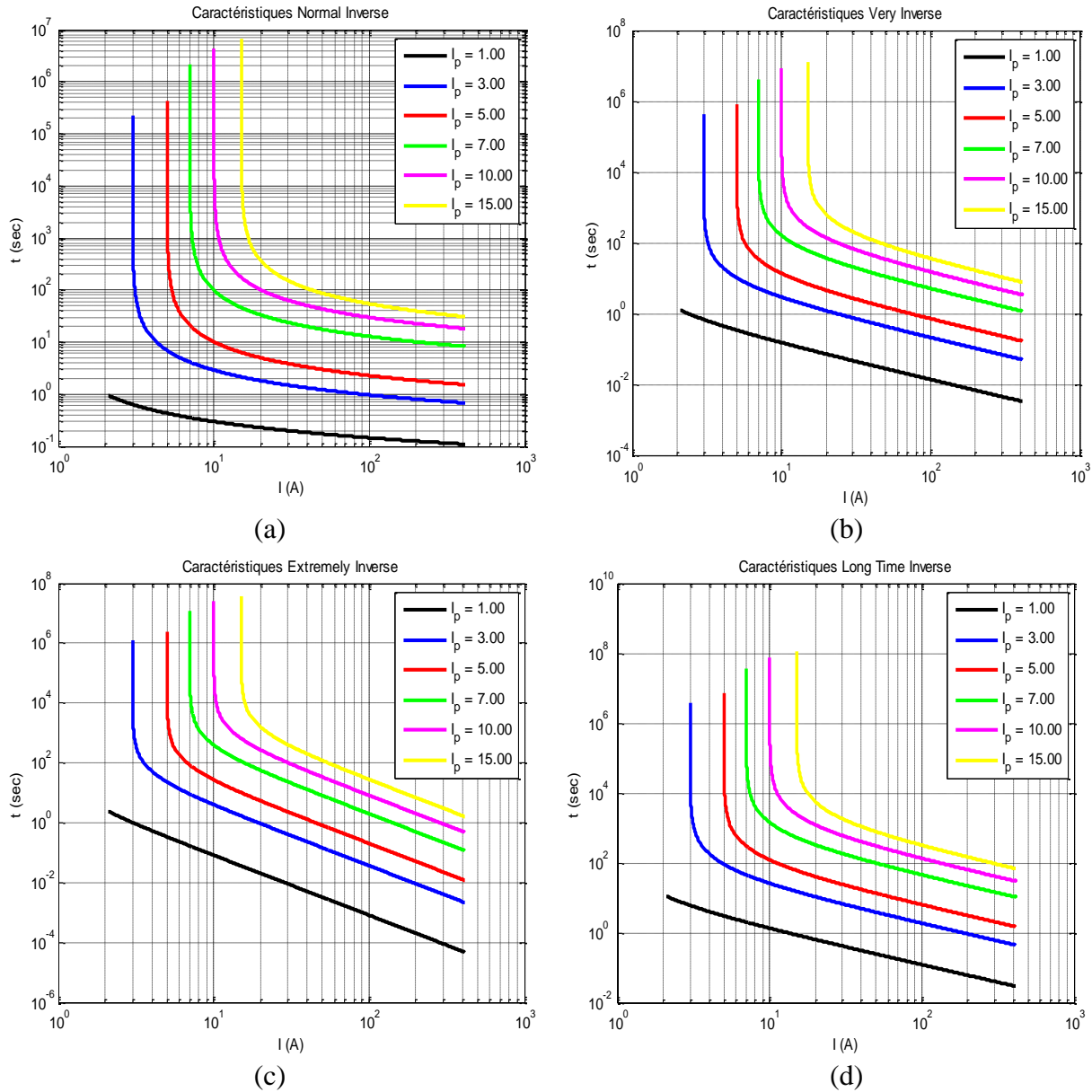


Figure. III.23. Impact d' I_p sur les courbes caractéristiques avec $TDS = 0,1$.

a). Normal Inverse, b). Very Inverse, c). Extremely Inverse, d). Long Time Inverse.

Suite les figures IV.22 et IV.23, l'augmentation de TDS sera augmenté la marge de temps de déclenchement de relais de protection et l'augmentation du courant I_p sera augmenté la marge de temps de déclenchement et diminue la marge de courant mesuré par le relais de protection.

III.7.3. Impact de TCSC sur le Temps de Déclenchement d'un Relais IDMT

Le TCSC peut modifier les niveaux de courant de court-circuit et causer un dysfonctionnement du plan de protection (coordination entre les différentes protections). Cela pourrait affecter la fiabilité et la sûreté du système électrique et mettre en danger les personnes et les biens.

La protection contre les courants de court-circuit phase terre est assurée par un relais IDMT normalement inverse. Généralement les plans de protection ont été mis en place sans site des systèmes de compensation FACTS raccordés au réseau de distribution. En fait la compensation de forte puissance raccordée en réseau de distribution peut modifier sensiblement la répartition et la valeur des courants de défaut polyphasé mesurés par les protections du réseau et donc affecter leur fonctionnement et leur sélectivité.

Nous ne constatons que les variations du courant de court-circuit en fonction de la réactance injectée par le TCSC (c'est à dire pratiquement le mode de fonctionnement du TCSC dans le système) est minimal dans le mode inductive et maximal dans le mode capacitive.

Initialement les réglages des relais sont généralement calculés sans tenir compte de l'effet de système TCSC. Ce cas de compensation permet d'examiner les problèmes possibles lors de la présence d'un TCSC. L'inclusion de systèmes TCSC au sein d'un réseau de distribution aura un certain impact sur les systèmes de protection actuels.

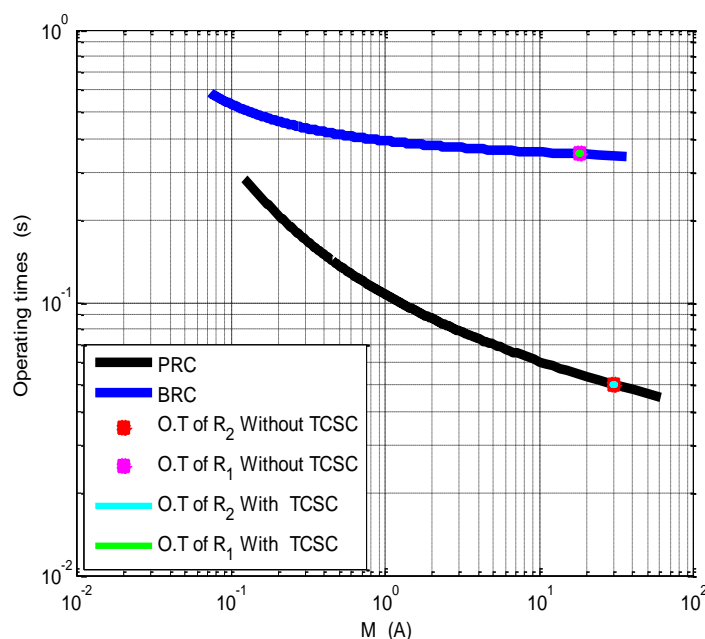


Figure. III. 24. Les temps de déclenchement pour le relais primaire et backup en absence et présence du TCSC.

Le seuil de courant de relais R2 doit être réglé de telle manière que tous les défauts situés sur la ligne BC soient éliminés (figure III.1).

Cette étude a montré l'effet essentiel qui peut effectuer la compensation série par le système TCSC sur les différents types des défauts ainsi que sur le temps de déclenchement de relais à maximum de courant directionnel. Pour bien visualiser l'impact de système TCSC sur le temps de déclenchement de R2 et R1, La Figure. III.25 montre l'effet en 3D.

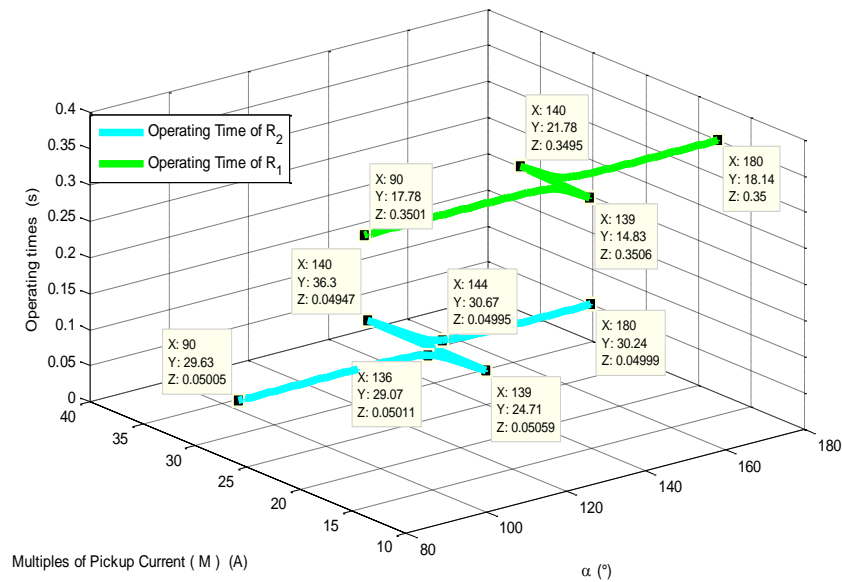


Figure. III. 25. Impact de l'angle d'amorçage sur le temps de déclenchement des relais primaire et secondaire

O.T R₂ est le temps de déclenchement de relais 2.

Tout projet de raccordement d'une production distribuée ou des systèmes de compensation FACTS dynamique de forte puissance au réseau de distribution doit comprendre la vérification du plan de protection du réseau. Cette vérification pourra conduire pour conserver les réglages et la coordination des protections de certains départs et postes de livraison, à installer en complément des protections directionnelles.

III.8. Conclusion

Ce chapitre est concentré sur le calcul des courants de court-circuit et l'impact de **TCSC** sur le système de protection dans le réseau de distribution, notamment l'impact sur le temps de déclenchement d'un relais à maximum de courant directionnel. Les résultats de simulation ont été utilisés pour montrer tel impact et comment cela affecte l'efficacité globale du relais en cas de défaut en présence de **TCSC**. Deux approches d'optimisations sont proposées dans le prochain chapitre pour résoudre le problème de coordination des relais, en changeant le réglage de relais à maximum de courant directionnel sans compensation par un nouveau réglage en fonction du l'angle d'amorçage de **TCSC** et la réactance injectée.

Chapitre IV

Coordination Optimale Des Relais à Maximum du Courant Directionnel

Chapitre IV

COORDINATION OPTIMALE DES RELAIS A MAXIMUM DE COURANT DIRECTIONNEL

IV.1. Introduction

L'optimisation de la gestion d'un réseau de distribution électrique est liée à une meilleure coordination des relais à maximum de courant directionnel dans le réseau. Un bon plan de protection dans le réseau, permet en effet de réduire considérablement les temps d'interruption suite aux défauts. Le calcul des courants de court-circuit est une étape préliminaire, indispensable au réglage des valeurs de seuil des relais de protection dans le réseau pour un déclenchement plus rapide.

Ce chapitre s'articule autour de l'application de notre approche au sein d'un système de puissance multi système de compensation **TCSC**. Dans la première partie, nous allons présenter les caractéristiques du réseau étudié (réseau de distribution **IEEE 33 JB** avec 32 relais type **IDMT**).

Ensuite, nous expliquons les différents critères de coordination des relais à maximum de courant directionnel pour la programmation linéaire et non-linéaire.

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à l'optimisation de la coordination des relais à maximum de courant directionnel dans un réseau de distribution en cas de court-circuit triphasé en présence d'un système **TCSC**.

IV.2. Objectifs de Chapitre

L'objectif principal de ce chapitre est d'optimiser les réglages et la coordination du relais à maximum de courant directionnel, dans le but d'améliorer le temps de fonctionnement des relais primaires et secondaires.

Pour atteindre cet objectif, il faut réaliser les sous-objectifs suivants :

- Calcule les courants du court-circuit triphasé pour chaque relais primaires et secondaires.
- Analyse du l'impact de système **TCSC** sur les courants de court-circuit ainsi que sur le temps de fonctionnement de relais à maximum de courant.

Les réglages des protections sont d'abord déterminées de manière à donner le temps le plus courts de fonctionnement à des niveaux de défaut maximum et ensuite vérifié pour voir si l'opération sera également satisfaisantes au courant de défaut minimum.

Les règles correctes de base pour la coordination de relais peuvent généralement être formulées comme suit :

- Si possible, utiliser des relais avec la même caractéristique de fonctionnement en série l'un avec l'autre.

- Assurez-vous que le relais le plus éloigné de la source à des paramètres actuels de moins que le derrière relais, ou il égale ; à savoir que le courant primaire nécessaire au fonctionnement du relais précédent est toujours inférieur au courant primaire nécessaire au fonctionnement du derrière relais ou elle égale.

IV.3. Réseau Étudié

Dans ce travail de thèse, les effets de multi systèmes de compensation **TCSC** ont été observés sur un réseau test composé de quatre (4) **TCSC** symétrique réparties dans quatre zones dans un réseau de distribution **33 JB**. Toujours dans le but de mettre en évidence les enjeux de cette thèse et de sensibiliser le lecteur à ces impactes de la compensation séries, nous présenterons sommairement ici deux exemples des méthodes d'optimisations que nous avons rencontrés et dont l'analyse sera effectuée ultérieurement.

La représentation unifilaire du système et une représentation schématique de l'interconnexion des quatre compensateurs **TCSC** est respectivement donnée à la figure IV.1. Quatre lignes raccordent les quatre systèmes **TCSC** : ce sont les lignes entre les jeux de barre (2#19), (3#23), (6#26) et (8#9).

Les données du réseau test sont présentées dans l'annexe 3 [76].

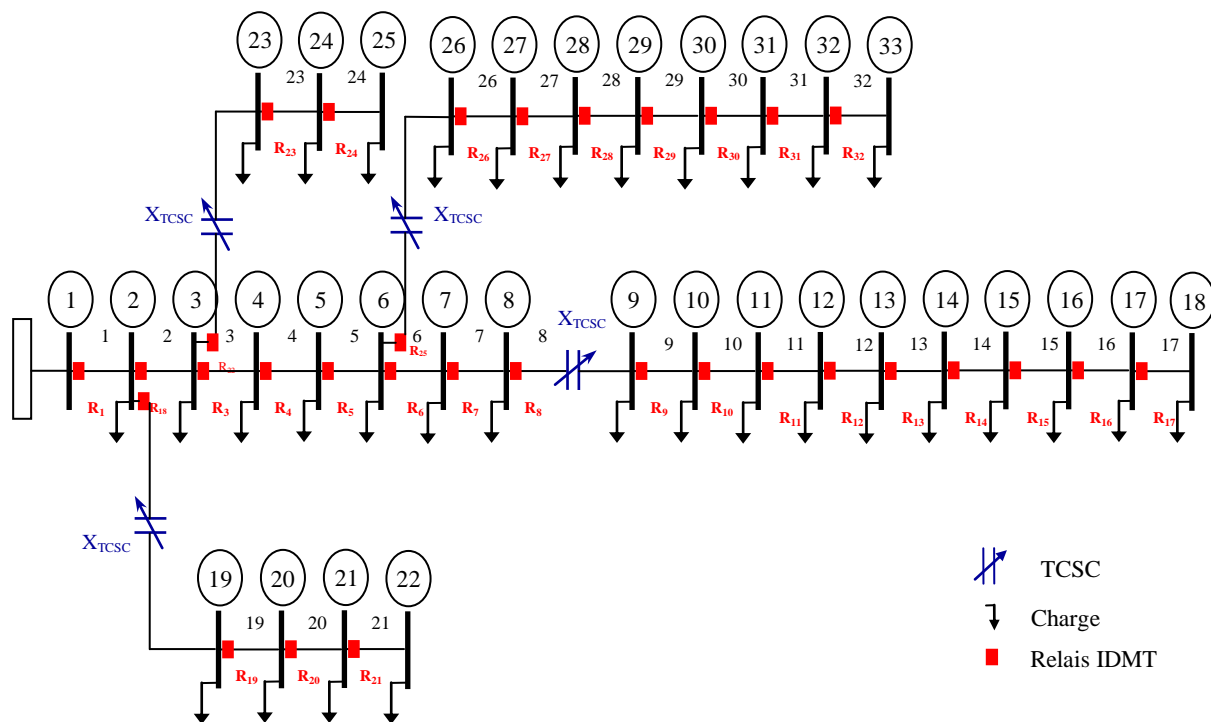


Figure. IV.1. Représentation unifilaire du réseau étudié (IEEE 33 JB) avec multi système TCSC.

IV.4. Caractérisations d'un Défaut

Dans les réseaux base tension, les types des défauts les plus fréquents sont les courts-circuits. Ces derniers dépendent de différents facteurs tels que leurs emplacements, leurs durées, leurs types (une phase-terre, deux phases,...), etc....

Bien que les courts-circuits triphasés (les défauts symétriques) soient rares, l'analyse de ce type de défaut est nécessaire, car ils mènent généralement aux courants de défauts les plus sévères. Ils sont donc souvent les plus utilisés en simulation dynamique pour tester le déclenchement des systèmes de protections et la coordination des relais.

Lorsque les protections détectent une apparition de courants élevés sur une ligne (ou une diminution de l'impédance vue des extrémités de la ligne), elles envoient aux disjoncteurs concernés un ordre d'ouverture afin d'isoler la ligne en défaut. L'élimination (la disparition) du court-circuit doit se faire rapidement.

Les valeurs de court-circuit sont alors calculées par application des formules générales (équations de chapitre 3). Puisque le calcul est analytique, le défaut donnant le courant de court-circuit maximum est supposé triphasé et généralement situé en chaque Jeu de Barre. Le comportement d'un réseau électrique pendant un court-circuit peut être représenté par une

source de tension avant le défaut et de l'impédance du réseau pour la séquence du système directe, inverse et homopolaire au nœud du défaut. Pendant le calcul, ils seront changés le point de défaut.

Le courant du défaut traversant chaque relais primaire est calculé pour un défaut triphasé situé juste en aval de l'emplacement de chaque relais. De plus, pour un défaut sur le relais primaire, nous calculons aussi le courant de défaut traversant chaque relais backup associé avec le relais primaire.

Tableau. IV. 1 : les courants du court-circuit traversant les paires des relais sans TCSC

JB de défauts	Paires des relais		Courant de C-C sans compensation KA	
	Primaires	Backup	Primaires	Backup
2	R1	/	22,330	/
3	R2	R1	19,322	19
4	R3	R2	15,700	9,2206
5	R4	R3	20,279	3,0770
6	R5	R4	8,8118	2,1903
7	R6	R5	11,243	2,5866
8	R7	R6	12,262	5,4538
9	R8	R7	7,8617	0,8609
10	R9	R8	6,9870	1,4570
11	R10	R9	44,135	1,1025
12	R11	R10	29,064	12,341
13	R12	R11	6,0533	0,6426
14	R13	R12	10,526	1,0445
15	R14	R13	14,402	2,7405
16	R15	R14	12,945	0,6826
17	R16	R15	5,6437	0,2318
18	R17	R16	12,047	0,5774
19	R18	R1	39,410	39
20	R19	R18	5,5094	5,3709
21	R20	R19	16,077	4,4527
22	R21	R20	11,948	27,895
23	R22	R2	12,969	8,3027
24	R23	R22	8,1141	2,3179
25	R24	R23	7,0056	2,0815
26	R25	R5	30,826	3,0742
27	R26	R25	36,467	19,875
28	R27	R26	8,3154	1,3524
29	R28	R27	8,5929	1,9449
30	R29	R28	20,278	2,9697
31	R30	R29	10,453	4,5585
32	R31	R30	27,248	1,3006
33	R32	R31	26,573	7,7796

Dans cette étude, la méthode utilisée est la méthode des composants symétriques qui est la méthode la plus courante. Elle permet de déterminer la valeur d'un courant de court-

circuit en un point quelconque en totalisant les résistances et réactances de la boucle de défaut depuis la source jusqu'au point considéré et en calculant l'impédance équivalente avec le système de compensation TCSC.

Tableau. IV. 2 : les courants du court-circuit avec multi systèmes TCSC (mode inductive et capacitive)

JB de défauts	R _P R _B		Courant de C-C avec TCSC I _{CC} (kA)							
			Mode inductive				Mode capacitive			
			Relais Primaires		Relais Backup		Relais Primaires		Relais Backup	
			$\alpha=90^\circ$	$\alpha=135^\circ$	$\alpha=90^\circ$	$\alpha=135^\circ$	$\alpha=136^\circ$	$\alpha=180^\circ$	$\alpha=136^\circ$	$\alpha=180^\circ$
2	R1	/	22,33	22,33	/	/	22,33	22,33	/	/
3	R2	R1	19,322	19,322	19	19	19,322	19,322	19	19
4	R3	R2	15,700	15,700	9,2206	9,2206	15,700	15,700	9,2206	9,2206
5	R4	R3	20,279	20,279	3,0770	3,0770	20,279	20,279	3,0770	3,0770
6	R5	R4	8,8118	8,8118	2,1903	2,1903	8,8118	8,8118	2,1903	2,1903
7	R6	R5	11,243	11,243	2,5866	2,5866	11,243	11,243	2,5866	2,5866
8	R7	R6	12,262	12,262	5,4538	5,4538	12,262	12,262	5,4538	5,4538
9	R8	R7	3,3142	0,4588	1,0873	1,4846	0,4972	9,1486	1,6181	0,8163
10	R9	R8	4,5413	17,715	1,7579	1,3286	20,862	7,3735	0,861	1,0372
11	R10	R9	56,476	177,19	4,7320	46,809	83,995	41,963	33,599	1,4906
12	R11	R10	35,403	97,409	13,401	13,288	40,518	27,883	10,156	12,003
13	R12	R11	7,3908	20,522	0,5530	0,2015	8,4918	5,8044	0,2701	0,6601
14	R13	R12	13,274	41,160	1,0521	0,9051	18,095	10,030	0,4218	1,0391
15	R14	R13	17,503	48,573	2,8927	3,0209	18,958	13,827	2,2499	2,7007
16	R15	R14	15,643	42,297	0,7290	0,8786	15,516	12,441	0,8997	0,6731
17	R16	R15	6,8066	18,249	0,2090	0,1767	6,5174	5,4260	0,3396	0,2370
18	R17	R16	14,588	40,754	0,6008	0,6216	15,393	11,577	0,2917	0,5716
19	R18	R1	5,1018	0,5227	5,1018	0,5227	0,5356	37,099	0,5356	30,099
20	R19	R18	3,0319	1,5722	2,9980	0,6020	1,7041	6,3432	0,4919	6,1392
21	R20	R19	12,996	23,230	2,0872	8,2383	18,347	5,2537	5,6022	4,8417
22	R21	R20	9,7577	12,897	4,8959	1,7273	9,3307	8,9147	1,0340	7,1510
23	R22	R2	4,2488	0,5146	3,3651	0,4129	0,5432	14,135	0,4468	9,7805
24	R23	R22	4,8089	0,2029	2,7780	0,5123	0,1284	9,3104	0,5459	4,6896
25	R24	R23	8,8217	11,201	4,0794	10,738	11,015	7,2586	11,270	3,2138
26	R25	R5	18,760	3,7275	2,9047	1,6866	4,1591	32,952	3,8966	3,1066
27	R26	R25	34,796	16,968	11,503	3,1784	34,836	36,765	3,0094	21,502
28	R27	R26	7,4948	3,4459	1,3165	1,1339	6,4673	8,4791	1,8690	1,3596
29	R28	R27	8,1870	4,0789	2,0661	2,4184	11,456	8,6683	1,8039	1,9185
30	R29	R28	20,976	28,005	3,4209	11,159	13,705	20,147	6,9712	2,9067
31	R30	R29	10,751	13,653	4,5953	4,8446	7,4058	10,396	4,0178	4,5512
32	R31	R30	28,063	36,202	1,2942	1,2214	19,320	27,094	1,3252	1,3017
33	R32	R31	27,201	33,320	7,8185	8,0607	20,119	26,454	7,1421	7,7719

IV.5. Coordination Optimale des Relais à Maximum de Courant Directionnel dans un Réseau de Distribution avec Multi Système TCSC

Les relais à maximum de courant directionnel jouer un rôle important pour la protection des réseaux de distribution radial, mes en présence des systèmes de compensation FACTS la fonction de ces relais changer et complique également la coordination. Un des

objectifs dans le sujet est de présenter nouvelle méthode de coordination optimale des relais à maximum de courants directionnels dans un réseau multi compensateur TCSC. Pour le problème de la coordination, l'objectif principal est de calculer le réglage de la temporisation (TDS) et le réglage du courant de seuil (I_P) avant et après la compensation.

IV.5.1. Formulation Mathématique du Problème d'Optimisation

Le terme optimisation des paramètres des relais à maximum de courant directionnel fait référence à un choix que l'on doit faire parmi plusieurs solutions possibles tout en respectant un ensemble des contraintes sur ces paramètres.

Le problème d'optimisation de coordination des relais à maximum de courant directionnels dans un réseau de distribution est lié à un ou plusieurs objectifs que l'on essaye de minimiser (ou maximiser). Le principe objectif que nous avons considéré dans nos travaux est : la minimisation de somme des temps de fonctionnement des relais primaires, lors de défaut permanent au niveau du réseau en présence de système TCSC.

Nous allons exprimer ces objectifs par des expressions mathématiques que nous avons intégrées dans les algorithmes d'optimisation proposés.

IV.6. Réglage Optimal des Relais à Maximum de Courant Directionnel en Utilisant la Programmation Linéaire (LP)

La programmation linéaire est un domaine central de l'optimisation. Les problèmes de programmation linéaire sont les problèmes d'optimisation les plus faciles à résoudre : un programme linéaire consiste à trouver le maximum ou le minimum d'une forme linéaire dite fonction objectif en satisfaisant certaines équations et inégalités dites contraintes, les contraintes ainsi que la fonction objectif étant linéaires.

Les contraintes peuvent être de type plus petit ou égal, plus grand ou égal ou encore égal. Ces différents types d'égalités ou d'inégalités peuvent être transposés sans autre en forme normale [77].

Généralement il y a trois étapes à suivre pour pouvoir construire le modèle d'un programme linéaire :

1. Identifier les variables du problème à valeur non connues (variable de décision) et les représenter sous forme symbolique (exp. x_I, y_I).
2. Identifier les restrictions (les contraintes) du problème et les exprimer par un système d'équations linéaires.

3. Identifier l'objectif ou le critère de sélection et le représenter sous une forme linéaire en fonction des variables de décision. Spécifier si le critère de sélection est à maximiser ou à minimiser.

IV.6.1. La Méthode Simplexe

L'algorithme du simplexe permet de résoudre des programmes linéaires en nombres réels uniquement. Bien que sa complexité dans le pire des cas soit exponentielle, il se comporte très bien sur les programmes linéaires issus de « vrais » problèmes et souvent bien mieux que des algorithmes concurrents de meilleure complexité dans le pire des cas. Il a été inventé par **George Dantzig** en **1947**.

Dans l'algorithme du simplexe, on commence par transformer le programme linéaire à traiter en un programme linéaire équivalent sous forme standard. Il ne reste alors plus qu'à déterminer une solution optimale d'un programme linéaire sous forme standard.

L'algorithme du simplexe consiste à se déplacer d'un extrême (sommet) du polyèdre en un autre sommet du polyèdre tout en augmentant l'objectif économique. Ce raisonnement est valable parce que le polyèdre des solutions réalisables est convexe : il n'y a pas de risque de se trouver coincé dans un minimum local. La convexité découle du fait que les contraintes sont données par des expressions linéaires. Quand l'amélioration optimale de la fonction n'est pas possible, on obtient une solution optimale.

La méthode simplexe peut être présentée sous diverses formes (voir, par exemple [78][79][80]). Dans tout les cas la méthode simplexe se décompose en étapes suivantes :

- on détermine la solution initiale de base ;
- par une procédure itérative on remplace la solution initiale de base, pendant on arrive à la situation quand la valeur de la fonction objectif ne croit pas ou à la conclusion que le problème n'admette pas un optimum finit.

La description de la méthode simplexe est donnée en continuation. On considère le problème de programmation linéaire donnée sous forme standard :

$$\left. \begin{array}{l} f = (c, x) \longrightarrow \max \\ Ax = b, \\ x \geq 0, \end{array} \right\} \quad \text{(IV.1)}$$

où $c = (c_1, c_2, \dots, c_n)^T$, $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$, $b = (b_1, b_2, \dots, b_n)^T$, et A est une matrice de dimension $m \times n$ avec $m > n$. Supposons que les lignes de la matrice A sont indépendantes linéaires, donc $\text{rang}(A) = m$.

L'algorithme du Simplex de **George Dantzig** est une technique à la fois fondamentale et très populaire pour les problèmes de programmation linéaire. Ainsi, étant donné un ensemble d'inégalités linéaire sur n variables réelles, l'algorithme permet de trouver la solution optimale pour une fonction objectif, qui est elle aussi linéaire (l'algorithme fonctionne encore quand la fonction est croissante en chacune de n variables).

Il a été montré pour les principales règles de pivotage employées que l'algorithme du simplexe pouvait prendre un temps de calcul exponentiel. En particulier, on ne sait pas s'il existe une règle de pivotage qui assurerait que l'algorithme se termine après un nombre polynomial d'étapes [77][81].

IV.6.2. Dualité en Programmation Linéaire

La forme d'un programme linéaire de type maximisation est :

$$\left. \begin{array}{l} \text{Max} \quad z = c^t x \\ \text{S.C} \quad Ax \leq b \\ \quad \quad x \geq 0 \end{array} \right\} \quad (\text{IV.2})$$

Avec x, b, c des vecteurs de dimensions respectives n, m et n , et A une matrice de dimension (m, n) . Le programme (IV.2) est appelé programme Primal.

Pour chaque problème de PL, il est possible de construire un autre problème de PL dit dual à partir des mêmes données (fonction objectif, coefficients des contraintes...). Si le problème original, le primal, est un problème de minimisation alors le dual est un problème de maximisation et les valeurs respectives des fonctions objectif sont égales à l'optimum si elles sont finies. La construction du programme de PL dual ainsi que l'étude de ses propriétés constitue la théorie de la dualité. Elle propose, entre autres, une interprétation économique qui adjoint à chaque contrainte du problème primal une variable duale ou paramètre de La grange définissant le prix associé à la violation de la contrainte. La recherche de l'ensemble des prix optimaux pour le premier problème peut ainsi se reformuler comme un problème de PL dual opérant sur les variables duales. Elle permet également de comprendre plus profondément les algorithmes de résolution des problèmes de PL et d'en proposer de nouveaux [80].

On appelle programme dual de (IV.2), le programme linéaire suivant :

$$\left. \begin{array}{l} \text{Min} \quad w = b^t y \\ \text{S.C} \quad A^t Y \leq C \\ \quad \quad y \geq 0 \end{array} \right\} \quad (\text{IV.3})$$

avec y un vecteur de dimension m et A' la transposée de la matrice A .

Pour passer du primal au dual, on remarque que :


- a) Les termes du second membre deviennent les coefficients de la fonction objectif et réciproquement [79].
- b) Le problème de maximisation devient un problème de minimisation.
- c) Les inégalités " \leq " deviennent des inégalités " \geq ".
- d) La matrice A se transforme en sa transposée.

IV.6.3. Algorithme Dual du Simplexe


En alternative à l'algorithme, dit primal, du Simplexe que l'on a présenté précédemment, on décrit ici l'algorithme dual du Simplexe. Ce dernier procède en se déplaçant d'une base réalisable du programme dual à une autre. Cet algorithme prend tout son intérêt lorsqu'on dispose d'une solution de base non réalisable dont tous les coûts réduits associés sont positifs ou nuls. Ce cas survient, par exemple, lorsqu'on a une solution optimale d'un problème linéaire qui devient non réalisable à la suite de l'adjonction de contraintes additionnelles.

Pour un tel problème, l'algorithme primal du Simplexe n'offre pas de résolution directe à partir de cette solution de base. Il faut en effet passer par la résolution d'un programme linéaire artificiel pour obtenir une première base réalisable. Dans les faits, il est possible de résoudre par l'algorithme du simplexe décrit précédemment le dual après avoir construit ce dernier. Cependant il est plus efficace de ne pas le construire explicitement et de faire les pivots en raisonnant sur le dual. Pour cela, l'algorithme précédent reste sensiblement identique. La différence se faisant sur le choix du pivot. En effet, dans l'algorithme du simplexe primal, on choisit d'abord la variable à faire entrer dans la base en fonction de son coût dans la fonction objectif. Ici, on choisit d'abord la variable à faire sortir de la base en fonction du membre droit de la contrainte à laquelle elle est associée, c'est-à-dire le coût de la variable d'écart associée dans le dual. Le choix de la variable à faire entrer étant alors dicté par la variable à faire sortir et le coût des variables hors-base dans la fonction objectif, soit les membres droits dans les contraintes du dual [80].

Formellement l'algorithme du dual simplexe s'écrit :

 **Etape 1 (Initialisation)**

Commencer avec une base duale réalisable **B**.

 **Etape 2 (Test d'optimalité)**

Si \mathbf{B} est une base réalisable pour le primal, c'est-à-dire si $a_b \geq 0$ alors on a une solution optimale. Cette solution s'obtient en posant les variables hors base égale à 0 et en lisant les valeurs des variables de base dans \mathbf{a} . En effet, à ce moment-là, \mathbf{B} est à la fois réalisable pour le dual et le primal. Sinon, on passe à l'étape 3.

 **Etape 3 (Changement de base par pivot)**

Choisir un s tel que $a_s < 0$. Deux cas peuvent se produire :

- 1. (Problème non admissible)** Si $A_s^j \geq 0$ pour toute variable j hors base, le problème n'a pas de solution admissible.
- 2. (Changement de base)** Sinon choisir la variable r qui maximise le rapport F_j / A_s^j pour tous les indices j tels que $A_s^j < 0$. Effectuer le pivotage avec A_s^r comme pivot et revenir à l'Etape 2.

En revanche, comme tous les coûts réduits sont non-négatifs, on a une solution de base réalisable du problème dual. L'algorithme dual Simplexe permet de résoudre le problème dual, sans pour autant l'explicitier, et en garantissant donc la résolution du problème linéaire posé dans ce cas particulier [80].

Dual du Simplexe est une méthode itérative pour résoudre un problème de programmation linéaire sous sa forme standard. À chaque itération nous avons une solution de base du problème qui n'est pas réalisable, sauf à la dernière itération de l'algorithme, et pour laquelle les coûts relatifs de toutes les variables sont non négatifs.

La Figure. IV.3 montre l'organigramme de l'algorithme de la méthode dual du Simplexe proposé pour une coordination optimale des relais de surintensité directionnelle [82].

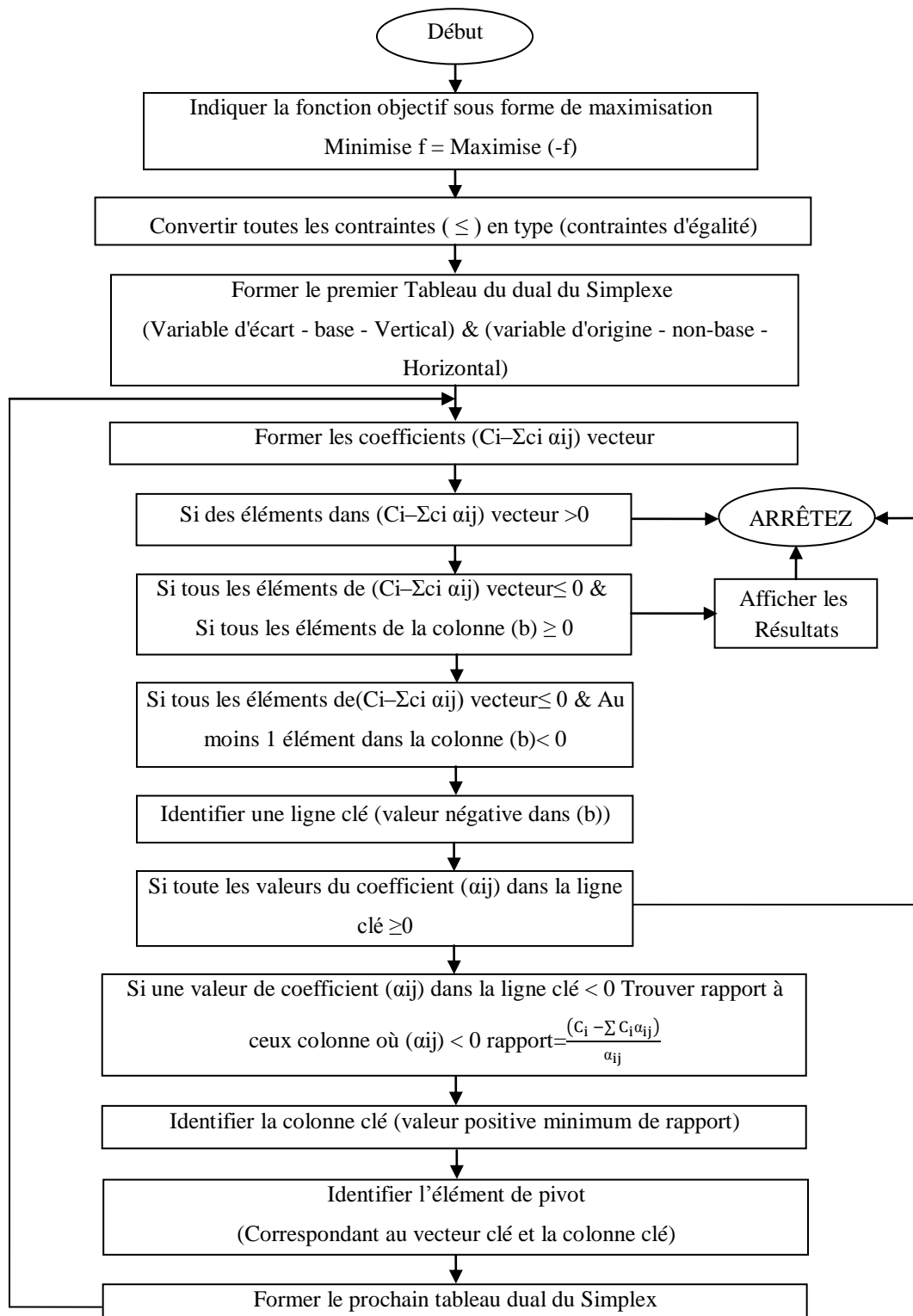


Figure. IV.2. Organigramme de l'algorithme de la méthode dual du Simplexe.

Avant de calculer les réglages des relais utilisant la méthode Dual du Simplexe basé sur la figure. IV.2, nous avons besoin de créer d'abord la fonction objectif du système et déterminer les contraintes.

Équation IV.4 donner dans le chapitre 2 est appelé une fonction objectif en programmation linéaire :

$$\min f = \sum_{i=1}^N T_{ij} \quad (IV.4)$$

Dans ce cas, la fonction objectif est la somme des temps de déclenchement totale pour le circuit.

La somme de tous les temps de fonctionnement des relais pour isoler les défauts à l'extrémité ou proche de jeux de barre également connu comme problème d'optimisation, où le temps de déclenchement total est besoin d'être minimum afin de résoudre le problème de la coordination dans le système d'alimentation.

Les valeurs optimales de **TDS** peut être réalisé en utilisant la méthode de programmation linéaire dual Simplexe est choisi.

L'objectif peut être atteint dans quelques-unes des contraintes suivantes :

✚ Critères de coordination

$$T_{bi,j} - T_{pi,j} \geq CTI \quad (IV.5)$$

✚ Bonds sur le temps de fonctionnement du relais

Le temps de déclenchement du relais primaire pour isoler le défaut doit être inférieur ou égale 200 ms est donner par la contrainst suivant :

$$T_{pi,j} \leq 0.2 \quad (IV.6)$$

✚ Bonds sur le TDS des relais

$$0.05 \leq TDS \leq 1.2 \quad (IV.7)$$

Dans ce problème de coordination, I_P pour tous les relais est supposé être fixe donc l'équation de temps de fonctionnement sera égale :

$$T_{i,j} = \alpha_i TDS_i \quad (IV.8)$$

$$\alpha_i = \frac{0.14}{\left(\frac{I_{f,i}}{I_p}\right)^{0.02} - 1} \quad (IV.9)$$

Le rapport $\left(\frac{I_{f,i}}{I_p}\right)$ est considérée variable dans le calcul à cause de l'angle d'amorçage de TCSC.

Ensuite, la fonction objectif devient :

$$\min f = \sum_{i=1}^N a_i \times TDS_i \quad (IV.10)$$

Les valeurs des α_i des relais à des emplacements différents de défaut sont prédéterminées.

Par conséquent, la valeur de TDS pour chaque relais doit être déterminée en utilisant la méthode choisie qui est dual Simplexe.

IV.6.4. Résultats de Simulation

Afin d'illustrer les effets d'insertions des TCSC dans le système de distribution sur les réglages des relais de surintensité, différents emplacements sont choisis pour l'installation du TCSC. A cet effet, les branches 8, 18, 22 et 25 sont choisies arbitrairement de manière à compenser. Le défaut triphasé appliqué au bus-9 présenté sur la figure. IV.3 représente la variation du courant de défaut à la branche 8 et la branche 7, respectivement en fonction d' α varie de 90° à 180° dans les modes inductifs et capacitifs.

Le réglage des relais est calculé en utilisant l'algorithme Dual du Simplex. Le calcul est effectué pour tous les valeurs d' I_P (0.5, 1 et 1.5) et ce chapitre donne les résultats de coordination par la méthode Duale du Simplex pour les valeurs d' I_P égal. Pour la méthode duale du Simplex, il est fait en utilisant la programmation par le logiciel MATLAB.

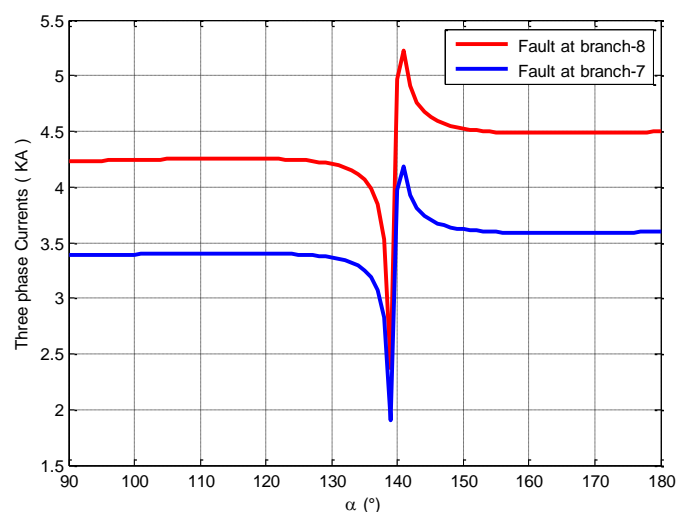


Figure. IV.3. La variation du courant de défaut à la branche 8 et la branche 7

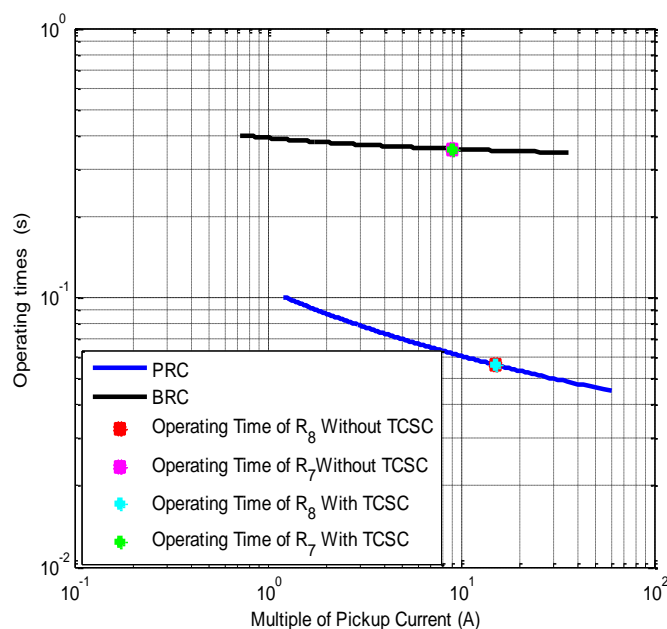


Figure. IV.4 Caractéristiques de Fonctionnement de **R8** et **R7** pour un défaut au JB-9 sans et avec **TCSC**

Les valeurs optimales des réglages du **TDS** de tous les relais obtenus, ont été conservées.

Nous avons sélectionné deux angles pour chaque mode. Enfin, la solution optimale de la fonction objectif a été choisie pour diverses études de cas. Le tableau. IV.3 montre les résultats optimaux des réglages du **TDS** pour ($I_p=0.5$), en présence de **TCSC** dans quatre emplacements dans le réseau de distribution de 33-**JB**. Ce tableau inclut le temps de la fonction objectif.

Tableau. IV.3 : Valeurs des paramètres du **TDS** de relais en présence du **TCSC** dans quatre endroits pour ($I_p = 0.5$)

Relays	Sans TCSC	Avec TCSC			
		mode Inductive		mode Capacitive	
		$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 135^\circ$	$\alpha = 136^\circ$	$\alpha = 180^\circ$
TDS_1	0.856481	0.947073	0.859045	0.833785	0.869656
TDS_2	0.598843	0.686431	0.601321	0.521626	0.611581
TDS_3	0.444915	0.543341	0.447699	0.754636	0.459228
TDS_4	0.425783	0.568856	0.429831	0.875994	0.446589
TDS_5	0.468498	0.576348	0.391043	0.454663	0.413381
TDS_6	0.409664	0.579904	0.331332	0.416673	0.361296
TDS_7	0.250424	0.443937	0.386974	0.537463	0.202211
TDS_8	0.326746	0.443133	0.359384	0.365980	0.220406

TDS_9	0.312602	0.378811	0.463192	0.369339	0.199218
TDS_10	0.336495	0.348705	0.229725	0.247782	0.185536
TDS_11	0.153556	0.155110	0.082337	0.278959	0.178564
TDS_12	0.229176	0.208021	0.173676	0.351442	0.211473
TDS_13	0.224733	0.223241	0.219143	0.299258	0.219067
TDS_14	0.111267	0.115804	0.126924	0.278128	0.111059
TDS_15	0.072966	0.075953	0.091827	0.218943	0.072343
TDS_16	0.220479	0.261579	0.254894	0.175159	0.167218
TDS_17	0.338899	0.526118	0.314277	0.100000	0.256220
TDS_18	1.134612	0.351699	0.179485	0.170682	0.814796
TDS_19	0.641385	0.240064	0.449386	0.314524	0.425919
TDS_20	0.315932	0.242206	1.180544	1.151114	0.256012
TDS_21	0.100000	0.100000	1.006137	0.805737	0.100000
TDS_22	0.858506	0.915802	0.218322	0.284764	0.861745
TDS_23	0.646702	0.718510	0.591770	0.557748	0.637474
TDS_24	0.668360	0.722074	0.939585	0.894855	0.658458
TDS_25	0.838045	0.474537	0.343860	0.388357	0.350849
TDS_26	0.550457	0.250007	0.250018	0.298849	0.252258
TDS_27	0.496246	0.346263	0.378621	0.413139	0.347410
TDS_28	0.302718	0.309740	0.371641	0.406110	0.310736
TDS_29	0.234173	0.245653	0.355408	0.345263	0.244821
TDS_30	0.224877	0.248281	0.494761	0.409606	0.244196
TDS_31	0.188385	0.276464	0.218847	0.212310	0.308628
TDS_32	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
Function Objective (sec)	25.592916	23.190542	22.03421	23.452467	18.634792

Selon la méthode proposée, les réglages optimisés des *TDS* pour $I_P = 1$ en absence et présence de TCSC dans quatre localisations sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau. IV.4 : Valeurs des réglages du *TDS* de relais en absence et présence du TCSC dans quatre endroits pour ($I_P = 1$)

Relays	Sans TCSC	Avec TCSC			
		mode Inductive		mode Capacitive	
		$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 135^\circ$	$\alpha = 136^\circ$	$\alpha = 180^\circ$
TDS_1	0.675663	0.713877	0.906880	0.795068	0.670406
TDS_2	0.453419	0.490181	0.675849	0.568286	0.448362
TDS_3	0.323825	0.365922	0.578532	0.455361	0.318034
TDS_4	0.318309	0.384181	0.716869	0.524133	0.309247
TDS_5	0.304144	0.398099	0.872617	0.597714	0.291219

TDS_6	0.274135	0.408575	1.087566	0.694206	0.255640
TDS_7	0.143893	0.295414	1.659088	0.999311	0.123048
TDS_8	0.183217	0.316659	0.327797	0.215941	0.153524
TDS_9	0.154617	0.278360	0.539662	0.455580	0.161653
TDS_10	0.263167	0.253144	0.369019	0.266921	0.113031
TDS_11	0.096253	0.081003	0.273008	0.125912	0.099085
TDS_12	0.136368	0.134657	0.113274	0.058184	0.136354
TDS_13	0.157917	0.161541	0.174476	0.162745	0.156935
TDS_14	0.071023	0.074874	0.114243	0.108495	0.070195
TDS_15	0.062127	0.065075	0.187581	0.128261	0.061512
TDS_16	0.166054	0.279866	0.069604	0.053686	0.155771
TDS_17	0.478715	0.935092	0.100000	0.100000	0.439360
TDS_18	0.596469	0.256085	0.142584	0.096295	0.424051
TDS_19	0.541619	0.173774	0.311974	0.291608	0.340930
TDS_20	0.260460	0.207555	0.160199	0.147827	0.229842
TDS_21	0.750357	0.320576	0.097756	0.071883	0.598877
TDS_22	0.238622	0.396417	0.276111	0.253339	0.254837
TDS_23	0.179890	0.243386	0.387377	0.385084	0.216386
TDS_24	0.426788	0.577642	0.498473	0.698029	0.454004
TDS_25	0.372167	0.202401	0.132755	0.159308	0.137460
TDS_26	0.555465	0.253616	0.271164	0.305617	0.255056
TDS_27	0.261937	0.197231	0.228549	0.268716	0.199023
TDS_28	0.163131	0.199918	0.274564	0.338563	0.203094
TDS_29	0.148502	0.218656	0.409133	0.421838	0.220710
TDS_30	0.223147	0.274688	0.180425	0.194254	0.321115
TDS_31	0.186814	0.148401	0.133614	0.196847	0.147084
TDS_32	0.615710	0.398810	0.230046	0.247677	0.234190
Function Objective	19.6795	18.0116	29.0251	23.2147	13.8588

Tableau. IV.5: Valeurs optimal des réglages du *TDS* de relais en absence et présence du TCSC dans quatre endroits pour ($I_p = 1.5$)

Relays	Sans TCSC	Avec TCSC			
		mode Inductive		mode Capacitive	
		$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 135^\circ$	$\alpha = 136^\circ$	$\alpha = 180^\circ$
TDS_1	0.566134	0.592502	0.604946	0.615622	0.562146
TDS_2	0.364979	0.390254	0.402183	0.412416	0.361157
TDS_3	0.247443	0.276801	0.290657	0.302543	0.243003
TDS_4	0.241288	0.290036	0.313043	0.332779	0.233916
TDS_5	0.233289	0.306956	0.341724	0.371550	0.222147
TDS_6	0.209807	0.321046	0.373547	0.418584	0.192983
TDS_7	0.093630	0.220908	0.280979	0.332510	0.074380

TDS_8	0.132542	0.257698	0.269884	0.149993	0.095327
TDS_9	0.111903	0.237382	0.517626	0.390374	0.095022
TDS_10	0.220483	0.225568	0.371287	0.214914	0.080341
TDS_11	0.068418	0.071510	0.315226	0.082666	0.067769
TDS_12	0.143277	0.107475	0.077020	0.131478	0.129410
TDS_13	0.260217	0.164274	0.135067	0.255562	0.218216
TDS_14	0.290579	0.118632	0.076499	0.352073	0.216095
TDS_15	0.391352	0.368492	0.143392	0.299766	0.263123
TDS_16	0.419997	0.445950	0.402848	0.187754	0.411859
TDS_17	0.667896	0.343585	1.126543	0.100000	0.905193
TDS_18	0.590607	0.238310	0.082711	0.086751	0.632965
TDS_19	0.259563	0.142387	0.067500	0.083712	0.302360
TDS_20	0.170837	0.104427	0.254677	0.250069	0.182456
TDS_21	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
TDS_22	0.324401	0.382737	0.032381	0.068875	0.330583
TDS_23	0.165897	0.185576	0.124993	0.116067	0.163716
TDS_24	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
TDS_25	0.501494	0.254038	0.184911	0.197900	0.188210
TDS_26	0.289055	0.099742	0.096841	0.116985	0.100570
TDS_27	0.286437	0.187159	0.205889	0.217728	0.186806
TDS_28	0.151942	0.158787	0.197509	0.216280	0.158109
TDS_29	0.109846	0.121654	0.199887	0.191226	0.119405
TDS_30	0.114245	0.145124	0.385247	0.302908	0.137594
TDS_31	0.127834	0.221167	0.162585	0.154748	0.253879
TDS_32	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
Function Objective	20.549897	18.086975	19.902489	20.671296	16.013794

IV.6.5. Interprétation des Résultats

Les temps de fonctionnement des relais pour chaque relais doit être supérieure à **100 ms** et aussi la valeur minimal de **TDS** pour le relais fonctionner pour un défaut minimale doit être supérieure ou égale à **0.05**. Si la valeur est moindre, il peut causer le relais à être déclenché. Pour la coordination de relais, tous les relais doivent opérer dans l'intervalle de plus de **300ms** entre eux.

Le tableau. IV.6 présent la somme des temps de déclenchement de relais à maximum de courant sans et avec le système de compensation **TCSC** pour les trois valeurs d' I_p .

Tableau. IV.6: Comparaison des valeurs optimales de la fonction objectif

Function Objective (sec)				
Sans TCSC	$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 135^\circ$	$\alpha = 136^\circ$	$\alpha = 180^\circ$

$I_P=0.5$	25.5929	23.1905	22.0342	23.4524	18.6347
$I_P=1$	19.6795	18.0116	29.0251	23.2147	13.8588
$I_P=1.5$	20.5498	18.0869	19.9024	20.6712	16.0137

Selon ces résultats, dans le tableau de comparaison sous dessus nous montre que le temps total de la fonction objectif trouvé reste proche pour les trois valeurs de I_P ce qui reflète la robustesse de l'algorithme Dual Simplexe, et pour $I_P=1$ est meilleure comparativement aux autres valeurs pour une coordination optimal en présence de système de compensation séries TCSC dans un réseau de distribution.

IV.7. Réglage Optimal des Relais à Maximum de Courant Directionnel à l'aide de l'Optimisation par Essaim de Particules (OEP)

Etant donné un espace de recherche et une fonction sur cet espace dont on cherche l'optimum, le principe de base consiste à définir un ensemble de particules (l'essaim) par des positions et vitesses initiales. L'essaim va ensuite évoluer selon un processus raisonnement-décision à chaque pas de temps, qui, informellement, est le suivant, du point de vue de la particule :

1. mémoriser sa meilleure position jamais trouvée (meilleure position atteinte).
2. demander à chacun de ses voisins leurs meilleures positions.
3. considérer la meilleure d'entre elles.
4. combiner les trois tendances : sa propension à suivre son propre chemin (attitude "volontariste"), sa tendance "conservatrice" (revenir vers sa meilleure position) et sa tendance "suiviste" (aller vers son meilleur voisin) pour définir sa nouvelle vitesse/direction de déplacement.

5. effectuer ce déplacement.

La formulation mathématique de ce comportement est la suivante :

$$v(t+1) = \lambda_1 v(t) + \lambda_2 (p_i(t) - x(t)) + \lambda_3 (p_g(t) - x(t)) \quad (\text{IV.11})$$

$$x(t+1) = x(t) + v(t+1) \quad (\text{IV.12})$$

Où t est le temps, x la position (multi dimensionnelle) de la particule, v sa vitesse, p_i sa meilleure position atteinte, p_g la meilleure des meilleures positions atteintes dans son voisinage et λ_1 , λ_2 , λ_3 les coefficients de confiance pondérant les trois directions possibles (volontariste, conservatrice, suiviste).

Dans presque toutes les applications, les coefficients λ_2 et λ_3 sont choisis à chaque pas de temps au hasard dans un intervalle donné. On voit tout de suite que d'innombrables

variantes sont possibles, y compris la possibilité de jouer sur la taille et la définition des voisinages, ou la taille de l'essaim.

Les équations du mouvement sont valables quel que soit l'espace de recherche, pour peu que l'on sache définir les opérateurs nécessaires :

-différence de deux positions (déplacement assimilable à une vitesse, le temps étant discrétisé).

-combinaison linéaire de deux vitesses.

-addition d'une position et d'une vitesse.

Concernant la fonction à optimiser, la seule contrainte est que l'on puisse comparer les valeurs qu'elle prend en deux points quelconques de l'espace de recherche, conformément à la structure algébrique de treillis, qui garantit certaines propriétés de convergence [83].

IV.7.1. Concept de Base de l'OEP

Le principe de l'OEP développé par **Eberhart** et **Kennedy** [84] se base sur le comportement des flocages d'oiseaux ou de la scolarisation de poisson au milieu des années 1990. Ainsi, l'OEP a été fondamentalement développé à travers la simulation du comportement des nuées d'oiseaux dans l'espace bidimensionnel. La position de chaque agent est représentée par ses coordonnées suivant les deux axes **XY** auxquels on associe les vitesses exprimée par \mathbf{v}_x (vitesse suivant l'axe **X**) et \mathbf{v}_y (vitesse suivant l'axe **Y**). La modification du comportement de chaque agent se base sur les informations de position et de vitesse.

A chaque itération l'agent procède via une fonction objective à l'évaluation de sa meilleure valeur jusque là (\mathbf{p}^{best}) et sa position suivant les deux axes **XY**.

Cette information est obtenue à partir de l'analyse des expériences personnelles de chaque agent. En plus, chaque agent connaît la meilleure valeur globale du groupe (\mathbf{g}^{best}) parmi les \mathbf{p}^{best} s. Cette information représente la valeur autour de laquelle d'autres agents sont performants. Ainsi, chaque agent essaye de modifier sa position en se basant sur les informations suivantes :

- position courante(\mathbf{x}, \mathbf{y}),
- vitesse courante ($\mathbf{v}_x, \mathbf{v}_y$),
- distance entre la position courante et \mathbf{p}^{best}
- distance entre la position courante et \mathbf{g}^{best}

Cette modification peut être représentée par le concept de vitesse. La vitesse modifiée de chaque agent s'écrira de la manière suivante [85]:

$$v_i^{k+1} = w \times v_i^k + c_1 \times r_1 \times (p^{best} - s_i^k) + c_2 \times r_2 \times (g^{best}_i - s_i^k) \quad (IV.13)$$

Où:

v_i^k : Vitesse de l'agent i à l'instant K

w : Fonction de pondération

c_1, c_2 : Facteurs pondération [0, 2.5]

r_1, r_2 : Nombres aléatoires [0, 1]

p^{best}_i : P^{best} de l'agent i

g^{best}_i : G^{best} de groupe

s_i^k : Position courante de l'agent i à l'instant K

La fonction de pondération habituellement utilisée dans l'équation (IV.14) est la suivante:

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} \times iter \quad (IV.14)$$

Où:

w_{max} : Poids initial,

w_{min} : Poids final,

Iter max: Nombre maximum d'itération,

iter : Nombre courant d'itération.

La partie de droite de l'équation (IV.13) comprend trois termes (vecteurs). Le premier terme représente la vitesse précédente de l'agent. Le second terme ainsi que le troisième sont utilisés pour modifier la vitesse de l'agent [85].

Le modèle utilisé dans l'équation (IV.14) est appelé approche poids inertie «Inertia Weights Approach (IWA)». La position courante (cherchant le point dans l'espace de solution) est modifiée suivant l'équation ci-dessous :

$$s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1} \quad (IV.15)$$

La Figure. IV.5 montre le concept de modification d'un point de recherche par l'OEP alors que la Figure. IV.6 illustre un concept de recherche avec des agents dans un espace de solution. Chaque agent change sa position courante en moyennant l'intégration des vecteurs comme présentés dans la Figure. IV.6 [85][86].

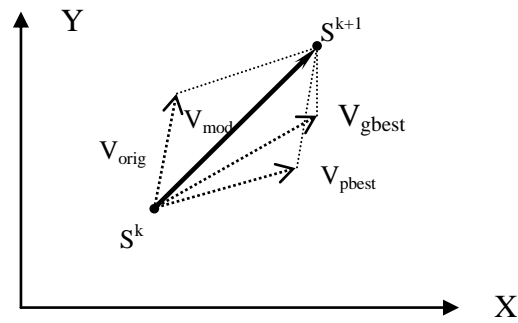


Figure. IV.5. Concept de modification d'un point de recherche par l'OEP.

Où:

S^k : Position courante de l'agent.

S_i^{k+1} : Position modifiée de l'agent.

V_i^k : Vitesse courante de l'agent.

V_i^{k+1} : Vitesse modifiée de l'agent.

V_p^{best} : Vitesse de l'agent basée sur la position p^{best} .

V_g^{best} : Vitesse de l'agent basée sur la position g^{best} choisi parmi toutes les meilleures positions des agents de la population.

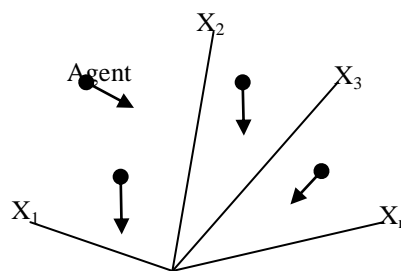


Figure. IV.6. Concept de recherche avec des agents dans l'espace de solution de l'OEP.

IV.7.2. Algorithme d'OEP

Les concepts de l'OEP présentés dans les sections précédentes nous permettent de construire l'algorithme suivant la figure. IV. 7 [85]:

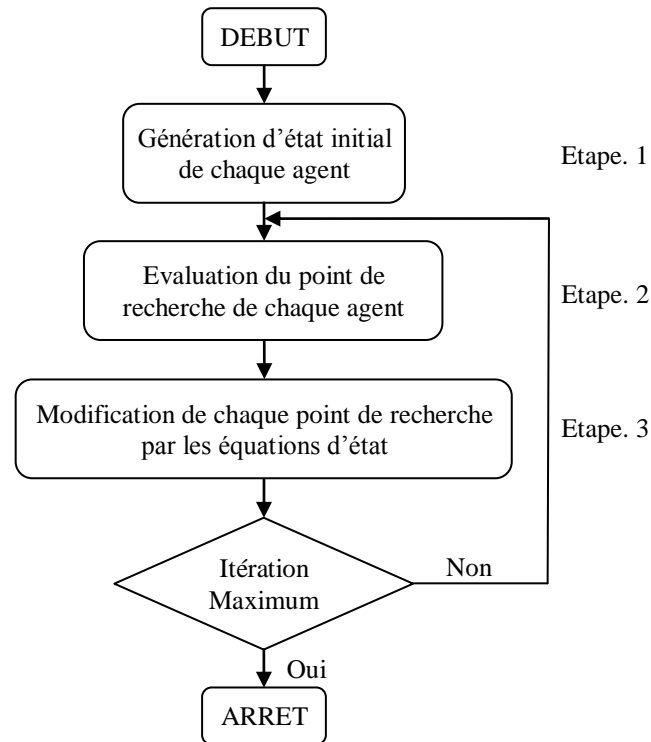


Figure. IV.7. Organigramme général de l'OEP

✚ Etape1: Génération d'état initial de chaque agent

Les points de recherche initiaux, position S_i^0 et vitesse V_i^0 de chaque agent sont produits aléatoirement. Pour chaque agent le point de recherche courant est placé à p^{best} .

$$S_j^0 = [S_{j,1}^0 + S_{j,m}^0] \text{ pour } |S_K^{\min}, S_K^{\max}| \quad (\text{IV.16})$$

$$V_j^0 = [V_{j,1}^0 + V_{j,m}^0] \text{ pour } |-V_K^{\max}, V_K^{\max}| \quad (\text{IV.17})$$

$$j=1, \dots, n$$

$$V_K^{\max} = \frac{S_K^{\max} + S_K^{\min}}{N} \quad (\text{IV.18})$$

Où:

n: nombre de positions et de vitesses générées aléatoirement.

N: nombre choisi d'intervalles dans la $k^{\text{ième}}$ dimension.

m: nombre de variables

✚ Etape2: Evaluation du point de recherche de chaque agent

Les points de recherche courants sont évalués au moyen de la fonction objective relative au système d'étude. Si la valeur d'un agent est meilleure que son p^{best} courant, p^{best} prend cette nouvelle valeur. Si la meilleure valeur de p^{best} est meilleure que g^{best} courant, g^{best}

est remplacé par cette meilleure valeur et l'agent qui correspond à cette meilleure valeur est ainsi stocké.

✚ Etape3: Modification du point de recherche.

La modification du point de recherche se fait en moyennant les équations (IV.13), (IV.14) et (IV.15).

✚ Etape4: Critère d'arrêt.

La procédure de recherche est arrêtée lorsque le nombre courant d'itération devient égal à la valeur maximale d'itérations préalablement déterminée. Dans ce cas de figure, la dernière valeur g^{best} peut être considérée comme solution. Dans l'autre cas, la recherche continue en revenant à l'étape 2.

L'algorithme standard d'OEP est une étude sur une population de particules. Les particules volent librement dans l'espace de n dimensions domaine que l'espace est la fonction qui doit être optimisée. L'état de chaque particule est représentée par sa position (x_i) et de la vitesse (v_i). Tout d'abord, les paramètres TDS et I_p sont générées aléatoirement dans des valeurs discrètes, et la valeur initiale de la vitesse est sélectionnée. Ensuite, TDS et I_p sont évalués selon la fonction objective où meilleure position globale (g^{best}) et la meilleure forme (p^{best}) de chaque particule sont calculées. Ensuite, les valeurs de vitesse et de position sont mises à jour au début de la boucle. Les contraintes de TDS et I_p sont appliquées et la fonction objectif est calculé. Si OEP atteint la meilleure solution, les valeurs de g^{best} et p^{best} sont mis à jour et cette opération est poursuivie jusqu'à ce que la contrainte d'itération soit satisfaite [85][87][88].

L'optimisation par essaim de particules (OEP) présente un fort potentiel d'application pratique, mais le choix des paramètres reste l'un des problèmes de l'optimisation par OEP et de toutes les méta-heuristiques, c'est très difficile de trouver les bons paramètres adaptés à la structure du problème.

IV.7.3. Résultats de Simulation

Les résultats optimaux de coordination du réseau test sont donnés par les tableaux. IV.7, IV.8 et IV.9. Le réglage du TDS et I_p de chaque relais est déterminé par la méthode OEP.

Table. IV. 7 montre les résultats optimaux de TDS sans et avec le système TCSC dans quatre endroits dans le système de distribution.

Tableau. IV.7. Réglage optimal de *TDS* des relais par la méthode OEP

Relays	Valeurs des <i>TDS</i>				
	Sans TCSC	Avec TCSC			
		mode Inductive		mode Capacitive	
		$\alpha=90^\circ$	$\alpha=135^\circ$	$\alpha=136^\circ$	$\alpha=180^\circ$
R ₁	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000
R ₂	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500
R ₃	0.3400	0.3400	0.3400	0.3400	0.3400
R ₄	0.3300	0.3300	0.3300	0.3300	0.3300
R ₅	0.3400	0.3400	0.3400	0.3400	0.3400
R ₆	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500
R ₇	0.2700	0.2700	0.2700	0.2700	0.2700
R ₈	0.2400	0.1700	0.0500	0.1200	0.3300
R ₉	0.3100	0.5700	0.3800	0.4100	0.3100
R ₁₀	0.4600	0.4800	0.5700	0.5100	0.4500
R ₁₁	0.4200	0.4400	0.5200	0.4500	0.4200
R ₁₂	0.3000	0.3200	0.4000	0.3300	0.3100
R ₁₃	0.3400	0.3600	0.4500	0.3900	0.3400
R ₁₄	0.3700	0.3300	0.4100	0.3300	0.3100
R ₁₅	0.3600	0.3800	0.4500	0.3700	0.3600
R ₁₆	0.3000	0.3100	0.3900	0.3100	0.2900
R ₁₇	0.3200	0.3700	0.4500	0.3700	0.3500
R ₁₈	0.4000	0.2400	0.0700	0.0800	0.4000
R ₁₉	0.2600	0.2200	0.1700	0.1700	0.2700
R ₂₀	0.3500	0.3300	0.3700	0.3500	0.2600
R ₂₁	0.3200	0.3100	0.3300	0.3000	0.3000
R ₂₂	0.3300	0.2400	0.0900	0.0900	0.3400
R ₂₃	0.2900	0.2500	0.0500	0.0500	0.3000
R ₂₄	0.2800	0.3000	0.3200	0.3100	0.2800
R ₂₅	0.4300	0.3900	0.2600	0.2700	0.4300
R ₂₆	0.4400	0.4400	0.3800	0.4400	0.4400
R ₂₇	0.3200	0.3200	0.2600	0.3000	0.3300
R ₂₈	0.3300	0.3200	0.2700	0.3500	0.3300
R ₂₉	0.3400	0.3400	0.3700	0.3100	0.3400
R ₃₀	0.2600	0.2600	0.2800	0.2300	0.2600
R ₃₁	0.3300	0.3300	0.3500	0.3000	0.3300
R ₃₂	0.4200	0.4200	0.4400	0.4000	0.4200

Tableau. IV.8 donné et comparé les résultats optimaux de réglage d' I_p sans et avec TCSC.

Tableau. IV.8. les valeurs optimales d' I_p des relais.

Relays	Valeur des I_p				
	Sans TCSC	Avec TCSC			
		Inductive mode		Capacitive mode	
		$\alpha=90^\circ$	$\alpha=135^\circ$	$\alpha=136^\circ$	$\alpha=180^\circ$
R ₁	0.7300	0.7300	0.7300	0.7300	0.7300

R ₂	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500
R ₃	1.0400	1.0400	1.0400	1.0400	1.0400
R ₄	0.8100	0.8100	0.8100	0.8100	0.8100
R ₅	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500
R ₆	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500
R ₇	1.0700	1.0700	1.0700	1.0700	1.0700
R ₈	1.0100	1.0800	1.0100	0.3600	0.3700
R ₉	0.3600	0.3600	0.3800	0.3400	0.3800
R ₁₀	0.5200	0.5200	0.5400	0.5300	0.5600
R ₁₁	0.5600	0.5300	0.5400	0.5400	0.5400
R ₁₂	0.5400	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100
R ₁₃	0.5600	0.5500	0.5500	0.5100	0.5300
R ₁₄	0.5200	1.0500	1.0600	1.1400	1.0800
R ₁₅	0.5300	0.5000	0.5600	0.5600	0.5100
R ₁₆	0.5000	0.5300	0.5100	0.5100	0.5500
R ₁₇	0.8300	0.5300	0.5400	0.5600	0.5400
R ₁₈	1.2200	1.2300	1.2400	1.1100	1.1500
R ₁₉	1.0300	0.9500	0.9600	1.0400	1.0400
R ₂₀	0.5000	0.5200	0.5600	0.5700	0.5200
R ₂₁	0.5500	0.5100	0.5200	0.5500	0.5300
R ₂₂	0.9800	1.0300	1.0600	0.9800	0.9400
R ₂₃	1.0200	1.0200	0.9600	0.9500	1.0300
R ₂₄	1.0100	0.9800	0.9600	1.0700	1.0400
R ₂₅	0.5200	0.5300	0.5600	0.5400	0.5600
R ₂₆	0.5500	0.5200	0.5400	0.5200	0.5500
R ₂₇	0.5700	0.5100	0.5100	0.5700	0.5100
R ₂₈	0.5200	0.5600	0.5300	0.5300	0.5200
R ₂₉	0.7200	0.7400	0.6800	0.7100	0.7100
R ₃₀	1.5600	1.6000	1.5700	1.6300	1.5500
R ₃₁	1.0900	1.1300	1.1300	1.1400	1.0900
R ₃₂	0.5100	0.5200	0.5000	0.5000	0.5100

Aussi le temps de coordination des relais *CTI* entre les relais primaires et backup est satisfait. Cette relation peut être présentée dans le tableau comme suit :

Tableau. IV.9. CTI optimisé par la méthode OEP.

P/B		Sans TCSC	Coordination Time Interval (CTI) (sec)			
			$\alpha=90^\circ$	$\alpha=135^\circ$	$\alpha=136^\circ$	$\alpha=180^\circ$
R ₃₂	R ₃₁	0.3206	0.3002	0.3199	0.2991	0.3009
R ₃₁	R ₃₀	0.2999	0.3009	0.3522	0.3002	0.3012

R ₃₀	R ₂₉	0.3011	0.2994	0.2994	0.3222	0.3017
R ₂₉	R ₂₈	0.3008	0.3174	0.2991	0.3003	0.3182
R ₂₈	R ₂₇	0.3007	0.3008	0.3009	0.3002	0.3223
R ₂₇	R ₂₆	0.3005	0.3010	0.3282	0.3010	0.2990
R ₂₆	R ₂₅	0.3115	0.3015	0.3004	0.3001	0.2995
R ₂₅	R ₅	0.3022	0.3017	0.2998	0.3172	0.2990
R ₂₄	R ₂₃	0.3002	0.2998	0.2994	0.2998	0.3007
R ₂₃	R ₂₂	0.3001	0.3005	0.2996	0.3508	0.2999
R ₂₂	R ₂	0.3159	0.3003	0.3010	0.3009	0.3007
R ₂₁	R ₂₀	0.2996	0.3184	0.3017	0.2992	0.2998
R ₂₀	R ₁₉	0.3011	0.3004	0.3002	0.3002	0.3011
R ₁₉	R ₁₈	0.2999	0.3003	0.3002	0.3015	0.2996
R ₁₈	R ₁	0.2994	0.2995	0.3652	0.3655	0.3005
R ₁₇	R ₁₆	0.3021	0.3014	0.3367	0.3686	0.3383
R ₁₆	R ₁₅	0.3877	0.3036	0.4547	0.3590	0.3036
R ₁₅	R ₁₄	0.2991	0.3011	0.3476	0.2998	0.3597
R ₁₄	R ₁₃	0.3011	0.2991	0.3187	0.3001	0.2996
R ₁₃	R ₁₂	0.3001	0.2999	0.3298	0.2994	0.2993
R ₁₂	R ₁₁	0.3002	0.3002	0.3042	0.2995	0.3373
R ₁₁	R ₁₀	0.2994	0.2991	0.2999	0.3008	0.3005
R ₁₀	R ₉	0.3033	0.3016	0.2990	0.3015	0.3215
R ₉	R ₈	0.3003	0.3000	0.3025	0.3001	0.3005
R ₈	R ₇	0.3036	0.2997	0.3011	0.2998	0.3001
R ₇	R ₆	0.3003	0.3003	0.3003	0.3003	0.3003
R ₆	R ₅	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184
R ₅	R ₄	0.3005	0.3005	0.3005	0.3005	0.3005
R ₄	R ₃	0.2994	0.2994	0.2994	0.2994	0.2994
R ₃	R ₂	0.2997	0.2997	0.2997	0.2997	0.2997
R ₂	R ₁	0.3002	0.3002	0.3002	0.3002	0.3002

IV.8. Interprétation des Résultats

Les résultats obtenus par l'OEP sont très satisfaisants et confirment bien les performances de la méthode ; sa simplicité d'implémentation lui donne un avantage conséquent.

Le tableau IV.9 indique clairement que le critère principal de coordination est satisfait pour tous les paires de relais.

D'après les résultats obtenus par les deux méthodes on constate que le réglage de *TDS* de tous les relais est inférieur à **1.2** et supérieur à **0.05**, donc critère satisfait

Les tableaux IV.6, IV.6 et IV.8 montrent les réglages optimaux de coordination pour les paires des relais sélectionné pour l'algorithme **OEP**.

Le relais primaire pour la paire sélectionnée est le Relais3 et le relais backup est le relais2. Pour cette paire de relais, un défaut triphasé a été simulé dans la zone de relais3. Les deux relais mesurent **19220.6A**, pour le défaut. Pour la méthode Dual du Simplexe, Relais3 fonctionne à $TDS_3=0.323825$ pour $I_p=1$ et le relais2 fonctionne pour $TDS_2=0.453419$.

Pour le même défaut et par l'optimisation par la méthode **OEP**, le réglage de $TDS_3=0.3400$ et TDS_2 est égale **0.3500**, le réglage de seul de courant optimisée pour les deux relais respectivement donnée $I_{P3}=1.0400$ et $I_{P2}=0.75$.

Les deux relais fonctionnés correctement avec un **CTI** égale **0.2997** secondes qui est au-dessous de l'intervalle de temps de coordination de **0,3** secondes.

Pour la même paire de relais dans le cas en présence de **TCSC** et l'angle d'amorçage égale 90° (mode inductive), les deux relais mesurent **15700A**, pour le défaut. Pour la méthode Dual du Simplexe, Relais3 fonctionne à $TDS_3=0.365922$ pour $I_p=1$ et le relais2 fonctionne pour $TDS_2=0.490181$.

Pour le même défaut et par l'optimisation par la méthode **OEP**, le réglage de $TDS_3=0.3400$ et $TDS_2=0.3500$, le réglage de seul de courant optimisée pour les deux relais respectivement donnée $I_{P3}=1.0400$ et $I_{P2}=0.75$.

Les deux relais fonctionnés correctement avec un **CTI** égale **0.2997** secondes qui est au-dessous de l'intervalle de temps de coordination de **0,3** secondes.

La paire de relais Relais9 et Relais8 fonctionne en $TDS_9=0.154617$ et le relais8 fonctionne en $TDS_8=0.183217$ pour isoler le défaut au **JB-10** de valeur 6987A avant la compensation. En présence de **TCSC** la valeur de défaut mesuré par les deux relais pour l'angle alpha (90°) égale **4541.3A**, les réglages $TDS_9=0.278360$ et $TDS_8=0.316659$.

Pour le même défaut en présence de **TCSC** et pour alpha égale (90°), l'optimisation par la méthode **OEP**, le réglage optimisée de $TDS_9=0.5700$ et TDS_8 est égale **0.1700**, la déférence $I_{P9}=0.3600$ et $I_{P8}=1.0800$

Les deux relais fonctionnés correctement avec un **CTI** égale **0.3000** secondes qui est l'intervalle de temps de coordination de **0,3** secondes.

IV.9. Comparaison Entre les deux Méthodes

Ce test est dédié à représenter l'efficacité de notre algorithmes lorsque la fonction objectif est linéaire, soit non linéaire, Le tableau de comparaison Ci-dessous. Nous montre la

comparaison entre la Programmation Linéaire Dual Simplexe et l'Optimisation Essaim de Particules.

Tableau. IV.10: Comparaison entre les méthodes

Méthode	PLDS	OEP
Fonction objectif	$\min f = \sum_{i=1}^N a_i \times TDS_i$	$\min f = \sum_{i=1}^N w \times T_i$
type de Réseau étudié	-Radial -Interconnecter -Mailler (multi boucles)	-Radial -Interconnecter -Mailler (multi boucles)
relais	Non linéaire	Non linéaire
variable inconnu	-seulement I_p -seulement TDS (traditionnel)	-Discrète I_p et Discrète TDS
Avantages	- Moins Nombre d'itérations - Simple - Temps de simulation réduit - Travailler à la faisabilité et l'optimalité simultanément - Beaucoup de travail est enregistré	- Meilleure que PL dans les évaluations de fonction - L'optimisation par essaim de particules est un algorithme très simple qui être semble efficace pour l'optimisation d'une large fonction objective pour grand nombre des relais.
Inconvénients	- difficulté dans la résolution de problèmes d'optimisation très discrète	- Un grand nombre d'itérations - Temps de simulation important - a pour calculer p^{best} et g^{best}

En regardant le tableau IV.10, il observé que la méthode de programmation linéaire Dual du simplexe a plus d'avantages que ses inconvénients. Il est également plusieurs avantages par rapport à d'autres méthodes. L'optimisation par essaim de particules est un algorithme très simple qui être semble efficace pour l'optimisation d'une large fonction objective pour grand nombre des relais. Ainsi, la méthode Dual du Simplexe est choisie pour ce problème.

IV.10. Conclusion

Dans ce travail, nous avons présenté et mis en œuvre deux méthodes de résolution d'un problème de coordination des relais à maximum de courant directionnel dans un réseau de distribution compensé par un système **FACTS** séries à savoir : la méthode Dual du Simplexe, et l'**OEP**. L'étude numérique comparative que nous avons effectuée sur les deux méthodes en question, nous a donné des résultats importants.

Dans ce chapitre, nous avons proposé une solution pour le problème de coordination des relais à maximum de courant directionnel dans un réseau de distribution. Comme le réseau peu compensé par un système **FACTS**, les méthodes proposées donnent des solutions raisonnables dans les deux cas sans et avec compensateur statique.

Le chapitre présente les résultats de simulation pour montrer l'étendue de la détérioration d'un compensateur série **TCSC** peut infliger à un relais de surintensité.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Ces dernières années on vu que le développement récent des dispositifs **FACTS** a ouvert des nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Cependant l'insertion de ces dispositifs sur le réseau électrique n'est pas sans conséquences sur les autres équipements ; notamment sur les systèmes de protection. Le problème de l'impact des dispositifs **FACTS** sur la protection à maximum de courant est par conséquent devenu un des grands défis de la distribution électrique.

Sur la base de ce constat, nous nous sommes intéressés dans ce mémoire à étudier la problématique de l'intégration des systèmes **FACTS** série (**TCSC**) sur les performances des relais à maximum de courant dans un système de distribution d'énergie électrique. Notre travail s'est porté plus particulièrement sur l'étude de L'impact de système **TCSC** sur les calcules des courants de court-circuit, et aussi sur les systèmes de protection et plus spécialement le problème que pose la coordination entre les relais à maximum de courant directionnel. Nous avons d'abord dans un premier temps étudié les problèmes induits par l'intégration des systèmes **FACTS** type sériés sur le courant mesuré et le temps de déclenchement des relais de protection à maximum de courant directionnel.

Dans un deuxième temps, nous avons proposé une solution basée sur l'application de deux algorithmes d'optimisation à savoir la programmation linéaire **Dual du Simplexe** et la programmation non linéaire **OEP (Optimisation par Essaim de Particules)** pour résoudre le problème de la coordination entre les relais de protection à maximum de courant directionnel dans un réseau de distribution **33 JB** en présence d'un multi système **FACTS** de type séries **TCSC** fonctionnant en deux modes d'opération installés dans quatre zones dans le système de distribution. Les résultats de simulation pour montrent l'étendue de l'impact que peut avoir l'insertion d'un compensateur série **TCSC** sur le temps et la coordination des relais de surintensité.

Perspectives

Comme, il reste encore beaucoup de voies à explorer dans le domaine des effets des systèmes **FACTS** sur les systèmes de protection électrique, nous pensons que dans un future proche il serait intéressant de poursuivre une étude plus approfondie sur les trois thématiques suivantes :

- Tester la méthode proposée pour la synthèse de l'impact de d'autres dispositifs tels que le **SVC**, **STATCOM** et **UPFC**, sur les paramètres de réglage optimal des relais de surintensité
- Vérifier la robustesse des relais pour les grandes perturbations qui font appel aux modèles non linéaires
- Appliquer ces techniques pour l'optimisation multi-objective simultanée des **FACTS** et de leurs localisations en considérant les critères tels la minimisation du temps de réponse et du coût de l'installation des **FACTS**.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Loi lei lai. “Power system restructuring and deregulation”, IEEE Press, A John Wiley & Sons, 2001
- [2] K. R. Padiyar. “ Investigation on strong resonance in multimachine power systems with STATCOM supplementary modulation controller ”. IEEE, transaction on power systems, vol. 21, N°2, May 2006.
- [3] G. Chicco, M. Molinas. “ Study of the transient stability margin in a wind system with STATCOM”. The sixth world energy system conference, Torino, Italy, July 2006.
- [4] R. Mohan Mathur, Rajiv K. Varma. “ Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission system”, IEEE Press, A John Wiley & Sons, INC. Publication, 2002.
- [5] N. G. Hingirani. “ FACTS technology and opportunities”, IEE FACTS Colloquium, pp. 1-10, 1994.
- [6] N. G. Hingorani; L. Gyugyi. “Understanding FACTS concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”. IEEE Press, New York - USA, 2000.
- [7] S. Sankara Subramanian. “Effects of Flexible AC Transmission System (FACTS) on the Performance of Distance Protection Relays”. Staffordshire University, Thèse de Master Philosophie, Septembre 2010.
- [8] J. John, Paserba. “How FACTS Controllers benefit AC Transmission systems”. Mitsubishi Electric Power Products, Inc., Warrendale, Pennsylvania, USA
- [9] M. Crappe. “L’exploitation des réseaux électriques avec l’électronique de puissance ”, ISBN 2-7462-1198-X, Lavoisier, 2006.
- [10] K. R. Padiyar. “ FACTS controllers in power transmission and distribution ”, new age international publisher, 2007.
- [11] Xiao-ping zhang, Christian rehtanz, Bikash pal, Livre. “Flexible AC Transmission Systems: Modeling and Control”. Verlag Berlin Heidelberg-Germany: Library of Congress Control Number: 2005936513-Springer, 2006.
- [12] G. Glanzmann. “ Flexible Alternating Current Transmission Systems”, EEH - Power Systems Laboratory, 14. January 2005.
- [13] M. Zellagui. “ Impact des Systèmes FACTS sur les Performances des Systèmes de Protection Appliqués au Réseaux de Transport Electrique en Algérie”. Université de Batna, Thèses de Doctorant Juin 2014.

- [14] S. S. Reddy, M. S. Kumari and M. Sydulu. "Congestion Management in Deregulated Power System by Optimal Choice and Allocation of FACTS Controllers Using Multi-Objective Genetic Algorithm". *Journal of Electrical Engineering & Technology* Vol. 4, No. 4, pp.467~475, 2009.
- [15] P. K. Tiwari, Y. R. Sood. "An Efficient Approach for Optimal Placement of TCSC in Double Auction Power Market". *International Journal of Electronics and Electrical Engineering (IJEEE)*. Pp321-326. 2012.
- [16] N. K. Easwaramoorthy, R. Dhanasekaran. "Solution of Optimal Power Flow Problem Incorporating Various FACTS Devices". *International Journal of Computer Applications (0975-8887)*. Pp 38-44. Volume 55- No.4, October 2012.
- [17] Y. Bésanger, S. Maginier, N. Hadjsaid, R. Feuillet. "Thyristor Controlled Series Compensation : some aspects of different circuits parameters and voltage stability margin". *EMPD'95 Conference, Singapore, 1995*.
- [18] Y. H. Song and A. T Johns. "Flexible AC Transmission Systems (FACTS)". The Institution of Electrical Engineers, Michael Faraday House, 1999.
- [19] Y. Bésanger. "Etude des Systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) et de leur Comportement dans les Réseaux de Transport et d'interconnexion". *Rapport Bibliographique, LEG, 1994*.
- [20] Kalyan K. Sen "STATCOM - STATic synchronous COMPensator: Theory, Modelling, and Applications". *IEEE 1998*.
- [21] Jean-Christophe Passelergue. "Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques". *Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, Thèse Doctorat, 26 novembre 1998*.
- [22] L. Gyugyi. "A Unified Power Flow Concept for Flexible AC Transmission Systems" *IEE Fifth International Conference on AC and DC Power Transmission*", London, Publication No. 345, pp. 19-26. Reprinted in *IEE Proceedings, Part C, vol. 139, No. 4, July 1992*.
- [23] H. B. Elrafie and M. R. Irving. "Linear programming for directional over current relay coordination in interconnected power systems with constraint relaxation". *Electric Power Systems Research, 27*. Pp209-216. 1993
- [24] S. N. Abbas, R.M. Habib and S. Javad "Optimal Coordination of Directional Over-current Relays Considering Different Network Topologies Using Interval Linear Programming". *IEEE Transactions on power delivery, Vol. 25, NO. 3, July 2010*

- [25] P. P. Bedekar, S. R. Bhide. "Optimum coordination of over-current relay timing using continuous genetic algorithm". *Expert Systems with Applications* 38, pp11286–11292. 2011.
- [26] K. S. Dharmendra and Dr. S.Gupta "Protection of Power System by Optimal Coordination of Directional Over-current Relays Using Genetic Algorithm". *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*. Vol.2, Issue.1. Pp-326-331. Jan-Feb 2012.
- [27] M. Zellagui, R. Benabid, M. Boudour and A. Chaghi. "Considering the Series Compensation in Optimal Coordination of Directional Over-current Protections using PSO Technique". 5th International Conference on Electrical Energy, ICCEL'13. December 03-04 2013, Oran, Algeria.
- [28] Z. Moravej, M. Jazaeri and M. Gholamzadeh. "Optimal Coordination Of Distance And Over-Current Relays in Series Compensated Systems Based On MAPSO". *Energy Conversion and Management* 56, pp140–151. 2012.
- [29] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Application KHA for Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in the Presence Multi GCSC", *ACTA Technica Corviniensis*, Tome VIII, pp. 61-67, 2015.
- [30] M. Zellagui, R. Benabid, M. Boudour, and A. Chaghi, "Optimal Overcurrent Relays Coordination in the Presence Multi TCSC on Power Systems Using BBO Algorithm", *International Journal Intelligent Systems and Applications*, Vol. 7, No. 2, pp. 13-20, 2015.
- [31] M. Zellagui, and H.A. Hassan, "A Hybrid Optimization Algorithm (IA-PSO) for Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Meshed Power Systems", *WSEAS Transactions on Power Systems*, Vol. 10, pp. 240-250, 2015.
- [32] H. A. Hassan, and M. Zellagui, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Hybrid BFOA-PSO Optimization Algorithm", *Electrotehnica, Electronica, Automatica*, Vol. 63, No. 2, 116-125, 2015.
- [33] M. Zellagui, and A.Y. Abdelaziz, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays using Hybrid PSO-DE Algorithm", *International Electrical Engineering Journal*, Vol. 6, No. 4, pp. 1841-1849, 2015.
- [34] Electricity Training Association and Institution of Electrical Engineers, *Power System Protection*. London, United Kingdom: Institution of Electrical Engineers, 1995.
- [35] P. M. Anderson, "Power System Protection". New York: McGraw-Hill, 1999.

- [36] J. L. Blackburn, "Protective Relaying: Principles and Applications". New York, NY: Dekker, 1998.
- [37] P.M. Anderson, "Power System Protection", published by McGraw-Hill, New York, USA, 1999.
- [38] P. M Anderson, "power system protection" New York 1999.
- [39] J. M. Gers and E. J. Holmes. "Protection of Electricity Distribution Networks", 2nd Edition, The Institution of Electrical Engineers, series 47z, London, United Kingdom 2004.
- [40] M.S. Sachdev, J. Singh, and R.J. Fleming, "Mathematical Models Representing Time-Current Characteristics of Overcurrent Relays for Computer Applications", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York-USA, January/February 1978.
- [41] J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin "Protective Relaying Principles and Applications" Third Edition 2007.
- [42] J. L. Blackburn, T.J. Domin, "Protective Relaying: Principles and Applications", Third Edition, Published by CRC Press and Taylor & Francis Group, USA, 2006.
- [43] Ch. H. Lee. Ch. R. Chen and Ch.J. Chang. "Optimal over-current relay coordination in power distribution system using a new approach". *Electrical Power and Energy Systems* 45 217–222. 2013.
- [44] H. A. Abyaneh, Hossein Kazemi Karegar, Vivian Ohis, Matin Meshkin. "Pre-processing of the optimal coordination of over current relays". *Electric Power Systems Research* 75, pp 134–141. 2005.
- [45] H.H. Zeineldin, E.F. El-Saadany, M. M. A. Salama. "Optimal coordination of over current relays using a modified particle swarm optimization". *Electric Power Systems Research* 76, pp988–995. 2006.
- [46] M. Adamiak & R. Patterson, "Protection requirements for flexible AC transmission systems", International. Conference CIGRE'92, Paris, France, October 1992.
- [47] N. Christl, R. Hedin, R. Johnson, P. Krause & A. Montoya, "Power system studies and modeling for the Kayenta 230 kV substation Advanced series compensation", International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC'91), London, United Kingdom, pp. 33-37, September 1991.
- [48] P. Z. Haro, J. M. R. Anendondo, "Experimental results on a laboratory scale single phase TCSC", IEEE/PES Summer Meeting, USA, pp. 1433-1438, 2002.

- [49] IEEE Standard, "IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays", Standard No. C37. 112-1996, Published by IEEE, New York - USA, 19 September 1996.
- [50] F. Dawei, Z. Chengxue, H. Zhijian, W. Wei, "The effects of Flexible AC Transmission Systems Device on Protective Relay", International Conference on Power System Technology, 13-17 Oct. 2002.
- [51] S. Jamali, H. Shateri, "Effect of TCSC on measured impedance of distance relay in double-circuit lines", in Proc. 40th International University Power Engineering Conference, UPEC 2005, Cork, Ireland, 7-9 September 2005, pp. 666-670.
- [52] S. Jamali, H. Shateri, "Effect of UPFC on measured impedance of distance relay", in Proc. 40th International University Power Engineering Conference, UPEC 2005, Cork, Ireland, 7-9 September 2005, pp. 671-675.
- [53] S. Jamali, A. Kazemi, H. Shateri, "Distance Relay Over-Reaching due to Installation of TCSC on Next Line", in Proc. 2006 International Symposium on Industrial Electronics, ISIE 2006, Montréal, Québec, Canada, 9-12 July 2006, pp. 1954-1959s.
- [54] M. Zellagui, A. Chaghi, "Impact of Apparent reactance injected by TCSR on Distance Relay in Presence of Phase to earth fault", Advances in Electrical and Electronics Engineering (AEEE), vol. 11, N)3, pp 156-168, june 2013
- [55] M. Zellagui, A. Chaghi , "A comparative study of impact series Facts devices on Distance relay setting in 400 KV Transmission line", Journal of Electrical and Electronics Engineering (JEEE), vol 5, N°2 , pp 111-116, October 2012.
- [56] N. Azzouz "Impact des systèmes de compensation SVC (TCR et TCR-FC) sur les Réglages de la protection à distance", université de Batna, Thèse de master en Electrotechnique, Juin 2012
- [57] K. R. Padiyar, "FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution", New Age International Publishers, New Delhi - India, 2007.
- [58] X. P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, "Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control", Springer Publishers, Heidelberg - Germany, 2006.
- [59] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Impact of Series FACTS Devices (GCSC, TCSC and TCSR) on Distance Protection Setting Zones in 400 kV Transmission Line", chapter published at book : "An Update on Power Quality", edited by Prof. Dylan Lu, published by InTech Publishing, pp.39-60, Croatia, April 2013.

- [60] W. Weiguo, Y. Xianggen, Y. Jiang, D. Xianzhong, and C. Deshu, "The Impact of TCSC on Distance Protection Relay", IEEE International Conference on Power System Technology (PowerCon), 18-21 August 1998.
- [61] M. Zellagui, R. Benabid, A. Chaghi and M. Boudour. "Effects of TCSC on IDMT Over-current Relay in the Presence of Phase to Earth Fault. Proceedings of the 3rd International Conference on Systems and Control, Algiers, Algeria. 2013.
- [62] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Impact of Series FACTS Devices (GCSC, TCSC and TCSR) on Distance Protection Setting Zones in 400 kV Transmission Line", chapter published at book : "An Update on Power Quality", edited by Prof. Dylan Lu, published by InTech Publishing, pp. 39-60, Croatia, April 2013.
- [63] W. Weiguo et al., "The impact of TCSC on distance protection relay", in Proc. Int. Conf. Power System Technol., vol. 1, Aug. 18–21, pp. 382–388. 1998.
- [64] M. Singh, Panigrahi, B.K., Abhyankar, A.R. , "Optimal over-current relay coordination in distribution system", in Proceedings - 2011 International Conference on Energy, Automation and Signal, ICEAS, pp. 822-827. 2011.
- [65] Q. Liu, Z. Wang, and Y. Xu, "Study on the Influence of TCSC on Fault Component Distance Protection", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition, Dalian - China, 2005.
- [66] M. Khederzadeh, and T.S. Sidhu, "Impact of TCSC on the Protection of Transmission Lines", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 1, pp. 80-87, January 2006.
- [67] A. N. Abdel-Latif, A.F. Abdel-Gawad, and M.E. Mandour, "Mitigation the Effect of TCSC on the Transmission Lines Protection Devices", The 42nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Brighton - UK, 4-6 September 2007.
- [68] M. M. Saha. J. Izykowski. Eugeniusz Rosolowski. "Fault Location on Power Networks". Published by Springer London Dordrecht Heidelberg New York. 2010.
- [69] A.G Lyle. "Major Faults on Power Systems". (Vol.13). Chapman and Hall Ltd. 1961.
- [70] N. D. Tleis. "Power Systems Modeling and Fault Analysis". Theory and Practice. Published by Elsevier Ltd.
- [71] Jean-Marie B. " Calcul des courants de court-circuit et de défaut en BTA". Document de cours, Généralité calcul des Ik.doc.12/09/2007.

- [72] P. M. Anderson, “Analysis of Faulted Power Systems”. Published by Iowa State Press. USA. 1973.
- [73] J. Schlabbach, “Short-Circuit Currents”. Second Edition. Published by the Institution of Engineering and Technology (IET), London-UK. June 2008.
- [74] Hairi M.H., Alias K., M. Aras M.S., Md. Basar M.F.,P. Fah S. “Inverse Definite Minimum Time Over-current Relay”. IEEE Electrical Power & Energy Conference 2010.
- [75] Christophe Prévé. “Protection of Electrical Networks”. First published in Great Britain and the United States in 2006 by ISTE Ltd.
- [76] J.Z. Zhu; “Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Network using the Refined Genetic Algorithm”. Electric Power Systems Research, Vol. 62, pp. 37-41. 2002
- [77] Frederick S Hillier and Gerald J. Lierberman. “Introduction to Operations Research”. edition 9, 2010.
- [78] J. Matoušek, B. Gärtner, “Understanding and Using Linear Programming”. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007.
- [79] R.A.Pendavingh. “Advanced Linear Programming”. September 6, 2004.
- [80] D. Arzelier, N. Jozefowicz, P. Lopez, C. Louembet. “Etude Bibliographique sur la Programmation Linéaire Rapport pour l’Etude Métiers Algorithmes de Programmation Linéaire Embarquable pour le Rendez-Vous Orbital ”. Université de Toulouse. 2010.
- [81] Vasek Chvatal. “Linear Programming”. W. H. Freeman, 1983.
- [82] Bedekar, P. P. Bhide, S. R. and Vijay S. Kale. “Optimum Coordination of Over-current Relays in Distribution System Using Dual Simplex Method”. 2nd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET).Dec 16-18, Nagphur, India, 2009. Pp 555-559.
- [83] Latapy. M., Duong Phan. H., “The lattice structure of Chip Firing Games”. LIAFA, Université Denis Diderot, Paris 22, 2000.
- [84] Kennedy. J., Eberhart. R, “Particle Swarm Optimization”. Proceedings of IEEE international conference on Neural Networks (ICNN’95), Vol. IV, pp. 1942-1948, Perth, Australia, 1995.
- [85] Naka. S, Genji. T., Yura. T., Fukuyama. Y., “ A Hybrid Particle Swarm Optimization for Distribution State Estimation”, IEEE Transactions on power systems, Vol. 18, No. 1, February 2003

- [86] Kennedy. J , Eberhart. R. C. and Y. Shi. Swarm intelligence. 2001, Morgan Kaufmann Publishers, San Francisco
- [87] Fukuyama. Y, et al., “A particle swarm optimization for reactive power and voltage control considering voltage security assessment”, IEEE Trans. Power Syst. , Vol. 15, pp. 1232-11239, Nov. 2000
- [88] Kennedy. J., Eberhart. R., “Particle Swarm optimization”, in Morgan Kaufmann Publishers, 2001
- [89] Standard, “IEC 60255-3: Electrical Relay - Part 3”, published by International Electrotechnical Commission, Geneva - Switzerland, March 1998.
- [90] IEEE Committee Report, “Computer Representation of Over-current Relay Characteristics”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, pp. 1659-1667, July 1989.

Annexes

Annexe 1

A1.1. Courbe Caractéristique

L'équation mathématique de la courbe caractéristique d'un relais de protection à maximum de courant à courbe inverse sera représentée par [41] :

$$t = D \times \left(\frac{\beta}{M^\alpha - K} + L \right) \quad (A1.1)$$

Et :

$$M = \frac{I_m}{I_p} \quad (A1.2)$$

$$I_m = \frac{I_{CC}}{K_{TC}} \quad (A1.3)$$

Avec :

t = Temps de fonctionnement (opération),

β, α, L et K = Constantes,

I_{CC} = Courant de court-circuit,

K_{TC} = Rapport de transformation

I_m = Courant mesuré par le relais,

I_p = Seuil de réglage (dépend surcharge et court-circuit),

D = TMS ou TDS (dépend de la norme utilisée),

L = Constante (valeur de zéro pour les courbes IEC),

TMS = Coefficient multiplicateur de temps pour les courbes IEC,

TD = Réglage de cadran de temps pour les courbes IEEE (Time Dial).

A1.1.1. Selon la norme IEC 60255-3

Les courbes caractéristiques d'un relais maximum de courant IDMT peuvent être sélectionnées parmi un choix de quatre courbes IEC (Figure A1.1), les courbes sont conformes aux formules suivantes [89]:

Normal Inverse (NI):

$$t = TDS \times \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right) \quad (A1.4)$$

Very Inverse (VI):

$$t = TDS \times \left(\frac{13,5}{M^1 - 1} \right) \quad (A1.5)$$

Extremely Inverse (EI):

$$t = TDS \times \left(\frac{80}{M^2 - 1} \right) \quad (A1.6)$$

Long Time Inverse (LTI):

$$t = TDS \times \left(\frac{120}{M^1 - 1} \right) \quad (A1.7)$$

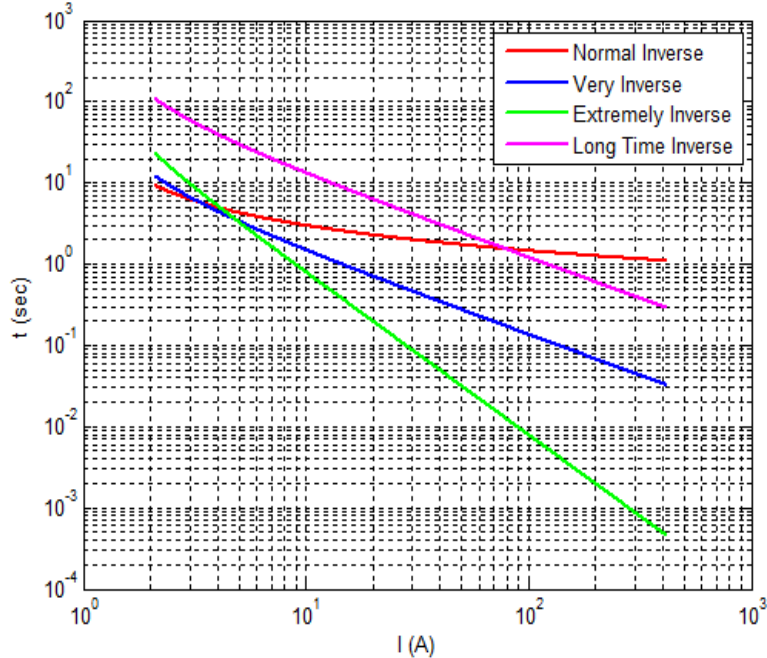


Figure. A1.1. Courbes caractéristiques selon la norme IEC.

A1.1.2. Selon IEEE C37.112

Les courbes caractéristiques d'un relais maximum de courant IDMT peuvent être sélectionnées parmi un choix de cinq courbes IEEE (représente sur la Figure A1.2), les courbes sont conformes à la formule suivante [49]-[90] :

Moderately Inverse (MI):

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{0,0515}{M^{0,02} - 1} + 0,114 \right) \quad (A1.8)$$

Very Inverse (VI):

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{19,61}{M^2 - 1} + 0,491 \right) \quad (A1.9)$$

Extremely Inverse (EI):

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{28,20}{M^2 - 1} + 0,1217 \right) \quad (A1.10)$$

US CO8 Inverse:

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{5,95}{M^2 - 1} + 0,180 \right) \quad (A1.11)$$

US CO2 Short Time Inverse:

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{0,02394}{M^{0,02} - 1} + 0,01694 \right) \quad (A1.12)$$

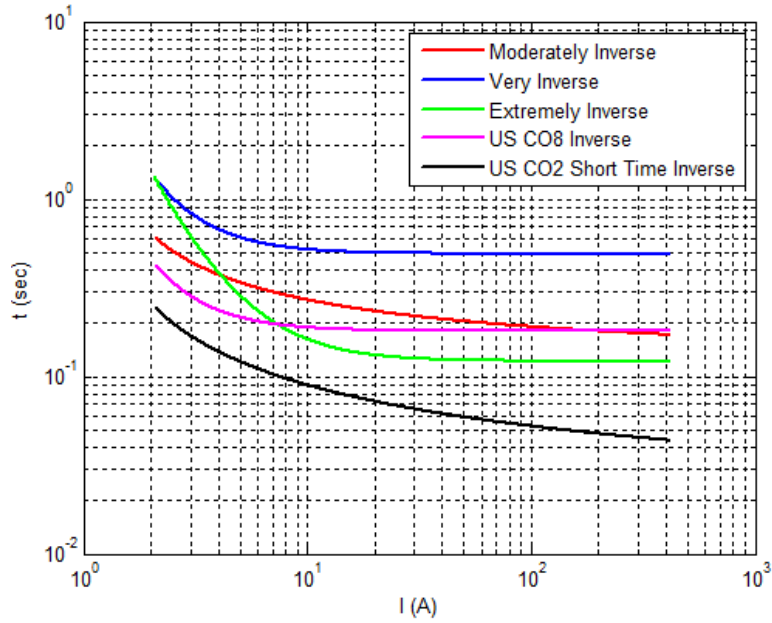


Figure. A1.2. Courbes caractéristiques selon la norme IEEE.

Annexe 2

A3.1. Réseau test IEEE 33-bus

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33-bus de la figure A3.11 sont données comme suit :

Nombre de jeux de barres =33 ;

Nombre de branches =32 ;

Jeu de barres de référence N° =1 ;

Tension de base =12,66 kV ;

Puissance de base = 10 MVA .

Les données du réseau de distribution radial à branche principale avec des ramifications contiennent 33 jeux de barres sont consignées dans le tableau A3.1 : La tension de base à 12.66 kV, la puissance de base est de 2300 MVA.

Tableau. A3.1: Données de la ligne de 33 Jeux de Barres.

Numéro de la branche	Nœuds de départ	Nœuds d'arrivée	r(Ω)	x(Ω)	Pl(KW)	Ql(KVar)
1	0	1	0.092200	0.047000	100	60
2	1	2	0.493000	0.251100	90	40
3	1	18	0.366000	0.186400	120	80
4	2	3	0.381100	0.194100	60	30
5	2	22	0.819000	0.707000	60	20
6	3	4	0.187200	0.618800	200	100
7	4	5	0.711400	0.235100	200	100
8	5	6	1.030000	0.740000	60	20
9	5	22	1.044000	0.740000	60	20
10	6	7	0.196600	0.065000	45	30
11	7	8	0.374400	0.123800	60	35
12	8	9	1.468000	1.155000	60	35
13	9	10	0.541600	0.712900	120	80
14	10	11	0.591000	0.526000	60	10
15	11	12	0.746300	0.545000	60	20
16	12	13	1.289000	1.721000	60	20
17	13	14	0.732000	0.574000	90	40
18	14	15	0.164000	0.156500	90	40
19	15	16	1.504200	1.355400	90	40
20	16	17	0.409500	0.478400	90	40
21	18	19	0.708900	0.937300	90	40
22	19	20	0.451200	0.308300	90	50
23	20	21	0.898000	0.709100	420	200
24	22	23	0.896000	0.701100	420	200
25	23	24	0.203000	0.103400	60	25
26	25	26	0.284200	0.144700	60	25
27	26	27	1.059000	0.933700	60	20
28	27	28	0.804200	0.700600	120	70
29	28	29	0.507500	0.258500	200	600
30	29	30	0.974400	0.963000	150	70

Annexe3

31	30	31	0.310500	0.361900	210	100
32	31	32	0.341000	0.530200	60	40

Le tableau A3.2 représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE 33-bus.

Tableau A3.2 : Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 33-bus

JB de référence	1
JB terminaux	18, 22, 25, 33
JB intermédiaires	4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32
JB communs	2, 3, 6
Ligne principale	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18
Lignes latérales	2, 19, 20, 24, 25
	2, 23, 24, 25
	6, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33

Le système se compose de 32 électromécaniques IDMT relais. La valeur du rapport de transformation KCT est donnée dans le tableau ci-dessous.

Tableau A3.3: rapport de transformation

Les relais à maximum de courant directionnel.	KCT
R ₁ , R ₂	1200/5
R ₃ , R ₁₈ , R ₁₉ , R ₃₀ ,	1000/5
R ₂₃ , R ₂₄	800/5
R ₄ , R ₅ , R ₆ , R ₇ , R ₈ , R ₉ , R ₂₀ , R ₂₁ , R ₂₂ , R ₂₉ , R ₃₁ ,	300/1
R ₁₀ , R ₁₁ , R ₁₂ , R ₁₃ , R ₁₄ , R ₁₅ , R ₁₆ , R ₁₇ , R ₂₅ , R ₂₆ , R ₂₇ , R ₂₈ , R ₃₂ ,	200/1