



UNIVERSITÉ DE BATNA
FACULTÉ DE TECHNOLOGIE
DÉPARTEMENT D'ÉLECTROTECHNIQUE



THÈSE

En vue de l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES EN ÉLECTROTECHNIQUE Option : Réseaux Électriques

Présentée par :

ZELLAGUI Mohamed

Ingénieur d'État en Électrotechnique à l'Université de Constantine

Magister en Électrotechnique à l'Université de Constantine

Maître Assistant à l'Université de Batna

Impacts des Systèmes FACTS sur les Performances des Systèmes de Protection Appliqués au Réseau de Transport Électrique en Algérie

Thèse de soutenance publiquement le, 07 Juin 2014 devant le jury proposé de :

MAKOUF Abdessalam	Président	Professeur	Université de Batna
CHAGHI Abdelaziz	Rapporteur	Professeur	Université de Batna
BENSALEM Ahmed	Examineur	Professeur	Université de Batna
BOUKTIR Tarek	Examineur	Professeur	Université de Sétif 1
BOUDOUR Mohamed	Examineur	Professeur	USTHB Alger
BOUCHERMA Mohamed	Examineur	Maître de Conférences	Université de Constantine 1

Dédicace

Pour l'étoile source d'affection et persévérance

Pour l'être le plus chère au monde

Pour leur soutien moral

Ma mère et ma belle femme,

Je dédie ce modeste mémoire de doctorat à :

Mes sœurs et mon frère

A toutes mes familles : ZELLAGUI, LOUCIF & NEZZAR

Sans oublier mes très chers amis et collègues du travail au Groupe Sonelgaz,

Filiales : SDE, GRTE, CREDEG et IFEG.

ZELLAGUI Mohamed

Remerciements

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

Également, je remercie mon directeur de thèse Prof. **CHAGHI Abdelaziz** pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long des années de travail, et de m'avoir offert l'opportunité de réaliser ce travail sous sa direction et de ses précieux conseils et orientations.

Ma gratitude s'exprime pareillement pour Prof. **MAKOUF Abdessalam** Professeur de l'enseignement supérieur et directeur de laboratoire LSP-IE à l'Université de Batna, pour l'honneur qu'il me fait en présidant le jury de cette thèse.

Mes remerciements les plus sincères vont au Prof. **BOUKTIR Tarek**, Professeur de l'enseignement supérieur de l'Université de Sétif 1 et Prof. **BOUDOUR Mohamed**, Professeur de l'enseignement supérieur de l'Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB) à Alger pour son aide, ses conseils précieux et ses encouragements incessants durant la réalisation de cette thèse et de bien vouloir accepter de participer à ce jury.

Mes remerciements vont aussi à Prof. **BOUCHERMA Mohamed** Maître de Conférences " A " de l'enseignement supérieur de l'Université de Constantine 1 qui m a fait un grand honneur en acceptant d'examiner cette thèse.

Mes remerciements à Prof. **BENSALEM Ahmed**, Professeur de l'enseignement supérieur et de l'Université de Batna, d'avoir dépensé beaucoup de temps pour la lecture de la thèse et d'avoir accepté de juger mon travail.

Je suis très honoré que Prof. **MOKHLIS Hazlie** à l'Université de Malaya - Malaisie, Prof. **SIDHU Tarlochan Singh** à l'université d'Ontario - Canada et Dr. **Heba Ahmed Hassan** à l'université de Cairo - Égypte pour ses remarques et recommandations pour améliorer la qualité des travaux de recherches malgré son agenda très chargé.

Je saisis cette occasion pour exprimer ma grande reconnaissance et gratitude à tous ceux qui ont contribué à la réalisation et l'achèvement de ce travail.

ZELLAGUI Mohamed

Table des Matières

Dédicace	i
Remerciements	ii
Table des Matières	iii
Table des Figures	vi
Table des Tableaux	ix
Abréviation	x
Symboles Graphiques	xi
Résumés	xii
Travaux de Recherche	xiii
Introduction Générale	1
1) - Problématique	2
2) - Objectifs de cette thèse	2
3) - Organisation de la thèse	2
Chapitre I : État de l'Art des Systèmes FACTS et Protections Électriques	
I.1) - Introduction	4
I.2) - Fonctionnement et types des systèmes FACTS	4
I.3) - Réactance apparente contrôlé par FACTS Série	6
I.3.1) - TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)	6
I.3.2) - GCSC (GTO Controlled Series Capacitor)	8
I.3.3) - TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)	10
I.4) - Le coût des systèmes FACTS	12
I.5) - Equipement d'un système de protection	12
I.5.1) - Transformateur de courant	12
I.5.2) - Transformateur de tension	12
I.5.3) - Disjoncteur	13
I.5.4) - Relais	13
I.6) - Zones de protection	14
I.7) - État des recherches actuel	15
I.7.1) - Impact sur la protection à distance	15
I.7.1.1). Impact du système TCSC	15
I.7.1.2). Impact du système SSSC	16
I.7.2) - Impact sur la protection maximum de courant	17
I.8) - Conclusion	18
Chapitre II : Impact des Systèmes FACTS Séries sur le Calcul de Court-Circuit	
II.1) - Introduction	19
II.2) - Impact sur les paramètres de la ligne protégée	19

II.2.1) - Ligne sans compensation	20
II.2.2) - Ligne avec compensateur fixe série	21
II.2.3) - Ligne avec FACTS série	22
II.2.4) - Résultats de simulation	24
II.2.4.1) - Impact des FACTS sur l'impédance de la ligne	24
II.2.4.1) - Impact des FACTS sur les puissances transitées	25
II.3) - Impact des FACTS sur les équations de calcul des courants de court-circuit	26
II.3.1) - Défaut monophasé (phase A) à la terre avec résistance de défaut	26
II.3.2) - Défaut biphasés (phases B et C) isolé	29
II.3.3) - Défaut triphasés symétriques	31
II.4) - Résultats de simulation	33
II.4.1) - Défaut monophasé à la terre avec résistance de défaut	33
II.4.1.1) - Impact de la réactance apparente	33
II.4.1.2) - Impact de l'angle d'amorçage	35
II.4.1.3) - Interprétation	36
II.4.2) - Défaut biphasé isolé	38
II.4.2.1) - Impact de la réactance apparente	38
II.4.2.2) - Impact de l'angle d'amorçage	39
II.4.2.3) - Interprétation	41
II.4.3) - Défaut triphasé symétrique	42
II.4.3.1) - Impact de la réactance apparente	42
II.4.3.2) - Impact de l'angle d'amorçage	44
II.4.3.3) - Interprétation	45
II.5) - Impact de la résistance de défaut	46
II.6) - Impact du point de défaut	48
II.6.1) - Défaut monophasé à la terre	48
II.6.2) - Défaut biphasé isolé	50
II.6.3) - Défaut triphasé symétrique	52
III.7) - Conclusion	54

Chapitre III : Impacts des FACTS Séries sur la Protection à Distance

III.1) - Introduction	55
III.2) - Relais de protection à distance	55
III.2.1) - Principale de la mesure de la réactance	55
III.2.2) - Courbes caractéristiques des relais de distance	57
III.2.3) - Réglages des zones de protection	58
III.2.3.1) - Relation entre temps - distance	58
III.2.3.2) - Réglage des zones aval	59
III.2.3.3) - Réglage des zones amont	59
III.3) - Impact de type de défaut sur l'impédance mesuré	60
III.3.1) - Résistance mesurée	60
III.3.2) - Réactance mesurée	62
III.4) - Impact de la résistance de défaut	64
III.5) - Impact du point de défaut	65
III.6) - Impact sur les réglages des zones	66
III.6.1) - Sans FACTS	66
III.6.2) - Avec FACTS	66
III.7) - Impact du TCSC sur le réseau du transport bouclé	69
III.7.1) - Impact sur la réactance de réglage	70
III.7.2) - Impact sur la résistance de réglage	73
III.8) - Conclusion	75

Chapitre IV : Impact des FACTS sur la Protection à Maximum de Courant à Courbe Inverse

IV.1) - Introduction	76
IV.2) - Protection à maximum de courant	76
IV.2.1) - Principe	76
IV.2.2) - Les types de relais de surintensité	76
IV.2.2.1) - Protection à temps indépendant	77
IV.2.2.2) - Protection à temps inverse	77
IV.2.2.3) - Protection combiné	78
IV.2.3) - Courbe caractéristique	78
IV.2.3.1) - Selon la norme IEC 60255-3	79
A). Impact de la variation du TDS	79
B). Impact de la variation du I_p	80
IV.2.3.2) - Selon la norme IEEE C37.112	81
A). Impact de la variation du TD	82
B). Impact de la variation du I_p	83
IV.3) - Impact sur les courbes caractéristiques	85
IV.3.1) - TCSC	85
IV.3.2) - GCSC	86
IV.3.3) - TCSR	87
IV.4) - Impact sur le courant mesuré	89
IV.5) - Impact sur le temps de déclenchement	90
IV.6) - Impact de la résistance de défaut	91
IV.7) - Impact du point de défaut	92
IV.8) - Conclusion	93

Chapitre V : Applications des Techniques d'Optimisation au Problème de la Coordination

V.1) - Introduction	94
V.2) - Formules de coordination	94
V.2.1) - Fonction objectif	94
V.2.2) - Contraintes d'optimisation	95
V.2.2.1) - Réglage du temps TDS	95
V.2.2.2) - Réglage du courant I_p	95
V.2.2.3) - Intervalle du temps de coordination CTI	95
V.3) - Systèmes FACTS sur un réseau électrique bouclé	96
V.4) - Impact sur le courant de court-circuit triphasé	97
V.5) - Impact sur l'intervalle du temps de coordination CTI	98
V.6) - Application des techniques d'optimisation	101
V.6.1) - Application de la technique GSA	101
V.6.2) - Application de la technique FOA	102
V.6.3) - Application de la technique SOA	104
V.6.4) - Comparaison des résultats	105
V.7) - Conclusion	108

Conclusion Générale et Perspectives	109
--	------------

Références Bibliographiques	111
--	------------

Annexe A : Paramètre de la Ligne Étudiée	118
Annexe B : Paramètres des Systèmes FACTS Séries Installés	119
Annexe C : Paramètres des TC et TT	122
Annexe D : Paramètres Réseau Électrique 8 Jeux de Barre	123
Annexe E : Paramètres des Algorithmes d'Optimisation	124

Liste des Figures

Fig. I.1 - Mode d'utilisation des semi conducteurs	5
Fig. I.2 - Classification des systèmes FACTS	5
Fig. I.3. Système TCSC: a). Montage, b). Réactance apparente	6
Fig. I.4. Impact variation de l'inductance de TCSC sur les courbes caractéristiques	7
Fig. I.5. Impact variation de la capacité de TCSC sur les courbes caractéristiques	8
Fig. I.6. Système GCSC: a). Montage, b). Réactance apparente	8
Fig. I.7. Impact variation de capacité de GCSC sur les courbes caractéristiques	9
Fig. I.8. Système TCSR: a). Montage, b). Réactance apparente	10
Fig. I.9. Impact variation de l'inductance de TCSR sur les courbes caractéristiques	11
Fig. I.10. Les zones de protection d'un réseau électrique	14
Fig. II.1. Modèle en π d'une ligne de transport sans FACTS	20
Fig. II.2. CFS inséré dans une ligne électrique	21
Fig. II.3. FACTS série inséré dans une ligne électrique	23
Fig. II.4. Impact des FACTS sur la résistance de la ligne	24
Fig. II.5. Impact des FACTS sur la réactance de la ligne	24
Fig. II.6. Variation de P_{AB} en fonction δ en présence des systèmes FACTS	25
Fig. II.7. Variation de Q_{AB} en fonction δ en présence des systèmes FACTS	25
Fig. II.8. Circuit équivalent d'un défaut monophasé avec R_F en présence FACTS série	26
Fig. II.9. Circuit équivalent d'un défaut biphasé isolé en présence FACTS série	29
Fig. II.10. Circuit équivalent d'un défaut triphasé symétrique en présence FACTS série	31
Fig. II.11. Ligne du transport simple avec FACTS série installée au milieu	33
Fig. II.12. Impact réactance des FACTS sur les composantes symétriques de courant	33
Fig. II.13. Impact réactance des FACTS sur les courants de la ligne	34
Fig. II.14. Impact réactance des FACTS sur les composantes symétriques de tension	34
Fig. II.15. Impact réactance des FACTS sur les tensions de la ligne	34
Fig. II.16. Impact réactance des FACTS sur le courant de court-circuit	35
Fig. II.17. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de courant	35
Fig. II.18. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les courants de la ligne	35
Fig. II.19. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de tension	36
Fig. II.20. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les tensions de la ligne	36
Fig. II.21. Impact angle d'amorçage des FACTS sur le courant de court-circuit	36
Fig. II.22. Impact réactance des FACTS sur les composantes symétriques de courant	38
Fig. II.23. Impact réactance des FACTS sur les courants de la ligne	38
Fig. II.24. Impact réactance des FACTS sur les composantes symétriques de tension	39
Fig. II.25. Impact réactance des FACTS sur les tensions de la ligne	39
Fig. II.26. Impact réactance des FACTS sur le courant de court-circuit	39
Fig. II.27. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de courant	40
Fig. II.28. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les courants de la ligne	40
Fig. II.29. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de tension	40
Fig. II.30. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les tensions de la ligne	40
Fig. II.31. Impact angle d'amorçage des FACTS sur le courant de court-circuit	41
Fig. II.32. Impact réactance des FACTS sur les composantes symétriques de courant	43

Fig. II.33. Impact réactance des FACTS sur les courants de la ligne	43
Fig. II.34. Impact réactance des FACTS sur les composantes symétriques de tension	43
Fig. II.35. Impact réactance des FACTS sur les tensions de la ligne	43
Fig. II.36. Impact réactance des FACTS sur le courant de court-circuit	44
Fig. II.37. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de courant	44
Fig. II.38. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les courants de la ligne	44
Fig. II.39. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de tension	45
Fig. II.40. Impact angle d'amorçage des FACTS sur les tensions de la ligne	45
Fig. II.41. Impact angle d'amorçage des FACTS sur le courant de court-circuit	45
Fig. II.42. Impact de R_F sur les composantes symétriques de courant	47
Fig. II.43. Impact de R_F sur les courants de la ligne	47
Fig. II.44. Impact de R_F sur les composantes symétriques de tension	47
Fig. II.45. Impact de R_F sur les tensions de la ligne	47
Fig. II.46. Impact de R_F sur le courant de court-circuit	48
Fig. II.47. Impact de n_F sur les composantes symétriques de courant	49
Fig. II.48. Impact de n_F sur les courants de la ligne	49
Fig. II.49. Impact de n_F sur les composantes symétriques de tension	49
Fig. II.50. Impact de n_F sur les tensions de la ligne	49
Fig. II.51. Impact de n_F sur le courant de court-circuit	50
Fig. II.52. Impact de n_F sur les composantes symétriques de courant	50
Fig. II.53. Impact de n_F sur les courants de la ligne	51
Fig. II.54. Impact de n_F sur les composantes symétriques de tension	51
Fig. II.55. Impact de n_F sur les tensions de la ligne	51
Fig. II.56. Impact de n_F sur le courant de court-circuit	52
Fig. II.57. Impact de n_F sur les composantes symétriques de courant	52
Fig. II.58. Impact de n_F sur les courants de la ligne	53
Fig. II.59. Impact de n_F sur les composantes symétriques de tension	53
Fig. II.60. Impact de n_F sur les tensions de la ligne	53
Fig. II.61. Impact de n_F sur le courant de court-circuit	54
Fig. III.1. Protection à distance en absence d'un défaut	55
Fig. III.2. Protection à distance en présence d'un défaut	56
Fig. III.3. Schémas d'installation de l'équipement lié à la protection à distance	57
Fig. III.4. Types de relais de protection à distance	58
Fig. III.5. Principe des réglages des zones de protection	58
Fig. III.6. Sélectivité chronométrique	59
Fig. III.7. Impact de la réactance des FACTS sur R_{seen} pour trois défauts	61
Fig. III.8. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur R_{seen} pour trois défauts	62
Fig. III.9. Impact de la réactance des FACTS sur X_{seen} pour trois différents défauts	63
Fig. III.10. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur X_{seen} pour trois différents défauts ...	63
Fig. III.11. Impact de R_F sur les paramètres de Z_{seen}	64
Fig. III.12. Impact de n_F sur les paramètres de Z_{seen} pour le cas du défaut monophasé	65
Fig. III.13. Impact de n_F sur les paramètres de Z_{seen} pour le cas du défaut biphasé	65
Fig. III.14. Impact de n_F sur les paramètres de Z_{seen} pour le cas du défaut triphasé	66
Fig. III.15. Impact de la réactance apparente des FACTS sur les réglages des zones	68
Fig. III.16. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les réglages des zones	69
Fig. III.17. Réseau de 8 jeux de barre avec un système TCSC	69
Fig. III.18. Courbe caractéristiques $X_{TCSC} = f(\alpha)$ du système TCSC	70
Fig. III.19. Impact du TCSC sur les réglages de la réactance des trois zones avals	71
Fig. III.20. Impact du TCSC sur les réglages de la réactance de la zone amont	72
Fig. III.21. Impact du TCSC sur les réglages de la résistance des zones avals	74
Fig. III.22. Impact du TCSC sur les réglages de résistance de la zone amont	75

Fig. IV.1. Protection à maximum de courant à temps indépendant	77
Fig. IV.2. Protection à maximum de courant à temps inverse	77
Fig. IV.3. Combinaison d'une protection à temps indépendant et à temps inverse	78
Fig. IV.4. Courbes caractéristiques selon la norme IEC	79
Fig. IV.5. Impact de la variation du TDS sur les courbes caractéristiques avec $I_P = 1$	80
Fig. IV.6. Impact de la variation du I_P sur les courbes caractéristiques avec $TDS = 1$	81
Fig. IV.7. Courbes caractéristiques selon la norme IEEE	82
Fig. IV.8. Impact de la variation du TD sur les courbes caractéristiques avec $I_P = 1$	83
Fig. IV.9. Impact de la variation du I_P sur les courbes caractéristiques avec $TD = 1$	84
Fig. IV.10. Réseau radial en présence de trois systèmes FACTS séries	85
Fig. IV.11. Impact du TCSC sur la courbe caractéristique pour trois types de défaut	86
Fig. IV.12. Impact du GCSC sur la courbe caractéristique pour trois types de défaut	87
Fig. IV.13. Impact du TCSR sur la courbe caractéristique pour trois types de défaut	88
Fig. IV.14. Impact des FACTS sur I_m en cas de défaut monophasé	89
Fig. IV.15. Impact des FACTS sur I_m en cas de défaut biphasé	89
Fig. IV.16. Impact des FACTS sur I_m en cas de défaut triphasé	89
Fig. IV.17. Impact des FACTS sur le temps T pour un défaut monophasé	90
Fig. IV.18. Impact des FACTS sur le temps T pour un défaut biphasé	90
Fig. IV.19. Impact des FACTS sur le temps T pour un défaut triphasé	91
Fig. IV.20. Impact de R_F sur le courant mesuré I_m en présence de trois FACTS	91
Fig. IV.21. Impact de R_F sur le temps de déclenchement T en présence de trois FACTS	92
Fig. IV.22. Impact de n_F sur le courant mesuré I_m en présence de trois FACTS	92
Fig. IV.23. Impact de n_F sur le temps de déclenchement T pour trois FACTS	92
Fig. V.1. Relais à maximum de courant primaire et secours	95
Fig. V.2. Représentation de CTI	96
Fig. V.3. Réseau de 8 jeux de barre avec un TCSC	97
Fig. V.4. Courbe caractéristiques $X_{TCSC} = f(\alpha)$ du système TCSC	97
Fig. V.5. Impact du TCSC sur le courant I_{CC} mesuré par le relais primaire	98
Fig. V.6. Impact TCSC sur le courant I_{CC} mesuré par le relais de secours	98
Fig. V.7. Impact de présence TCSC sur CTI	100
Fig. V.8. Courbes de convergence de la technique GSA	101
Fig. V.9. CTI optimisés par la technique GSA	102
Fig. V.10. Courbes de convergence de la technique FOA	102
Fig. V.11. CTI optimisés par la technique FOA	103
Fig. V.12. Courbes de convergence de la technique SOA	104
Fig. V.13. CTI optimisés par la technique SOA	105
Fig. V.14. Variation de la courbe de déclenchement du relais N° 7	106
Fig. V.15. Variation de la courbe de déclenchement du relais N° 14	107
Fig. V.16. Impact des techniques d'optimisation sur le CTI	108

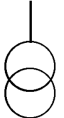
Liste des Tableaux

Tab. I.1- Paramètres des TCSC avec l'inductance variable	7
Tab. I.2- Paramètres des TCSC avec la capacité variable	8
Tab. I.3- Paramètres des GCSC étudiés	10
Tab. I.4- Paramètres des TCSR étudiés	11
Tab. II.1- Paramètres typiques des lignes du transport	20
Tab. II.2- Valeurs de X_{FACTS} et V_{FACTS} pour chaque type de FACTS	32
Tab. II.3- Valeurs min et max des paramètres de défaut monophasé en présence des FACTS ...	37
Tab. II.4- Valeurs min et max des paramètres de défaut biphasé en présence des FACTS	42
Tab. II.5- Valeurs min et max des paramètres de défaut triphasé en présence des FACTS	46
Tab. III.1- Valeurs minimale et maximale de la réactance mesurée	64
Tab. III.2- Valeurs de réglage des zones de protection sans systèmes FACTS	66
Tab. V.1. Réglages de base des relais de protection.	99
Tab. V.2. Intervalles du temps de coordination CTI	99
Tab. V.3- Réglages optimisés par la technique GSA	101
Tab. V.4- Réglages optimisés par la technique FOA	103
Tab. V.5- Réglages optimisés par la technique SOA	104
Tab. V.6. Comparaison avec des résultats publiés pour le cas sans TCSC	105
Tab. V.7. Comparaison entre les techniques proposées pour le cas avec TCSC	105

Abréviations

Indice	Mot clé
TC	Transformateur de courant
TT	Transformateur de tension
D	Disjoncteur
R_p	Relais primaire
R_s	Relais de secours
JB	Jeu de barre
l	Longueur de la ligne
R_L	Résistance de la ligne
L	Inductance de ligne ou câble
X_L	Réactance inductive de la ligne
C	Capacité de la ligne
X_C	Réactance capacitive de la ligne
f	Fréquence nominale
X_1, X_2, X_0	Réactance directe, inverse et homopolaire
R_1, R_2, R_0	Résistance directe, inverse et homopolaire
Z_A, Z_B, Z_C	Impédance de la ligne
Z_1, Z_2, Z_0	Impédance directe, inverse et homopolaire
S_L	Section de la ligne ou câble
U_n	Tension composée nominale
U_{max}	Tension maximale
U_{min}	Tension minimale
I_n	Courant nominal
I_{max}	Courant maximal
I_{cc}	Courant de court-circuit
$I_{cc.min}$	Courant de court-circuit minimum
$I_{cc.max}$	Courant de court-circuit maximum
P	Puissance active
Q	Puissance réactive
S	Puissance apparente
V_A, V_B, V_C	Tensions de la ligne
I_A, I_B, I_C	Courants de la ligne
V_1, V_2, V_0	Composantes symétriques de tension
I_1, I_2, I_0	Composantes symétriques de courant
a	Opérateur égale $1 \angle 120^\circ$
X_{FACTS}	Réactance apparente des systèmes FACTS
V_{FACTS}	Tension contrôlé par systèmes FACTS
Q_{FACTS}	Puissance réactive de systèmes FACTS
R_F	Résistance de défaut
n_F	Point de défaut
R_{seen}	Résistance mesuré par le relais
X_{seen}	Réactance mesuré par le relais
R_{Zones}	Résistance de réglage des zones
X_{Zones}	Réactance de réglage des zones
I_p	Courant de déclenchement
T	Temps de déclenchement
CTI	Intervalle de temps de coordination

Symboles Graphiques

Symbole	Mot clé
	Ligne triphasé
	Réactance
	Résistance
	La terre
	Arrivée
	Départ
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Transformateur de puissance
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension

Résumés

Résumé : Le développement des systèmes 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. 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 la coordination des relais afin d'éviter que leurs actions n'aient un effet négatif sur les systèmes de protection. Le premier objectif, est de définir l'impact de la présence de trois systèmes FACTS série du type TCSC, GCSC, et TCSR sur les paramètres d'une ligne protégée. Déterminer les équations relatives aux trois types de court-circuit (monophasé, biphasé isolé et triphasé symétrique) avec variation des conditions de défaut (R_F et n_F) ainsi que les performances des relais de protection à distance et maximum de courant. Le second objectif, concerne l'application de trois nouvelles techniques d'optimisation (GSA, FOA et SOA) pour résoudre le problème de la coordination entre les relais de protection à maximum de courant à courbe inverse sur un réseau de transport bouclé de 8 jeux de barres en absence et présence d'un système TCSC pour les deux modes d'opération (inductif et capacitif).

Mots Clés : Réseau Électrique, FACTS Série, TCSC, GCSC, TCSR, Réactance Apparente, Calcul de Court-Circuit, Conditions de Défaut, Protection à Distance, Impédance Mesuré, Protection Maximum de Courant à Courbe Inverse, Temps de Déclenchement, Courant Mesuré, Algorithme d'Optimisation, Optimal Coordination, Réglages de Relais.

Abstract : The development of FACTS devices has opened new perspectives for a more efficient operation of power networks continued rapid on the various parameters of electrical network share. However, the integration of these systems in the electrical network is not without consequences for other equipment such as the various protection systems installed at both ends of the offset line. It is therefore essential that these devices are coordinated among themselves but also with other network devices including relay coordination in order to avoid that their actions have a negative effect on protection systems. The first objective is to define the impact of the presence of three FACTS systems type series TCSC, GCSC, TCSR on the protected line parameters. Determine the equations for the three types of short-circuit (single phase to earth, phase to phase and three-phase symmetrical) with variation of fault conditions (R_F and n_F) and the performance of distance protection relay and overcurrent protection relay. The second objective concerns the application of three new optimization techniques (GSA, FOA and SOA) to solve coordination problem between the IDMT overcurrent protection relay on a 8 bus transmission network in the absence and presence of a TCSC operating on the two modes (inductive and capacitive).

Keywords : Electrical Network, Series FACTS, TCSC, GCSC, TCSR, Apparent Reactance, Short-Circuit Calculation, Fault Conditions, Distance Protection, Measured Impedance, IDMT Overcurrent Protection, Operation Time, Current Measured, Optimization Algorithm, Optimal Coordination, Relay Settings.

Travaux de Recherche

Les résultats des travaux scientifiques relatifs à la thèse de Mr. Mohamed Zellagui ont fait l'objet de plusieurs publications et communication internationales.

A) - Publications Internationales

A.1) - Protection à distance

- [1] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Impact of Apparent Reactance Injected by TCSR on Distance Relay in Presence Phase to Earth Fault*", ***Advances in Electrical and Electronic Engineering (AEEE)***, Vol. 11, No. 3, pp. 156-168, June 2013.
- [2] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Impact of SVC Devices on Distance Protection Setting Zones in 400 kV Transmission Line*", ***Scientific Bulletin of University Politehnica of Bucharest, Series C : Electrical Engineering and Computer Science***, Vol. 75, No. 2, pp. 249-262, June 2013.
- [3] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Effect of TCSR on Measured Impedance by Distance Protection in Presence Single Phase to Earth Fault*", ***International Journal of Electrical, Robotics, Electronics and Communications Engineering***, Vol. 7, No. 6, pp. 322-331, June 2013.
- [4] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Application MPSO Techniques for Setting Zones on Distance Protection in Presence Thyristor Controlled Series Capacitor*", ***International Journal of Advanced Science and Technology (IJAST)***, Vol. 50, pp. 71-90, January 2013.
- [5] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Distance Protection Settings Based Artificial Neural Network in Presence TCSR on Electrical Transmission Line*", ***International Journal of Intelligent Systems and Applications (IJISA)***, Vol. 4, No. 12, pp. 75-78, December 2012.
- [6] M. Zellagui, and 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, No. 2, pp. 111-116, October 2012.
- [7] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Distance Protection Settings Based Artificial Neural Network in Presence of TCSR on Electrical Transmission Line*", ***International Journal of Intelligent Systems and Applications (IJISA)***, Vol. 4, No. 12, pp. 75-85, November 2012.
- [8] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Modified Setting Numerical Distance Protection of Transmission Line in Presence TCSC using IEC 62850 Communication Protocol*", ***ACTA Technica Napocensis (ATN) - Electronics and Telecommunications***, Vol. 53, No. 3, pp. 16-24, September 2012.
- [9] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Impact of TCSC on Measured Impedance by MHO Distance Relay on 400 kV Algerian Transmission Line in Presence of Phase to Earth Fault* ", ***Journal of Electrical Systems (JES)***, Vol. 8, No. 3, pp. 273-291, September 2012.

- [10] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Measured Impedance by MHO Distance Protection for Phase to Earth Fault in Presence GCSC", *ACTA Technica Corviniensis - Bulletin of Engineering*, Tome 5, Fascicule 3, pp. 81-86, July-September 2012.
- [11] M. Zellagui, and A. Chaghi, "A Comparative Study of FSC and GCSC Impact on MHO Distance Relay Setting in 400 kV Algeria Transmission Line", *ACTA Electrotehnica*, Vol. 53, No. 2, pp. 134-143, July 2012.
- [12] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Impact of SSSC on Measured Impedance in Single Phase to Ground Fault Condition on 220 kV Transmission Line", *Leonardo Journal of Sciences (LJS)*, Vol. 11, Issue 20, pp. 109-124, January-June 2012.
- [13] M. Zellagui, and A. Chaghi, "MHO Distance Relay of Transmission Line High Voltage using Series Compensation in Algerian Networks", *ACTA Electrotehnica*, Vol. 52, No. 3, pp. 126-133, October 2011.
- [14] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Impact of Series Compensation Insertion in Double HV Transmission Line on the Settings of Distance Protection", *International Journal of Scientific and Engineering Research (IJSER)*, Vol. 2, No. 8, pp. 100-106, August 2011.

A.2) - Protection maximum de courant

- [15] R. Benabid, M. Zellagui, A. Chaghi, and M. Boudour, "Application of Firefly Algorithm for Optimal Directional Overcurrent Relays Coordination in the Presence of IFCL", *International Journal of Intelligent Systems and Applications (IJISA)*, Vol. 6, No. 2, pp. 44-53, January 2014.
- [16] M. Zellagui, R. Benabid, A. Chaghi, and M. Boudour, "Impact of GCSC on IDMT Directional Overcurrent Relay in the Presence Phase to Earth Fault", *Serbian Journal of Electrical Engineering (SJEE)*, Vol. 10, No. 3, pp. 381-398, October 2013.

B) - Communications Internationales

B.1) - Protection à distance

- [1] M. Zellagui, A. Chaghi, H.A. Hassan, and A. Ghodbane, A. Ghorbani, "Impact of Fault Resistance in Presence Phase to Earth Fault on Transmission Line Compensated by Series FACTS Devices", *International Conference on Electrical Engineering and Automatic Control (ICEEAC)*, Sétif - Algeria, 24-26 November, 2013.
- [2] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Effect of TCSR on Measured Impedance by Distance Protection in Presence Single Phase to Earth Fault", *International Conference on Electronics and Power Engineering (ICEPE)*, Paris - France, 27-28 June, 2013.
- [3] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Effect of GCSC Parameters on Distance Relay Measured Impedance in the Presence of Phase to Earth Fault", *2nd International Conference on Electronics and Oil (ICEO)*, Ouargla - Algeria, 05-06 March, 2013.
- [4] M. Zellagui, and A. Chaghi, "Impact of Insertion FSC and GCSC on MHO Distance Protection Setting in 400 kV Transmission Line", in proceeding of *13th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer (STA)*, Monastir - Tunisia, 17-19 December, 2012.

- [5] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*MHO Distance Relay Setting Based Artificial Neural Network in The Presence of TCSR in Algerian Transmission*", **7th International Conference on Electrical Engineering (CEE)**, Batna - Algeria, 8-10 October, 2012.
- [6] M. Zellagui, A. Benabbes, and A. Chaghi, "*Distance Relay Setting in Presence Static Var Compensator Devices (TCR and TSC) in Algerian Transmission Line 400 kV*", **7th International Conference on Electrical Engineering (CEE)**, Batna - Algeria, 8-10 October, 2012.
- [7] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Impact of GCSC on Measured Impedance by Distance Relay in the Presence of Single Phase to Earth Fault*", **International Conference on Power Systems Engineering (ICPSE)**, Dubai - United Arab Emirates, 8-9 October, 2012.
- [8] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*A Comparative Study of Impact Series FACTS Devices on Distance Relay Setting in Algerian 400 kV Transmission Line*", **2nd International Conference on Industrial Engineering and Manufacturing (ICIEM)**, Batna - Algeria, 6-7 May, 2012.
- [9] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Impacts of Static Synchronous Series Compensator (SSSC) on Measured Impedance in Distance Protection*", **2nd International Conference on Information Processing and Electrical Engineering (ICIPEE)**, Tébessa - Algeria, 14-16 April, 2012.
- [10] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*A Comparative Study of Impact Static VAR Compensator (SVC) on MHO Distance Setting in Algerian 220 kV Double Transmission Line*", **6th IEEE International Conference on Sciences of Electronics, Technologies of Information and Telecommunications (SETIT)**, Sousse - Tunisia, 21-24 March 2012.

B.2) - Protection maximum de courant

- [11] M. Zellagui, R. Benabid, M. Boudour, and A. Chaghi, "*Optimal Coordination of IDMT Directional Overcurrent Relays in the Presence of SC using PSO Algorithm*", **5th International Conference of Electrotechnics (ICEL)**, USTO Oran - Algeria, 3-4 December, 2013.
- [12] M. Zellagui, R. Benabid, A. Chaghi, and M. Boudour, "*Effect of GTO Controlled Series Capacitor on IDMT Directional Overcurrent Relay in the Presence Phase to Earth Fault*", in proceeding of **12th International Conference on Engineering of Modern Electric Systems (EMES)**, Oradea - Romania, 30-31 May, 2013.
- [13] R. Benabid, M. Zellagui, A. Chaghi, and M. Boudour, "*Optimal Setting and Coordination of Industrial Power Systems Protection using PSO and ETAP Software*", **3rd International Conference on Industrial Engineering and Manufacturing (ICIEM)**, Batna - Algeria, 13-14 May, 2014.
- [14] R. Benabid, M. Zellagui, A. Chaghi, and M. Boudour, "*Optimal Coordination of IDMT Directional Overcurrent Relays in the Presence of Series Compensation using Differential Evolution Algorithm*", **3th IEEE International Conference on Systems and Control (ICSC)**, Algiers - Algeria, 29-31 October, 2013.
- [15] M. Zellagui, R. Benabid, A. Chaghi, and M. Boudour, "*Effect of TCSC on IDMT Overcurrent Relay in the Presence of Single Phase to Earth Fault*", **3th IEEE International Conference on Systems and Control (ICSC)**, Algiers - Algeria, 29-31 October, 2013.

[16] R. Benabid, M. Zellagui, M. Boudour, and A. Chaghi, "*Considering the Series Compensation in Optimal Coordination of Directional Overcurrent Protections using PSO Technique*", **IEEE Jordan Conference on Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT)**, Amman - Jordan, 3-5 December 2013.

C) - Communications Nationales

C.1) - Protection à distance

[1] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Modified Setting Distance Relay of 400 kV Transmission Line in Presence STATCOM using IEC 61850 Communication Protocol*", **1^{ère} Conférence Nationale sur les Télécommunications (CNT)**, Université de Guelma, 11-12 Novembre, 2012.

D) - Encadrements

[1] N. Azzouz, "*Impact des Systèmes de Compensation SVC (TCR et TCR-FC) sur les Réglages de la Protection à Distance*", Thèse master en électrotechnique, option réseaux électriques à l'université de Batna encadré par Pr. Abdelaziz Chaghi et co-encadré par Mr. Mohamed Zellagui, soutenue le 24 juin 2012.

[2] S. Atrous, "*Impact du Compensation TCSC sur les Réglages de la Protection à Distance*", Thèse master en électrotechnique, option réseaux électriques à l'université de Batna encadré par Pr. Abdelaziz Chaghi et co-encadré par Mr. Mohamed Zellagui, soutenue le 16 juin 2013.

E) - Ouvrages Scientifiques

[1] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Distance Protection for Electrical Transmission Line : Equipments, Settings Zones and Tele-Protection*", book published by Lambert Academic Publishing (LAP), ISBN: 978-3-659-15790-5, 121 pages, Saarbrücken - Germany, June 2012.

[2] M. Zellagui, and A. Chaghi, "*Impact of Series FACTS Devices (GCSC, TCSC and TCSR) on Distance Protection Setting Zones in 400 kV Transmission Line*", chapitre publié sur livre de l'intitulé: "*An Update on Power Quality*", édité par Prof. Dylan Lu (University of Sydney - Australia), InTech Publishing, ISBN: 978-953-51-1079-8, pp. 39-60, Croatie, Avril 2013.

F) - Prix

[1]- Première classe au prix nationale de meilleur docteur et doctorant en science et technologie de l'année 2012 organisé par l'Agence Thématique de Recherche en Sciences et Technologie (ATRST) ex. ANDRU.

[2]- Prix spéciale à la cérémonie d'ouverture année universitaire 2013/2014, université de Batna, le 02 Octobre 2013.

Introduction Générale

La fonction principale d'un système de protection électrique fiable est de mettre rapidement et sélectivement hors services tout ouvrage du réseau électrique qui commence à fonctionner d'une façon anormale. En général tous les systèmes de protection ne peuvent pas empêcher les endommagements des équipements, ils fonctionnent toujours après la détection de quelques risques qui sont déjà produits. Pour atteindre cet objectif, les systèmes de protection installés aux différents organes du réseau électrique doivent être conçus convenablement et leurs relais de protection doivent être ajustés en coordination entre eux, pour n'importe quel type ou localité de défaut. Durant le processus de la coordination, la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau électrique doivent être prises en compte. Les réglages des relais de protection doivent d'être recalculés fréquemment pour faire face aux changements des conditions de fonctionnement du réseau électrique.

Les sociétés de l'énergie électrique sont de plus en plus confrontées à des problèmes liés à de nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de cette énergie. On peut citer les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels et comportements de la tension dans les réseaux électriques qui est devenue une préoccupation majeure des exploitants et planificateurs de ces systèmes [1, 2, 3]. De plus le synchronisme doit être maintenu, ou tout ou moins, en cas de perturbation, être rapidement rétabli, pour éviter surtout une rupture du synchronisme et une défaillance du réseau. Les incidents généralisés survenus dans le monde ont été associés à des instabilités de tension.

Les relevés sur les incidents survenus durant les dernières décennies ont montré que l'effondrement de tension intervient généralement suite à une perturbation majeure ou à une augmentation importante de la charge sur un réseau électrique soumis à de fortes contraintes. Ce réseau s'affaiblit et sa consommation réactive s'accroît. Le phénomène est alors caractérisé par une baisse progressive de la tension dans une ou plusieurs régions consommatrices, et qui vont en s'accéléralant au bout de quelques minutes [2, 4, 5]. La dégradation de la tension au niveau des charges est alors telle qu'elle entraîne des interruptions de service dont les causes directes peuvent être: manque de tension, augmentation des pertes réactives du réseau. La défaillance du réglage de la tension, au niveau des bornes des groupes, a pour conséquence une accéléralation de la dégradation du plan de la tension qui peut aller jusqu'à des déclenchements, en cascade, de groupes et de lignes et un effondrement général du réseau.

La solution de ces problèmes passe par l'amélioration du contrôle des systèmes électriques déjà en place depuis quelques années. Il faut doter ces systèmes d'une certaine flexibilité leur permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences [1, 3]. Suite au développement de la technologie des semi-conducteurs, les éléments proposés qui permettent ce contrôle amélioré des systèmes sont les dispositifs FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*). Les dispositifs font en général appel à de l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance.

Ce sont des éléments de réponse rapide. Ils donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance et la tension au réseau électrique. Ils donnent aussi la possibilité de charger les lignes de transit à des valeurs près de leur limite thermique, et augmentent la capacité de transférer de la puissance d'une région à une autre [3, 6]. Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau électrique.

1) - Problématique

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.). 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.

2) - Objectifs de cette thèse

Les objectifs de notre travail sont :

Le premier objectif, est de définir l'impact de la présence de trois systèmes FACTS série du type TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), GCSC (GTO Controlled Series Capacitor), et TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor) sur les paramètres de la ligne protégée. Déterminer les équations relatives aux trois types de court-circuit (monophasés, biphasés isolés et triphasés symétriques) ainsi que les performances des relais de protection à distance et maximum de courant à courbe inverse.

Le second objectif, concerne l'application des trois nouvelles techniques d'optimisation pour résoudre le problème de la coordination entre les relais de protection en présence des systèmes FACTS.

Cette étude sera appliquée sur une ligne électrique réelle installée sur le réseau de transport électrique du groupe Sonelgaz de tension 400 kV entre deux postes THT/HT/MT : Salah Bey (Wilaya de Sétif) - Bir Ghbalou (Wilaya de Bouira), et sur un réseau du transport bouclé de huit jeux de barres.

3) - Organisation de la thèse

De façon à atteindre ces objectifs de recherche, cette thèse de doctorat est divisée en cinq chapitres :

Dans le **premier chapitre**, nous présenterons le principe de fonctionnement et la réactance apparente contrôlée pour trois systèmes FACTS série de type TCSC, GCSC, et TCSR. Ensuite, un état de l'art sur la présence de ces trois systèmes de FACTS sur les systèmes de protection spécialement les deux relais de protection principale : à distance et maximum de courant phase à courbe inverse, avec les différents algorithmes d'optimisation appliqués au problème de la coordination.

Dans le **deuxième chapitre**, nous avons étudié l'impact des trois systèmes FACTS série étudiés sur les paramètres d'une ligne protégée (sur la résistance, la réactance et les puissances active et réactive transitées). L'impact des paramètres (réactance apparente et angle d'amorçage) de ces FACTS sur les paramètres de trois types différents de court-circuit (monophasé, biphasés isolés et triphasés symétriques) basés sur de nouvelles équations de calcul de court-circuit (courants symétriques, tensions symétriques, courants et tension de la ligne protégée). L'impact de la résistance de défaut (R_F) qui varie entre 0 à 50 Ω et la localité de défaut (n_F) qui varie entre 50 à 100 % sur les paramètres de court-circuit a été aussi étudié.

Le **troisième chapitre**, est partagé en deux parties, la première est consacrée au principe de mesure l'impédance mesurée (Z_{seen}) par un relais de protection à distance en présence court-circuits monophasé, biphasé isolé et triphasé symétrique. Les différentes technologies de la courbe caractéristique ainsi que le principe de calcul des quatre zones des réglages (amont et aval) sont présentés. La deuxième partie est consacrée à l'étude de l'impact des différents types de court-circuit sur les paramètres de l'impédance mesurée (R_{seen} et X_{seen}) en absence et présence de trois systèmes FACTS tenant compte de la variation de la résistance de défaut (R_F) et de la localité de défaut. L'impact des systèmes FACTS sur les réglages des zones de protection appliquée à une seule ligne transport Algérien et un réseau du transport bouclé de huit jeux de barres a été étudié dans cette partie.

Le **quatrième chapitre**, est partagé en deux parties, la première est consacrée à l'étude du principe et des différentes technologies de courbe caractéristique de déclenchement d'un relais de protection directionnel à maximum de courant à courbe inverse. L'impact sur les paramètres (TDS et I_p) sur la courbe de déclenchement selon deux normes internationales : IEC 60255-3 et AINSI est étudié. La deuxième partie concerne l'étude de l'impact des trois systèmes FACTS série sur les courbes caractéristiques, sur le courant mesuré (I_m) et sur le temps de déclenchement (T) en présence trois types de court-circuit (monophasé, biphasés isolés et triphasés symétriques) tenant compte de la variation de la résistance de défaut entre 0 à 50 Ω , et la variation de la localité de défaut qui varie entre 50 à 100 % pour un relais de courbe VI (Very inverse) selon la norme IEC.

Le **cinquième** et dernier chapitre de cette thèse présente notre solution basée sur l'application de trois nouveaux algorithmes d'optimisation métaheuristique : GSA (Gravitational Search Algorithm), FOA (Firefly Optimization Algorithm) et SOA (Seeker Optimization Algorithm) pour résoudre le problème de la coordination entre les relais de protection maximum de courant à courbe inverse en absence et présence d'un système FACTS de type TCSC fonctionnant en deux modes d'opération (inductive et capacitive) installé sur un réseau de transport bouclé de huit jeux de barres. Nous concluons ce chapitre en comparant les algorithmes proposés avec autres algorithmes et techniques publiées.

Finalement, nous terminerons cette thèse par une conclusion générale qui synthétisera les points les plus marquants de ce travail et ouvrira une perspective afin de guider les initiatives futures d'évolution et de recherche.

Chapitre I

État de l'Art des Systèmes FACTS Séries et Protections Électriques

I.1) - Introduction

Les systèmes FACTS soit séries, parallèles ou hybrides sont des moyens installés sur une ligne électrique en différentes localités (extrémités au milieu) à travers un transformateur de puissance dit transformateur de couplage (en générale MT/HT) dans le but de changer l'amplitude de l'impédance apparente de la ligne. Le changement des caractéristiques de l'impédance influe directement sur les différents systèmes de protection qui ont été installés au début de la ligne pour protéger ces derniers contre les différents courts-circuits.

En peut citer un impact direct sur l'impédance totale de la ligne protégée suite à l'insertion d'une réactance apparente contrôlée par les systèmes FACTS. Cette variation sera détectée par le relais comme étant un défaut sur la ligne malgré l'absence de court-circuit et transmet un ordre d'ouverture (déclenchement) du disjoncteur qui est responsable pour isoler la ligne en défaut du réseau électrique globale. Pour assurer le fonctionnement normal et correct des différents systèmes FACTS installés sur une ligne électrique protégée, il faut un système de protection de distance fiable et performant afin d'éviter un déclenchement intempestif.

On s'intéressera dans ce chapitre à une présentation d'un état de l'art sur les systèmes FACTS séries avec un rappel de leur principe de fonctionnement et de la réactance apparente contrôlée par ces systèmes. Enfin, on présentera les différents axes de recherche actuelle à l'échelle mondiale qui traitent l'impact d'intégration des systèmes FACTS sur la protection à distance et maximum de courant phase à courbe inverse.

I.2) - Fonctionnement et types des systèmes FACTS

La définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de Transport à Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et sur d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance sur le réseau électrique. Il est donc important de souligner que les dispositifs FACTS ne peuvent pas augmenter la capacité thermique des lignes de transport en revanche, ils permettent d'utiliser les lignes plus proches de cette limite en repoussant d'autres limitations, en particulier celles liées à la stabilité.

Selon le développement de la technologie des semi-conducteurs, la marge d'applications des différents semi-conducteurs en fonction de la tension et la puissance d'utilisation, sera résumée sur la figure ci-dessus :

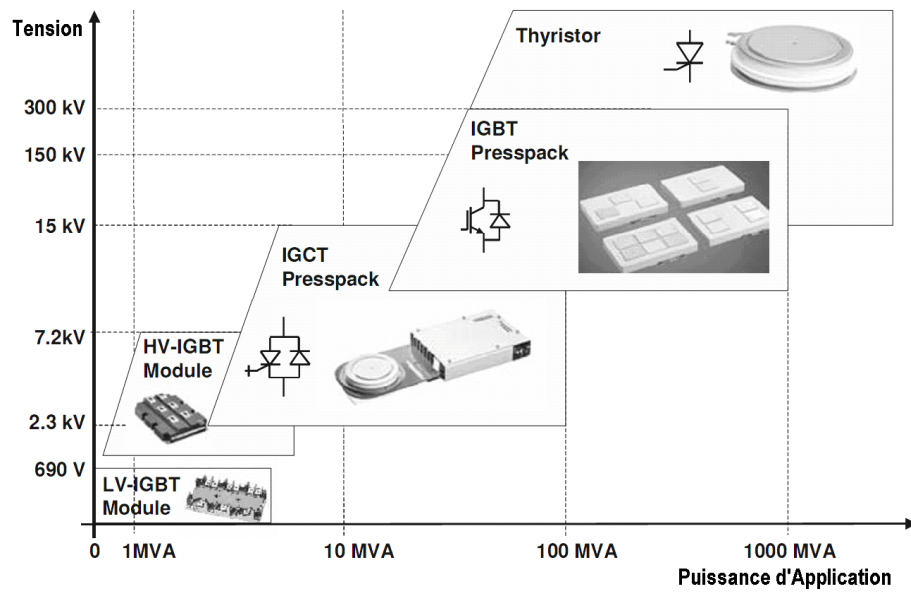


Fig. I.1 - Mage d'utilisation des semi-conducteurs.

Dans ce travail les systèmes FACTS sont partagés en trois familles qui sont mis en évidence suivant la figure ci-dessus :

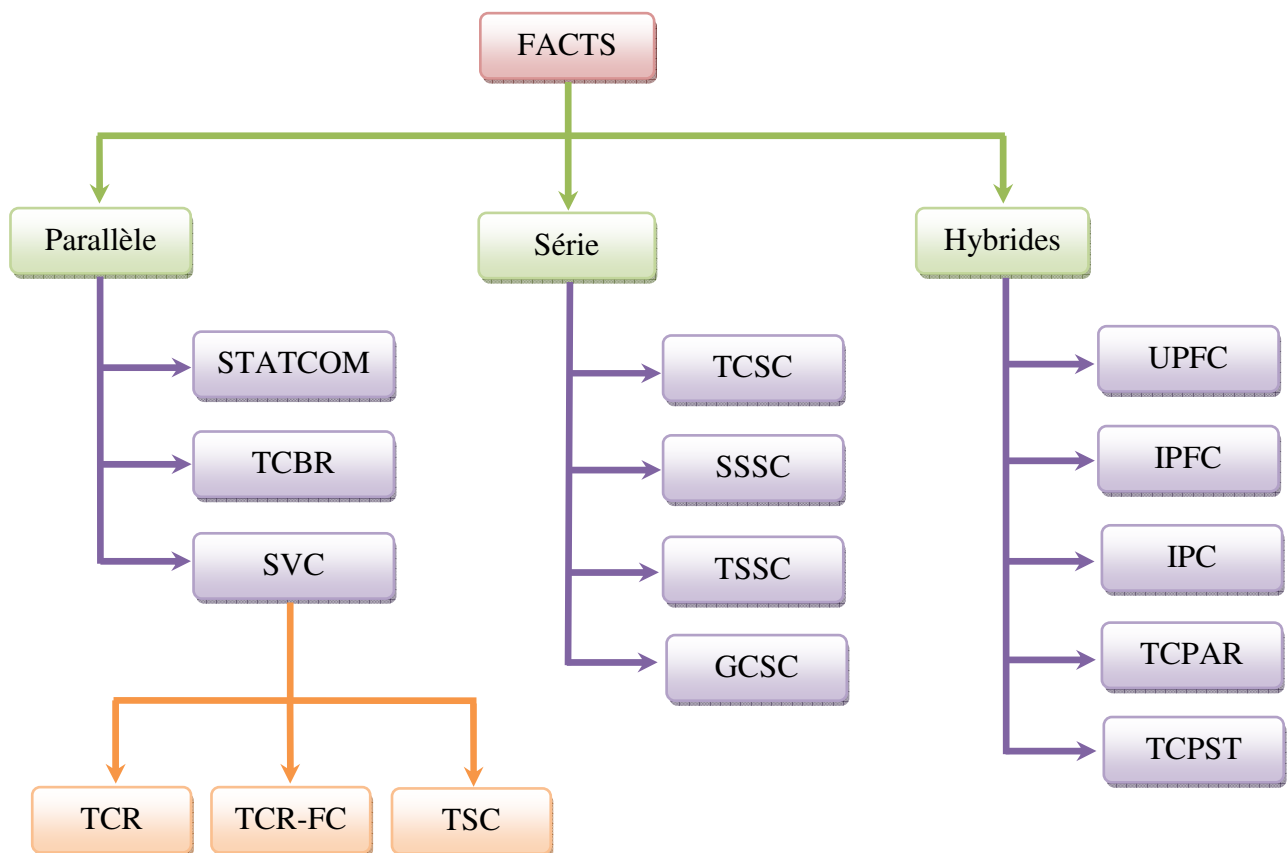


Fig. I.2 - Classification des systèmes FACTS.

I.3) - Réactance apparente contrôlé par FACTS série

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 :

I.3.1) - TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

IEEE définit le TCSC comme étant un compensateur à réactance capacitif composé de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par thyristor afin de pouvoir assurer une variation homogène de la réactance capacitive, permettant ainsi une compensation qui varie entre 20 % en mode inductive et 80 % en mode capacitive.

Le but de ce compensateur est de varier l'impédance de la ligne par le contrôle d'un condensateur en série avec celle-ci. Le compensateur série commandé par des thyristors améliore la stabilité transitoire et la stabilité de la tension.

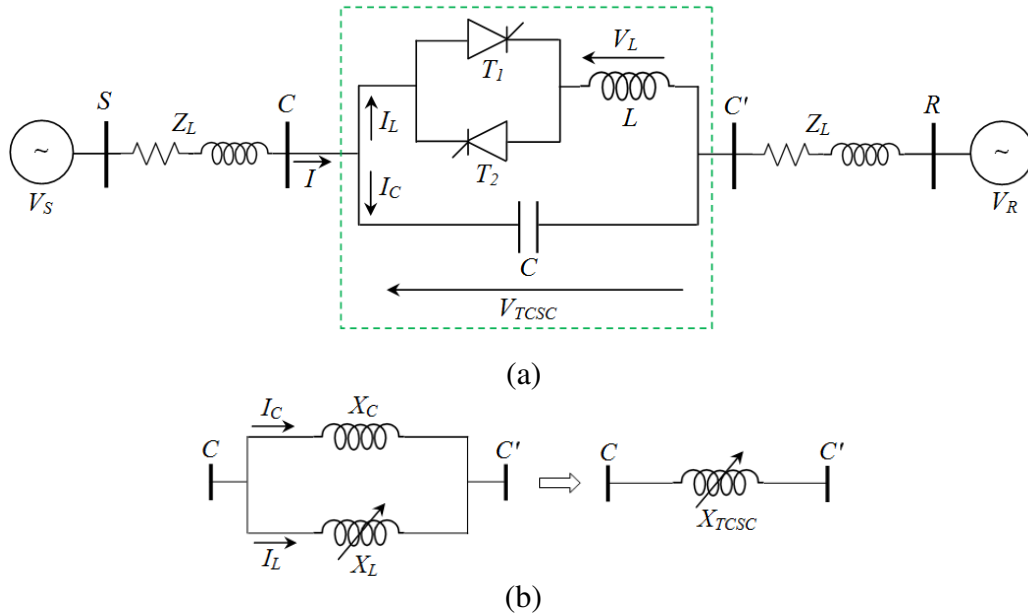


Fig. I.3. Système TCSC : a). Montage, b). Réactance apparente.

La réactance apparente totale du système TCSC (X_{TCSC}) est donnée par la relation [7, 8]:

$$X_{TCSC}(\alpha) = X_C // X_L(\alpha) = \frac{X_C \cdot X_L(\alpha)}{X_C + X_L(\alpha)} \quad (I.1)$$

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 :

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

Où,

$$X_{L_{\max}} = j \cdot L \cdot \omega \quad (I.3)$$

$$X_c = -1/j.C.\omega \quad (I.4)$$

Selon les équations (I.2), (I.3) et (I.4), l'équation (I.1) devient :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_c \cdot X_L \left[\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right]}{X_c + X_L \left[\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right]} \quad (I.5)$$

La tension contrôlée par TCSC est :

$$V_{TCSC}(\alpha) = I_L \times X_{TCSC}(\alpha) \quad (I.6)$$

La puissance réactive contrôlée par TCSC est :

$$Q_{TCSC}(\alpha) = \frac{V_{TCSC}(\alpha)^2}{X_{TCSC}(\alpha)} \quad (I.7)$$

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 système TCSC. Les variations des paramètres de systèmes TCSC à savoir : la réactance, tension et puissance réactive contrôlée en fonction de l'angle d'amorçage (α) sont représentées sur les figures suivantes :

- Dans le premier cas, la capacité est fixe et l'inductance est variable.

Tab. I.1. Paramètres des TCSC avec l'inductance variable.

	C (mF)	L (mH)	X_C (Ω)		X_L (Ω)	
			min	max	min	max
TCSC 1	8,70	0,12	-0,045	- 7,82	0,366	6,535
TCSC 2		0,17	-0,063	-12,93		9,486
TCSC 3		0,19	-0,072	-18,01		20,57

La figure I.4, représente l'impact de l'inductance d'un système TCSC sur trois courbes caractéristiques.

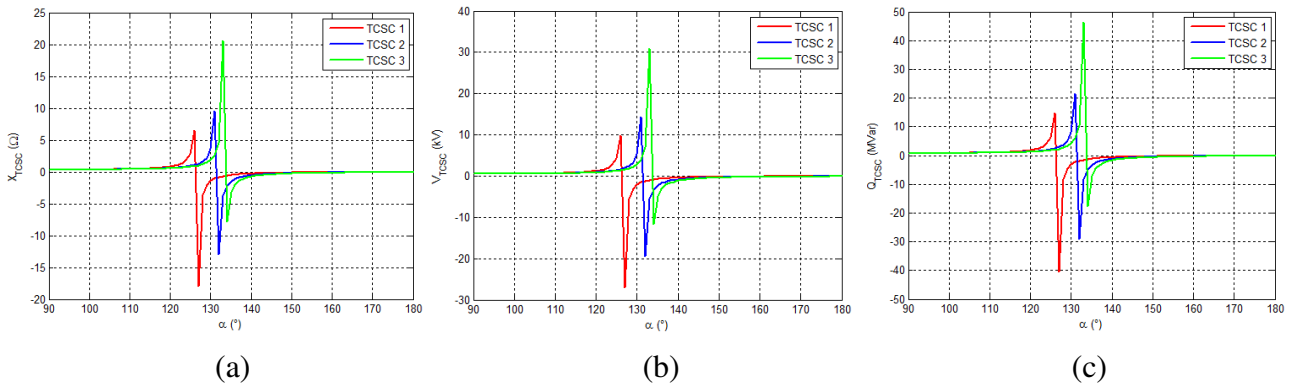


Fig. I.4. Impact variation de l'inductance de TCSC sur les courbes caractéristiques.

a). $X_{TCSC}(\alpha)$, b). $V_{TCSC}(\alpha)$, c). $Q_{TCSC}(\alpha)$.

- Dans le deuxième cas, la capacité est variable et l'inductance est fixe.

Tab. I.2. Paramètres des TCSC avec la capacité variable.

	C (mF)	L (mH)	X_C (Ω)		X_L (Ω)	
			min	max	min	max
TCSC 1	8,30	0,10	0,0342	- 8,5	0,3876	5,200
TCSC 2	8,70		0,0343	-17,0	0,3652	6,049
TCSC 3	8,90		0,0345	-43,0	0,3555	9,755

La figure I.5, représente l'impact de la capacité d'un système TCSC sur trois courbes caractéristiques.

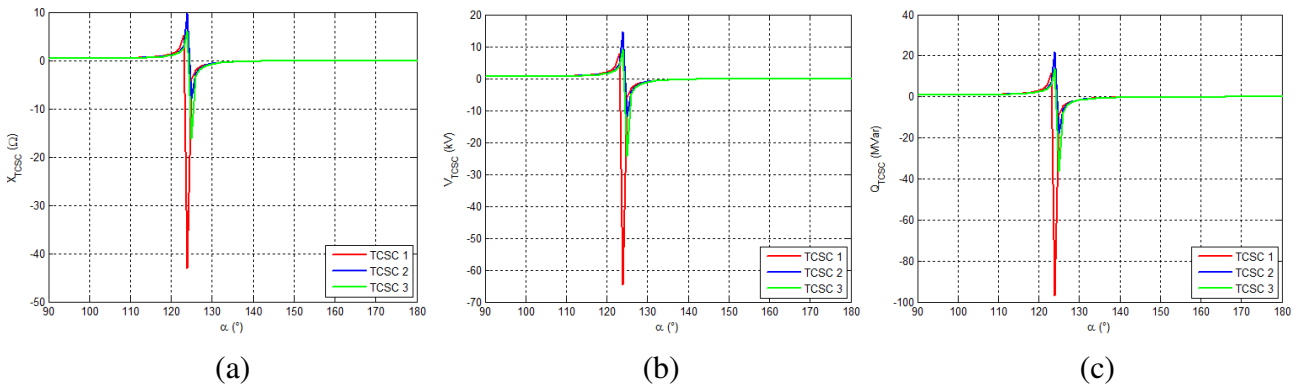


Fig. I.5. Impact variation de la capacité de TCSC sur les courbes caractéristiques.

a). $X_{TCSC}(\alpha)$, b). $V_{TCSC}(\alpha)$, c). $Q_{TCSC}(\alpha)$.

I.3.2) - GCSC (GTO Controlled Series Capacitor)

Le compensateur GCSC indiqué sur la figure ci-dessus est le premier qui apparaît dans la famille des compensateurs séries. Il est constitué d'une ou plusieurs capacités (C) montées en série, chacune étant shuntée par une valve à thyristors de type GTO montée en antiparallèle.

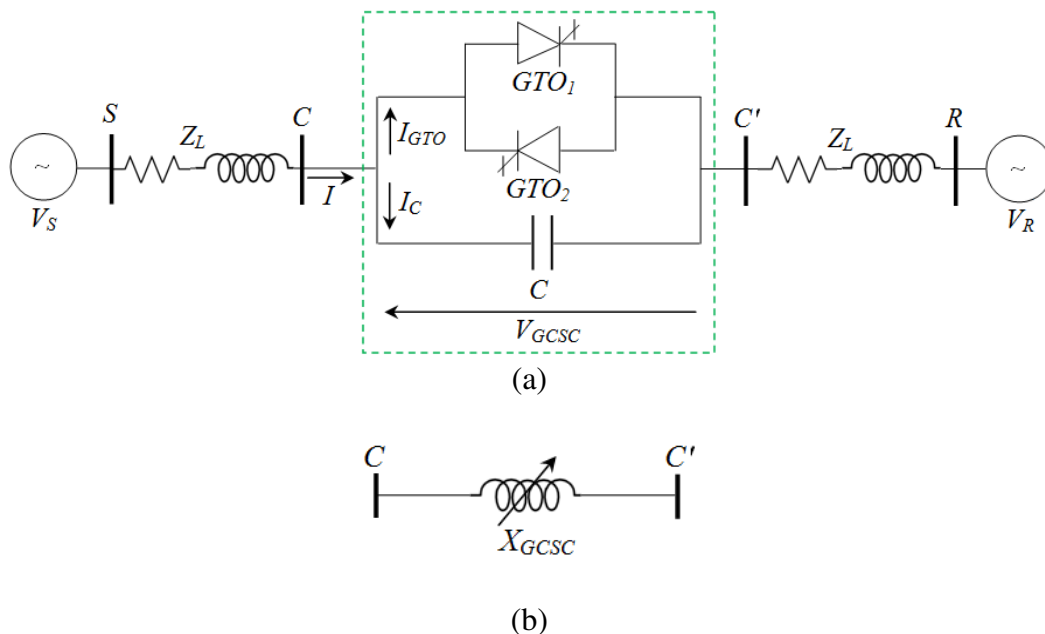


Fig. I.6. Système GCSC : a). Montage, b). Réactance apparente.

La réactance apparente du système GCSC est définie par la relation suivante [7, 8]:

$$X_{GCSC}(\gamma) = X_c \left[1 - \frac{2}{\pi} \gamma - \frac{1}{\pi} \sin(2\pi) \right] \quad (I.8)$$

Où,
$$X_c = 1/C.\omega \quad (I.9)$$

Et γ est l'angle d'extinction des thyristors GTO qui varie entre 0 et 180°. L'angle conducteur (β) de TCR (GTO antiparallèle) est défini par :

$$\beta = \pi - 2\gamma = 2 \left(\frac{\pi}{2} - \gamma \right) \quad (I.10)$$

$$\gamma = \frac{(\pi - \delta)}{2} \quad (I.11)$$

Les angles δ et β varient entre 0° et 90°. Selon les équations (I.10) et (I.11), la relation (I.8) devient :

$$X_{GCSC}(\beta) = X_c \left[1 - \left(\frac{\pi - \beta}{\pi} \right) - \frac{1}{\pi} \sin(\pi(\pi - \beta)) \right] \quad (I.12)$$

La tension contrôlée par GCSC est :

$$V_{GCSC}(\beta) = I_L \times X_{GCSC}(\beta) = V_{\max} \left[1 - \left(\frac{\pi - \beta}{\pi} \right) - \frac{1}{\pi} \sin(\pi(\pi - \beta)) \right] \quad (I.13)$$

La puissance réactive contrôlée par GCSC est donnée par:

$$Q_{GCSC}(\beta) = \frac{V_{GCSC}(\beta)^2}{X_{GCSC}(\beta)} = Q_{\max} \left[1 - \left(\frac{\pi - \beta}{\pi} \right) - \frac{1}{\pi} \sin(\pi(\pi - \beta)) \right] \quad (I.14)$$

Avec, I_L le courant de la ligne, $V_{\max}$ et $Q_{\max}$ sont la tension et la puissance réactive maximale respectivement contrôlée par le système GCSC. Les variations des paramètres de systèmes GCSC c'est-à-dire la réactance, tension et puissance réactive contrôlées par l'angle β sont représentées sur les figures suivantes :

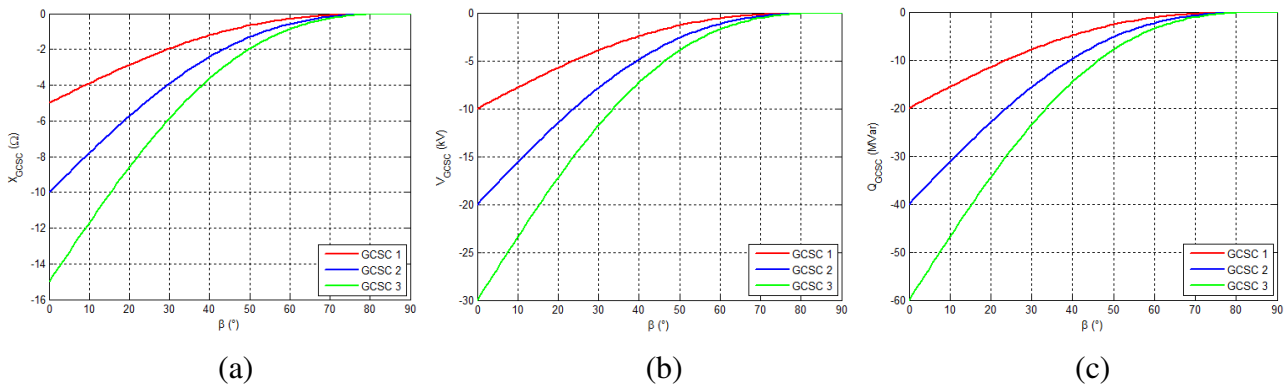


Fig. I.7. Impact variation de capacité de GCSC sur les courbes caractéristiques.

a). $X_{GCSC}(\beta)$, b). $V_{GCSC}(\beta)$, c). $Q_{GCSC}(\beta)$.

Tab. I.3. Paramètres des GCSC étudiés.

	C (mF)	$X_{C\text{-}max}$ (Ω)	V_{max} (kV)	Q_{max} (MVar)
GCSC 1	0,6366	-5,00	10	- 20
GCSC 2	0,3183	-10,00	20	- 40
GCSC 3	0,2122	-15,00	30	- 60

I.3.3) - TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)

Le TCSR 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.

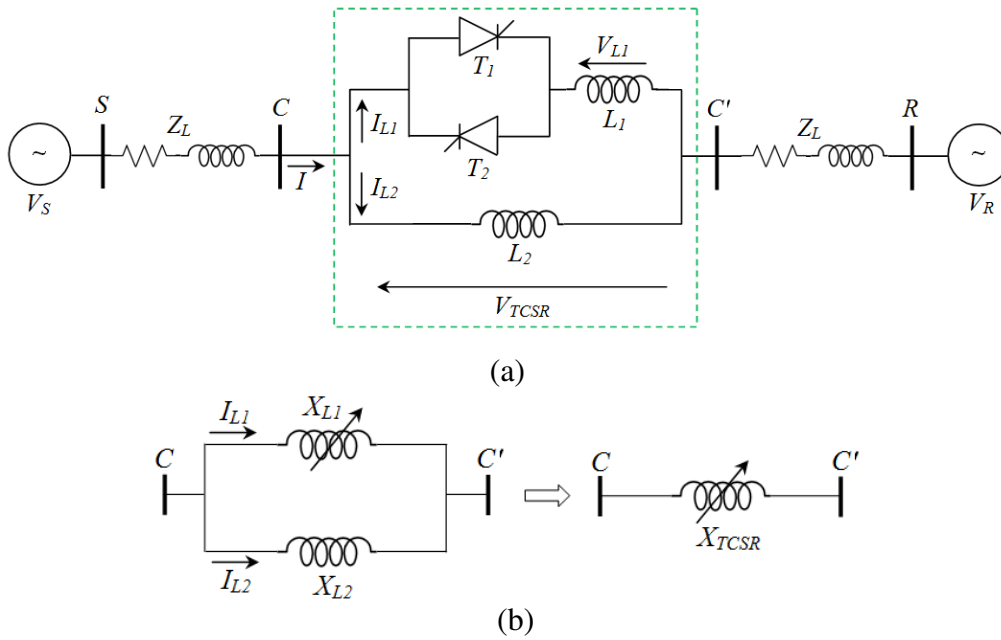


Fig. I.8. Système TCSR : a). Montage, b). Réactance apparente.

La réactance apparente totale du système TCSR (X_{TCSR}) est donnée par la relation [7, 8] :

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

La réactance apparente de 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 :

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

Où,

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

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 TCSR est donnée par la relation:

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

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

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

La variation des paramètres du système TCSR à savoir la réactance, tension et puissance réactive contrôlée par l'angle d'amorçage (α) sont représentées sur figures suivantes :

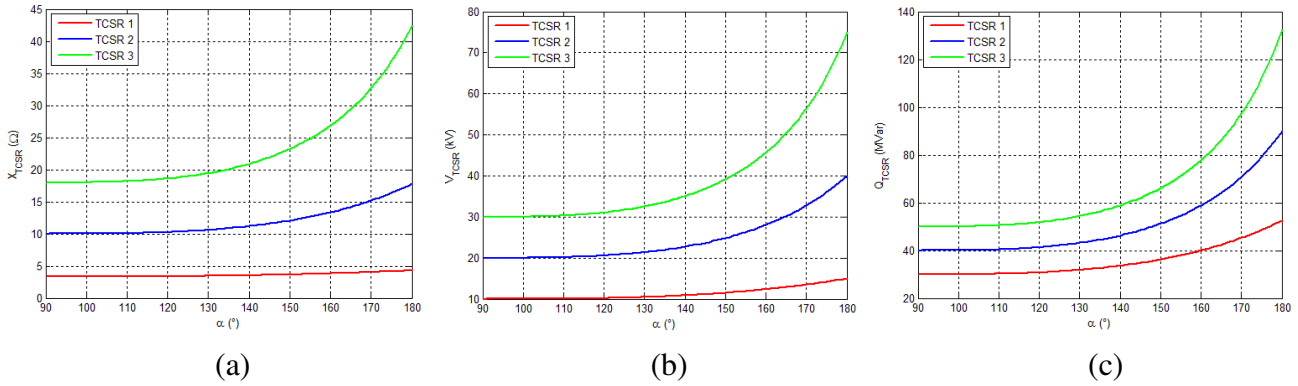


Fig. I.9. Impact variation de l'inductance de TCSR sur les courbes caractéristiques.

a). $X_{TCSR}(\alpha)$, b). $V_{TCSR}(\alpha)$, c). $Q_{TCSR}(\alpha)$.

Tab. I.4. Paramètres des TCSR étudiés.

	L_1 (mH)	L_2 (mH)	$X_{L1-\max}$ (Ω)	$X_{L2-\max}$ (Ω)	L_2		L_2	
					$V_{\max}$ (kV)	$Q_{\max}$ (MVar)	$V_{\max}$ (kV)	$Q_{\max}$ (MVar)
TCSR 1	47,746	10,610	15,000	3,333	10	30	30	60
TCSR 2	72,756	31,831	22,857	10,00	20	40	40	70
TCSR 3	99,471	57,296	31,250	15,00	30	50	50	80

I.4) - Le coût des systèmes FACTS

Mis à part les avantages techniques pouvant être tirés des FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement pris en compte dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitation, de maintenance et d'amortissement de l'installation. Les dispositifs FACTS basés sur des convertisseurs avec thyristors (GTO) sont environ 25 % plus chers que les FACTS utilisant des thyristors classiques.

Les équations de coût (C) en fonction de prix globale en mille euro (M.€) des différents dispositifs FACTS de constructeur SIEMENS (constructeur Allemand en 2010) en fonction de la marge d'opération des puissance réactives (S) des dispositifs FACTS en kVar sont [7] :

$$\text{- Le coût pour UPFC : } C_{UPFC} = 0,0003.S^2 - 0,2691.S + 188,220 \text{ (M. €)} \quad (I.23)$$

$$\text{- Le coût pour TCSC : } C_{TCSC} = 0,0015.S^2 - 0,7130.S + 153,750 \text{ (M. €)} \quad (I.24)$$

$$\text{- Le coût pour SVC : } C_{SVC} = 0,0003.S^2 - 0,3051.S + 127,380 \text{ (M. €)} \quad (I.25)$$

$$\text{- Le coût pour STATCOM : } C_{STATCOM} = 0,0018.S^2 - 0,6610.S + 160,120 \text{ (M. €)} \quad (I.26)$$

$$\text{- Le coût pour SSSC : } C_{SSSC} = 0,0016.S^2 - 0,6540.S + 120,460 \text{ (M. €)} \quad (I.27)$$

I.5) - Equipement d'un système de protection

La protection électrique est l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales sur les réseaux électriques afin de commander le déclenchement un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire élaborer d'autres ordres de signalisations.

I.5.1) - Transformateur de courant

Un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions [9, 10].

La fonction d'un transformateur de courant est de fournir à son secondaire un courant (I_s) proportionnel au courant primaire (I_p) mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure (comptage) que la protection.

I.5.2) - Transformateur de tension

Selon la définition donnée par la CEI, un transformateur de tension ou de potentiel est un "transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions". On utilise aussi le terme transformateur de potentiel [9, 10].

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou les relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts. La caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation.

I.5.3) - Disjoncteur

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois [9, 10] :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique,
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit dans le réseau provoqué par la foudre ou d'autres causes.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel d'un réseau électrique, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc d'éviter que le matériel connecté sur le réseau soit endommagé par ce court-circuit. Les techniques de coupure utilisées sont : huile, air comprimé, Gaz SF₆ (hexafluorure de soufre) et sous vides.

I.5.4) - Relais

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ... etc.) et les transmettent par un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance.

Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension, ... etc.

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par une surveillance continue, détermine quels disjoncteurs peuvent ouvrir et alimenter les circuits de déclenchement.

Les relais de protection électrique sont généralement de trois types [11]:

A)- Relais électromécanique

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques.

Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, et la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

B)- Relais statique

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques.

Ces relais de protection, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible tension qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage). Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent une source d'alimentation auxiliaire continue

C)- Relais numérique

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection électrique. Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible tension.

L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée.

En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local. Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité, mais avec faible fiabilité.

I.6) - Zones de protection

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure.

La figure suivante montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [12].

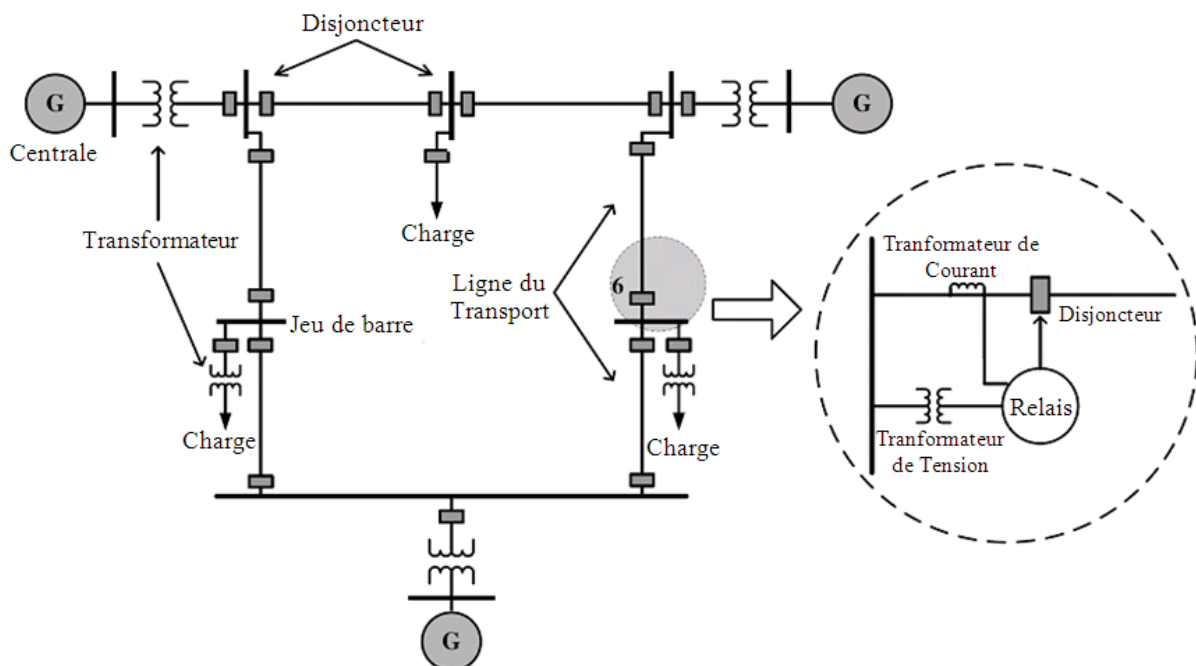


Fig. I.10. Zones de protection d'un réseau électrique.

Le système de protection principale pour protéger une ligne de transport est la protection à distance et la protection à maximum de courant soit à courbe inverse ou à courbe constante.

I.7) - État des recherches actuel

Les publications sont riches de projets autour des FACTS qui vont des plus simples aux plus abouties en s'inscrivant dans une démarche globale. C'est-à-dire dans une démarche où l'architecture de puissance, le système de contrôle et commande associée et le contrôle de plus haut niveau, celui que l'opérateur du réseau effectuerait de telle manière à coordonner le fonctionnement du système avec le réseau est étudié.

Le problème de l'impact d'insertion des FACTS dans les réseaux électriques, notamment sur la protection de distance et à maximum de courant est aujourd'hui un problème majeur. Beaucoup de travaux sont en cours dans différents laboratoires internationaux car l'intérêt économique est immédiat. La démarche scientifique consiste à développer des recherches et solutions autour du problème de l'impact des systèmes Facts sur les performances des systèmes de protection électriques.

I.7.1) - Impact sur la protection à distance

Impact de présence des systèmes FACTS séries sur les performances d'un relais de protection à distance sera consacré surtout à :

I.7.1.1) - Impact du système TCSC

Le premier travail de recherche sur l'impact d'intégration de système TCSC sur la protection à distance à été publié en 1998, par une équipe japonaise [13] et traite le problème de la fréquence d'échantillonnage du système de commande sur un relais à distance de type MHO.

Après sept ans, en 2005, le professeur LIU [14], avait traité le problème de la diminution de l'impédance caractéristique sur les systèmes des composantes symétriques des défauts et de la localisation de défaut sur les lignes THT. A la même année, le problème de communication entre les relais de distance numérique en présence d'un TCSC, été proposée en utilisant le nouveau schéma de la communication assistée par les différents régimes (capacitive ou inductive) [15]. Une équipe Indienne propose dans [16] une méthode de l'intelligence artificielle basée sur l'hybridation entre la logique floue et le réseau de neurones pour un relais de distance protégeant une ligne HT équipée par un compensateur TCSC dont les paramètres de la ligne sont filtrées par filtre de Kalman en présence des défauts: monophasé, biphasés et triphasés à la terre.

En 2006, l'impact de présence TCSC sur la ligne principale et sur la ligne adjacente sur le relais de distance par un Real Time Digital Simulator (RTDS) a été traité dans [17]. Une équipe iranienne a étudié l'effet du point d'installation et le couplage des transformateurs de mesure (TC et TT) sur Z_{seen} mesurée par un relais de distance dans [18] .

En 2007 dans la référence [19], des chercheurs ont étudié effet d'intégration du TCSC sur un relais de distance basé sur la technique des réseaux neurones de type radial (Radial Bias Neural Network) pour évaluer la tension aux bornes du TCSC, puis cette tension substrat du point de relais pour éliminer les effets de déclenchement intempestif. L'équipe Iranienne dans [20] présente une étude comparative sur le point de placement d'un TCSC à l'extrémité et au milieu de la ligne protégée par relais de distance sur Z_{seen} .

En 2008, l'équipe Iranienne dans [21] traite l'effet sur Z_{seen} en intégrer un système TCSC sur la ligne adjacente et en présence des défauts entre phase (biphasés et triphasés). Dans [22] l'effet sur Z_{seen} en intégrer un système TCSC sur une ligne double en présence même défauts (biphasés et triphasés) à été traité. L'effet de la variation du varistor d'oxyde métallique (Metal Oxide Varistor MOV) pour différents modes d'opération protégeant un TCSC contre la surtension installé sur une ligne simple en présence des défauts entre phase est présenté dans [23]. Une [24] étude comparative de l'effet de placement d'un TCSC au milieu et à l'extrémité d'une ligne de transport double sur la variation de Z_{seen} est présentée dans [24]. Dans la publication [25] l'équipe de recherche traite l'effet du type de la connexion du transformateur de tension sur l'impédance mesurée Z_{seen} par un relais de distance polygonale en présence des défauts entre phases sur une ligne compensée par système TCSC.

A la même année dans [26], la même équipe de recherche présente une étude comparative de l'effet de placement d'un TCSC au milieu et à l'extrémité d'une ligne double sur Z_{seen} en présence d'un TCSC. Dans [27] les auteurs traitent les différents effets d'intégration d'un TCSC sur la réponse transitoire d'un relais de distance basé sur la méthode de transformation d'ondelette (Wavelet Transform) pour augmenter la performance du relais.

En 2009, la référence [28] présente l'effet de variation de la tension positive par le relais de distance sur l'impédance mesurée Z_{seen} en présence d'un TCSC sur une ligne simple, et [29] présente un relais de distance basé sur la technique des réseaux neurones multicouches de Perceptron (MLPNN) basé sur l'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM) pour protéger une ligne du transport 500 kV compensée par TCSC.

Les derniers travaux de recherche sur le problème lié à l'intégration des TCSC sur la protection de distance est présenté 2010 dans [30]. Ces travaux traitent l'impact sur la protection de distance sur un réseau du transport interconnecté et compensé par plusieurs TCSC en différentes localités. Le même problème est étudié analytiquement dans [31] mais avec une simulation numérique en temps réel (RTDS) d'un relais de distance en présence des défauts sur la ligne principale protégée et la ligne adjacente.

I.7.1.2) - Impact du système SSSC

Le premier article de recherche traitant le problème d'intégration d'un SSSC sur le relais de distance est en 2006 par Pr. Rastegar. Le changement de réglage de la première zone appliqué au relais adaptatif par la technique des réseaux neurone (ANN) est étudié dans [32]. A la même année l'équipe de recherche iranienne dans [33] traite les effets du point installation du transformateur de couplage entre le SSSC et le réseau électrique sur Z_{seen} mesurée par le relais de distance et la courbe des caractéristiques de déclenchement X-R et dans [34], l'impact sur la courbe des caractéristiques de déclenchement X-R en présence un défaut phase à la terre est traité.

En 2007, un modèle mathématique qui l'impact sur la courbe des caractéristiques de déclenchement X-R d'un relais de distance en cas d'intégration d'un SSSC sur l'extrémité de la ligne adjacente est développé dans [35]. [36] traite l'impact de la tension inverse mesurée par un relais de distance protégeant une ligne double.

En 2008, le professeur KAZEMI dans [37] étudie l'intégration d'un SSSC sur une ligne simple adjacente sur la courbe des caractéristiques de déclenchement X-R d'un relais de distance mal fonctionné en présence un défaut entre les phases de la ligne protégé. Dans [38] les effets du transformateur de couplage d'un système SSSC intégré à la ligne simple sur la courbe des caractéristiques de déclenchement X-R d'un relais de distance est étudié. L'impact sur Z_{seen} mesurée par un relais de distance est traité dans [39]. Dans [40] l'impact de point d'installation du

transformateur de tension sur Z_{seen} mesuré par un relais de distance en présence SSSC et un défaut entre phase est traité. Les effets d'intégration d'un SSSC équipé par stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES) sur la courbe des caractéristiques de déclenchement X-R d'un relais de distance est étudié dans [41]. Aussi l'impact sur Z_{seen} en intégrant un SSSC sur une ligne double en présence d'un défaut entre phases est présenté dans [42]. Dans [43] impact sur la courbe idéale des caractéristiques de déclenchement X-R d'un relais de distance en intégrer SSSC sur la ligne adjacente en en présence un défaut entre phase est étudié. En 2008, le professeur JAMALI dans [44] étudie l'impact de la présence d'un SSSC sur la ligne adjacente sur la tension inverse mesurée par un relais de distance installé sur la ligne principale et l'impact sur la dégradation de la performance de ce relais. Dans [45] l'impact de la présence d'un SSSC sur la ligne double adjacente surchargée, sur Z_{seen} en présence d'un défaut phase à la terre sans résistance de défaut est présenté.

En 2009, étude comparative d'intégration d'SSSC et d'un STATCOM dans une ligne simple sur Z_{seen} mesuré par un relais de distance en présence d'un défaut phase à la terre est présentée dans [46]. La référence [47] traite l'impact sur l'impédance mesurée Z_{seen} pour un relais de distance protégeant une ligne simple équipée par un système SSSC en présence d'un défaut triphasé. Le même auteur dans [48] traite les différentes modifications nécessaires pour augmenter la performance d'un relais de distance protégeant une ligne 400 kV équipés par un SSSC par les techniques conventionnelles. A la même année, Le professeur KHEDERZADEH dans [49] étudie l'impact d'intégration SSSC commandé par 48 impulsions GTO, sur un relais de protection de distance numérique pour différents condition de défaut.

En 2010, l'auteur dans [50] présenté une étude analytique par la méthode des composantes symétriques appliquée pour le calcul de l'impédance Z_{seen} sur une ligne équipée par un SSSC commandé par des GTO à 48 impulsions, en présence des défauts phase-terre et biphasés. Et l'auteur de [51] présente une étude comparative de l'impact d'insertion des systèmes de compensation STATCOM et SSSC sur Z_{seen} installés sur deux lignes déferentes 400 kV et 132 kV en présence des défauts en différentes localités par logiciel PSCAD.

Les derniers travaux de recherche publiés 2011 par le professeur JAMALI dans [52] traitent l'impact sur l'impédance mesurée Z_{seen} dans le cas d'un SSSC installé sur une ligne simple en présence de différents types de défaut et en différentes localités avec variation de la résistance de défaut.

1.7.2) - Impact sur la protection maximum de courant

Une seule équipe de recherche indienne sous direction de Pr. Pradhan a étudié l'impact du compensateur fixe série et système TCSC sur le relais de protection directionnel maximum de courant :

Dr. JENA a traité le problème de présence d'un compensateur série fixe sur une ligne protégée par relais de courant directionnel dans [53]. L'algorithme classique de relais directionnel utilise la tension de défaut et de phaseurs de courant de dériver les décisions et, par conséquent, trouve sa limitation à une tension ou d'inversion de courant, cet article propose une technique d'estimation de direction de défaut utilisant le changement de phase du courant de la composante directe et le changement d'amplitude de la tension de composante directe. Cette technique a été appliquée sur ligne simple et double [54].

Dr. BISWAL, propose un algorithme de relais directionnel basé sur une technique de vote pour la protection d'une ligne compensée par compensateur série fixe où les condensateurs sont présents aux deux extrémités de la ligne. Cet algorithme basé sur les composantes directes et inverses

sélectionnés et intégrés en utilisant la technique de vote pour obtenir la décision finale, sont évaluée en utilisant des données simulées avec PSCAD sur une ligne simple dans [55] et sur une ligne double dans [56].

En 2013, Dr. JENA dans [57] propose une technique d'estimation de direction de défaut basé sur la composante directe combinée dans une approche intégrée pour une ligne simple compensée par système TCSC. Cette technique est testée pour différents conditions de défaut, tels que la résistance de défaut et le point de défaut.

Au cours des dernières années, de nombreux efforts de recherche ont été réalisés pour atteindre une coordination optimale des relais à maximum de courant à courbe inverse (solution optimale pour les réglages des relais) sans présence de compensateur fixe série ou systèmes FACTS utilisant différentes méthodes et techniques, y compris : programmation linéaire (LP) [58], simplex méthode (SM) [59], programmation non linéaire (NLP) environnement par programmation quadratique séquentielle (SQP) [60], deux phase simplex méthode (TPSM) [61], programmation linéaire intervalle (ILP) [62], technique de random recherche (RST) [63], technique adaptative complète (FAT) [64], algorithme génétique (GA) [65, 66], algorithme génétique continue (CGA) [67], hybride algorithme génétique avec programmation linéaire (GA-LP) [68], hybride algorithme génétique avec programmation non linéaire (GA-NLP) [69], optimisation par essaim de particules modifié (MPSO) [70, 71], optimisation par essaim de particules évolutive (EPSO) [72], optimisation par abeilles artificielles (ABC) [73], algorithme révolutionnaire (EA) [74], algorithme d'évolution différentielle (DEA) [75], algorithme d'évolution différentielle algorithme modifié (MDEA) [76], algorithme de self-adaptive différentiel évolutive (SADE) [77], algorithme de recherche harmonie (HAS) [78], algorithme de recherche harmonie box-muller [79], algorithme d'optimisation de chercheur (SOA) [80], apprentissage de l'enseignement basé sur l'optimisation (TLBO) [81] .

I.8) - Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les trois types des systèmes FACTS séries installés sur le réseau électrique leur le principe de fonctionnement, la modélisation et la réactance apparente contrôlée. Nous avons aussi présenté d'une manière générale le principe d'un système de protection et ses équipements. A la fin de ce chapitre un état de l'art de l'impact d'intégration des systèmes FACTS sur la protection de distance et maximum de courant phase à courbe inverse est revu.

Chapitre II

Impact des Systèmes FACTS Séries sur le Calcul de Court-Circuit

II.1) - Introduction

La connaissance du courant de court-circuit est très importante pour le dimensionnement des organes de sécurité. La connaissance de la valeur du courant de court-circuit ou défaut (I_{CC}) dans tous les endroits d'une installation, où l'on veut placer un dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) chargé de l'interrompre, permet de s'assurer que le pouvoir de coupure du fusible ou du disjoncteur est bien supérieur au courant de court-circuit à cet endroit. L'incapacité d'un fusible ou d'un disjoncteur d'interrompre un courant de court-circuit peut conduire des résultats catastrophiques.

La valeur maximale (I_{CC-max}) définit le pouvoir de coupure nécessaire du fusible ou du disjoncteur chargé de la protection à cet endroit, le pouvoir de fermeture nécessaire de ce même disjoncteur (en cas de fermeture sur un court-circuit), et la tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage électrique. La valeur minimale (I_{CC-min}) définit le choix de la courbe de déclenchement du disjoncteur ou du fusible, assurant la sélectivité des déclenchements.

II.2) - Impact sur les paramètres de la ligne protégée

L'impédance longitudinale Z_{AB} et les admittances transversales Y_{AB0} valent [82]:

$$Z_{AB} = Z'_{AB} \cdot l = R'_{AB} \cdot l + j \cdot L'_{AB} \omega l = R_{AB} + j \cdot X_{AB} \quad (\text{II.1})$$

$$Y_{AB0} = Y'_{AB0} \cdot l = G'_{AB0} \cdot l + j \cdot C'_{AB0} \omega l = G_{AB0} + j \cdot B_{AB0} \quad (\text{II.2})$$

Pour la plupart des lignes électriques HT ou THT, G_{AB0} est pratiquement nulle et $R_{AB} \ll X_{AB}$. Dans ce cas, la valeur de l'impédance caractéristique (Z_c) peut être approchée par la relation:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L_{AB}}{C_{AB0}}} \quad (\text{II.3})$$

Le tableau II.1 donne des valeurs typiques des paramètres linéiques pour les lignes de transport de tension nominale (U_n) allant de 220 à 765 kV [7]. La puissance naturelle (S_{nat}) est obtenue par la relation suivante :

$$S_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_c} \quad (\text{II.4})$$

Tab. II.1. Paramètres typiques des lignes du transport.

U_n (kV)	220	347	400	500	765
R'_{ij} (Ω/Km)	0,050	0,037	0,034	0,028	0,012
X'_{ij} (Ω/Km)	0,407	0,306	0,285	0,271	0,274
B'_{ij} (Ω/Km)	2,809	3,765	3,462	4,333	4,148
Z_c (Ω)	380	285	276	250	257
S_n (MVA)	140	420	850	1000	2280

II.2.1) - Ligne sans compensation

La formulation mathématique de l'admittance nodale d'une ligne électrique de transport HT et THT sans systèmes FACTS est définie par la relation suivante [82], [83] :

$$I_n = Y_n \cdot V_n \quad (\text{II.5})$$

Où, I_n est le vecteur des injections de courants, V_n le vecteur des tensions nodales et Y_n est la matrice des admittances nodales dans le système direct. On peut écrire les tensions au jeu de barre A et B des deux extrémités d'une ligne de la figure II.1 sous la forme :

$$\begin{cases} \underline{V}_A = V_A \cdot e^{j\delta_A} = V_A \angle \delta_A \\ \underline{V}_B = V_B \cdot e^{j\delta_B} = V_B \angle \delta_B \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

Et en exprimant l'élément Y_{AB} de la matrice d'admittance Y par :

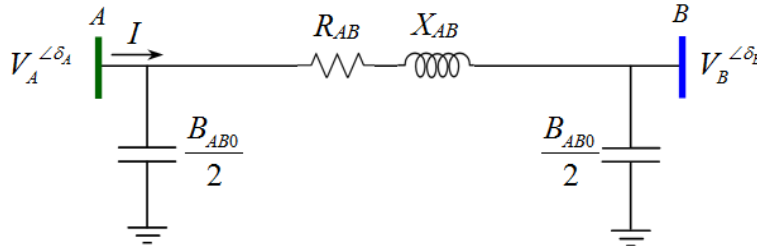
$$Y_{AB} = G_{AB} + j \cdot B_{AB} \quad (\text{II.7})$$

Les puissances active et réactive injectées aux jeux de barre s'écrivent :

$$P_A = V_A \cdot V_B \cdot [G_{AB} \cdot \cos(\delta_A - \delta_B) + B_{AB} \cdot \sin(\delta_A - \delta_B)] \quad (\text{II.8})$$

$$Q_A = V_A \cdot V_B \cdot [G_{AB} \cdot \sin(\delta_A - \delta_B) - B_{AB} \cdot \cos(\delta_A - \delta_B)] \quad (\text{II.9})$$

La ligne électrique de transport HT ou THT est modélisée par son circuit équivalent en π classique, dans lequel la conductance transversale (G_{AB}) est :

Fig. II.1. Modèle en π d'une ligne de transport sans FACTS.

La matrice d'admittance nodale (Y) d'une ligne électrique reliant un jeu de barre A à un jeu de barre B est donnée par la relation suivante :

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{AB} + \frac{Y_{AB0}}{2} & -Y_{AB} \\ -Y_{AB} & Y_{AB} + \frac{Y_{AB0}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.10})$$

Où, l'admittance longitudinale Y_{AB} vaut :

$$Y_{AB} = \frac{1}{R_{AB} + j.X_{AB}} \quad (\text{II.11})$$

Avec, R_{AB} et X_{AB} sont la résistance longitudinale et réactance longitudinale de la ligne entre les jeux de barre A et B respectivement.

L'admittance transversale correspondant aux effets capacitifs de la ligne s'écrit :

$$Y_{AB0} = j.B_{AB0} \quad (\text{II.12})$$

Les puissances active (P_{AB}) et réactive (Q_{AB}) transitées entre les jeux de barres A et B de la ligne de transport connectée par une liaison d'impédance Z_{AB} est donné par l'équation suivante :

$$P_{AB} = \frac{V_A \cdot V_B}{Z_{AB}} \sin(\delta) \quad (\text{II.13})$$

$$Q_{AB} = \frac{V_B^2}{Z_{AB}} - \frac{V_A \cdot V_B}{Z_{AB}} \cos(\delta) \quad (\text{II.14})$$

Avec, δ : Angle de transport (déphasage entre V_A et V_B).

II.2.2) - Ligne avec compensateur fixe série

Le Compensateur fixe série (CFS) peut être modélisé par une réactance capacitive branchée en série X_{CFS} dont la valeur est donc donnée par la relation :

$$X_{CFS} = -\frac{1}{j.C.\omega} \quad (\text{II.15})$$

Lorsqu'un CFS est placé dans une ligne électrique reliant les jeux de barre A et B , il est directement intégré dans le schéma en π de la ligne électrique selon le modèle de la figure suivante :

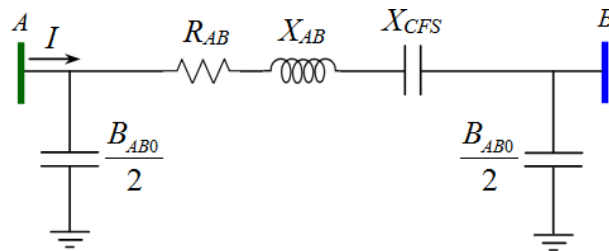


Fig. II.2. CFS inséré dans une ligne électrique.

La réactance effective de la ligne électrique vaut :

$$X_{AB}^C = X_{AB} - X_{CFS} \quad (\text{II.16})$$

Où, X_{AB}^C est la réactance de la ligne électrique entre les jeux de barre A et B avec CFS. La matrice d'admittance d'une ligne protégée est modifiée de la manière suivante :

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{AB}^C + \frac{Y_{AB0}}{2} & -Y_{AB}^C \\ -Y_{AB}^C & Y_{AB}^C + \frac{Y_{AB0}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.17})$$

Où, Y_{AB}^C est l'admittance de la ligne électrique entre les jeux de barre A et B avec CFS série est définie par :

$$Y_{AB}^C = \frac{1}{R_{AB} + j \cdot (X_{AB} - X_{CFS})} \quad (\text{II.18})$$

En présence d'un CFS, artificiellement l'impédance de la ligne du transport est donc réduite de X_{AB} à $(X_{AB} - X_{CFS})$ et les nouvelles puissances active (P_{AB}') et réactive (Q_{AB}') augmentent. De plus, en négligeant la résistance linéique de la ligne dans les relations suivantes :

$$P_{AB}' = \frac{V_A \cdot V_B}{Z_{AB} - X_{CFS}} \sin(\delta) \quad (\text{II.19})$$

$$Q_{AB}' = \frac{V_A \cdot V_B}{Z_{AB} - X_{CFS}} \cos(\delta) \quad (\text{II.20})$$

On peut écrire les nouvelles équations :

$$P_{AB}' = \frac{V_A \cdot V_B}{X_{AB} \cdot (1 - K_C)} \sin(\delta) \quad (\text{II.21})$$

$$Q_{AB}' = \frac{V_B^2}{X_{AB} \cdot (1 - K_C)} - \frac{V_A \cdot V_B}{X_{AB} \cdot (1 - K_C)} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (\text{II.22})$$

Avec, $K_C = \frac{X_{CFS}}{X_{AB}}$: degré de la compensation compris entre $0 \leq K_C \leq 1$.

En pratique, la compensation série est utilisée principalement pour maintenir la tension sur tous les jeux de barres du réseau à un niveau proche de la tension nominale, et ce pour les différents niveaux de charge du réseau.

II.2.3) - Ligne avec FACTS série

Le FACTS série modélisé par une réactance séries X_{FACTS} variable, la valeur de cette réactance est donnée par la relation [1], [7]:

$$X_{FACTS} = K_C \cdot X_{AB} \quad (\text{II.23})$$

En général, le degré de compensation varie entre 80 % en mode capacitive et 20 % en mode inductif :

$$-0,8 \leq K_C \leq +0,2 \quad (\text{II.24})$$

La tension et la puissance réactive relatives au FACTS série sont données par les relations suivantes :

$$V_{FACTS} = jX_{FACTS} \cdot I \quad (\text{II.25})$$

$$Q_{FACTS} = \frac{V_{FACTS}^2}{X_{FACTS}} \quad (\text{II.26})$$

Lorsqu'un FACTS série est placé dans une ligne électrique reliant les jeux de barre A et B , il est directement intégré dans le schéma en π de la ligne électrique selon le modèle de la figure suivante :

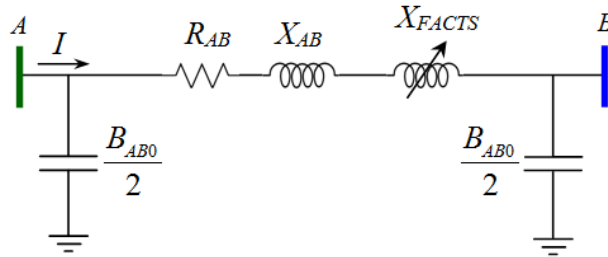


Fig. II.3. FACTS série inséré dans une ligne électrique.

La réactance effective de la ligne électrique protégée vaut :

$$X_{AB}^F = X_{AB} + X_{FACTS} \quad (\text{II.27})$$

Où, X_{AB}^F c'est la réactance de la ligne électrique entre les jeux de barre A et B avec FACTS. La matrice d'admittance de la ligne protégée est modifiée de la manière suivante :

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{AB}^F + \frac{Y_{AB0}}{2} & -Y_{AB}^F \\ -Y_{AB}^F & Y_{AB}^F + \frac{Y_{AB0}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.28})$$

Où, Y_{AB}^F est l'admittance de la ligne électrique entre les jeux de barre A et B avec FACTS série définie par l'expression :

$$Y_{AB}^F = \frac{1}{R_{AB} + j.(X_{AB} \pm X_{FACTS})} \quad (\text{II.29})$$

Dans ce cas les nouvelles expressions des puissances active (P_{AB}^F) et réactive (Q_{AB}^F) en présence FACTS série sont définie par les équations suivantes :

$$P_{AB}^F = \frac{V_A \cdot V_B}{Z_{AB} \pm j.X_{FACTS}} \sin(\delta) \quad (\text{II.30})$$

$$Q_{AB}^F = \frac{V_A \cdot V_B}{Z_{AB} \pm j.X_{FACTS}} \cos(\delta) \quad (\text{II.31})$$

II.2.4) - Résultats de simulation

II.2.4.1) - Impact des FACTS sur l'impédance de la ligne

Les figures ci-dessous représentent la variation de la réactance totale (X_{AB}) de la ligne protégée en fonction des paramètres des trois systèmes FACTS en fonction de l'angle d'amorçage et de la réactance apparente.

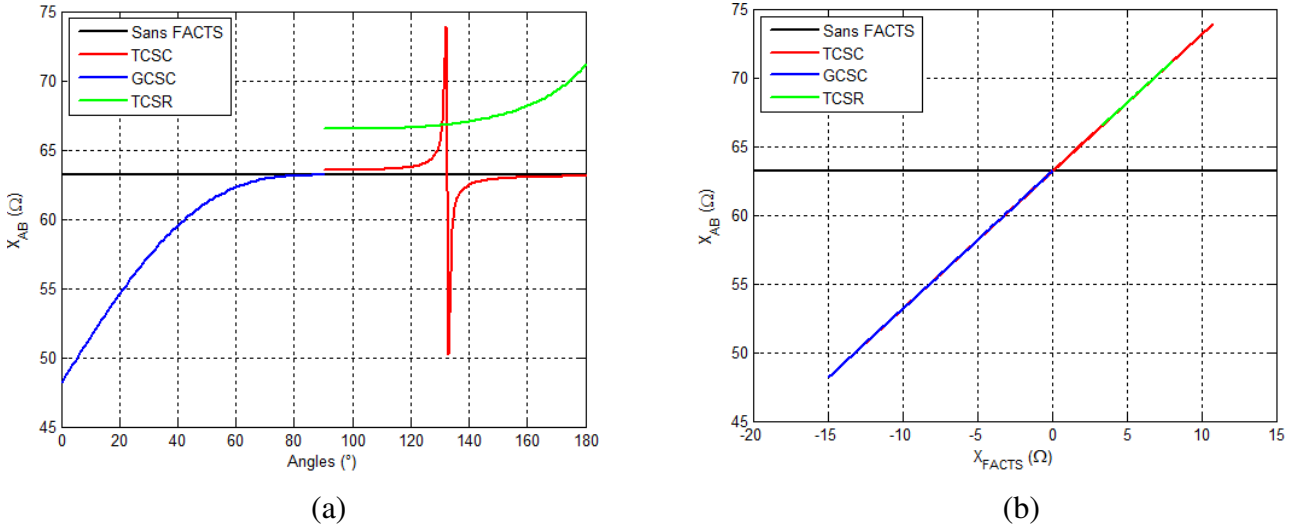


Fig. II.4. Impact des FACTS sur la réactance de la ligne.

a). $X_{AB} = f(\text{Angles})$, b). $X_{AB} = f(X_{FACTS})$.

Selon les figures II.4.a et II.4.b, il y a un impact important des trois systèmes FACTS séries installés, sur la réactance totale de la ligne. Sans FACTS la réactance totale est égale 63,1605 Ω, par contre en présence du TCSC la réactance augmente en mode inductif (varie entre 63,5441 et 73,9290 Ω) et démunie en mode capacitif (varie entre 50,1833 et 63,0898 Ω). En présence de GCSC la réactance varie entre 48,1605 et 63,1605 Ω, Par contre en présence du TCSR la réactance augmente entre 66,4938 et 71,1605 Ω par rapport aux réactances sans systèmes FACTS.

Les figures ci-dessous représentent la variation de la résistance totale (R_{AB}) de la ligne protégée en fonction des paramètres des systèmes FACTS utilisés en fonction de l'angle d'amorçage et de la réactance apparente.

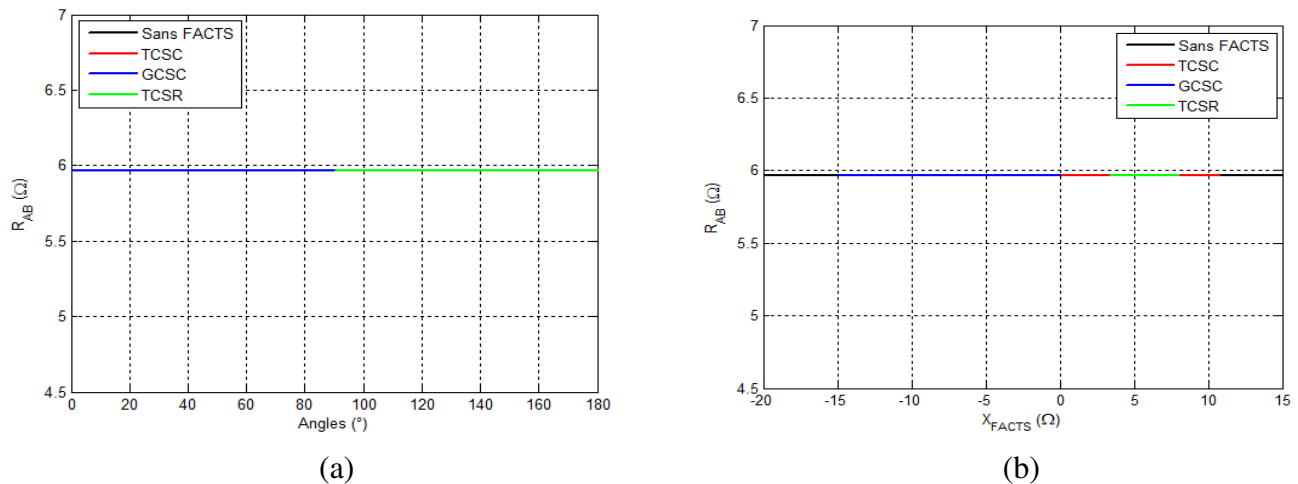


Fig. II.5. Impact des FACTS sur la résistance de la ligne.

a). $R_{AB} = f(\text{Angles})$, b). $R_{AB} = f(X_{FACTS})$.

Les figures II.5.a et II.5.b, montrent qu'il ya aucun impact des trois systèmes FACTS série installés sur la résistance totale de la ligne, qui reste fixe à $5,9655 \Omega$ parce que les systèmes FACTS contrôlent une réactance apparente inductive ou capacitive.

II.2.4.1) - Impact des FACTS sur les puissances transitées

Les figures suivantes représentent la variation des puissances actives transitées sur la ligne protégée (P_{AB}) en fonction d'angle de la charge (δ) en absence et présence des systèmes FACTS.

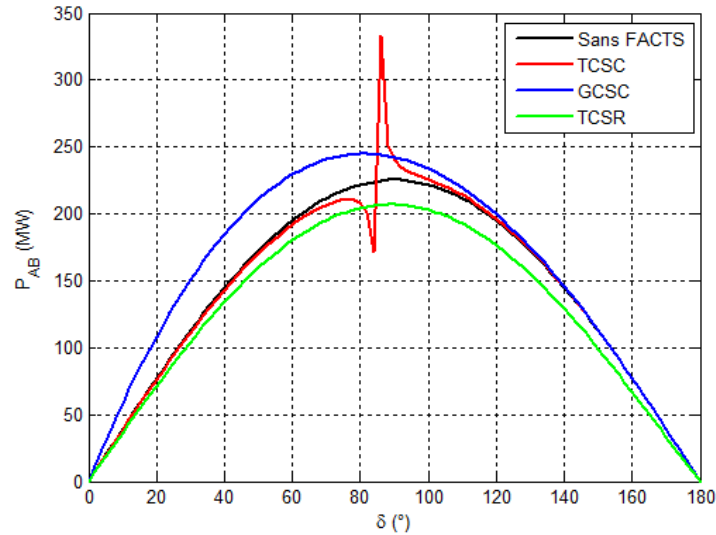


Fig. II.6. Variation de P_{AB} en fonction δ en présence des systèmes FACTS.

Suite la figure II. 6, En présence de TCSC la puissance active transite démunie en mode inductive et augmenté en mode capacitive. En présence de GCSC la puissance active augmenté par contre en présence de TCSR la puissance active démunie par rapport sans systèmes FACTS.

Les figures suivantes représentent la variation des puissances réactives (Q_{AB}) transitant sur la ligne protégée en fonction d'angle de la charge (δ) en absence et présence des systèmes FACTS.

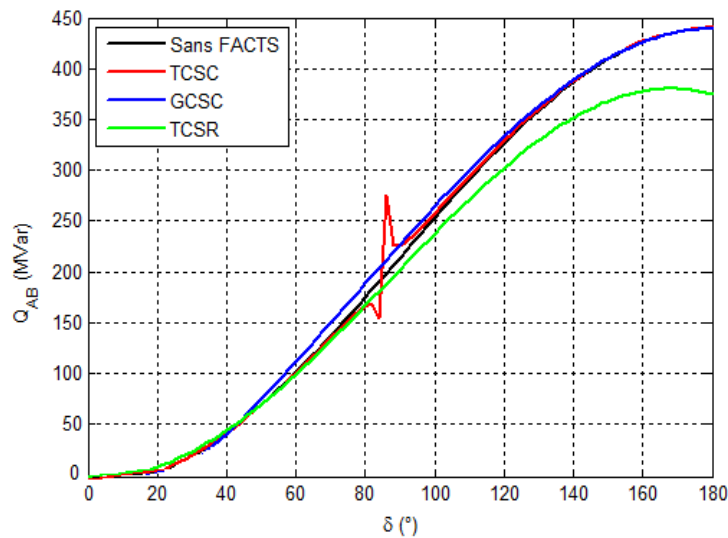


Fig. II.7. Variation de Q_{AB} en fonction δ en présence des systèmes FACTS.

Suite la figure II. 7, En présence de TCSC la puissance réactive transitée diminue en mode inductive et augmenté en mode capacitive, en présence de GCSC la puissance active augmentée par contre en présence de TCSR la puissance active diminue par rapport sans systèmes FACTS.

II.3) - Impact des FACTS sur les équations de calcul des courants de court-circuit

Dans cette partie, nous avons modélisé l'impact des systèmes FACTS sur le circuit équivalent en présence défaut monophasé avec R_F , défauts biphasés isolés et triphasés symétriques avec la démonstration des équations de calcul de court-circuit basés sur la méthode des composantes symétriques.

II.3.1) - Défaut monophasé (phase A) à la terre avec résistance de défaut

La figure ci-dessous représente le circuit équivalent d'une ligne électrique en présence trois types de FACTS série installé au milieu et en présence d'un défaut monophasé à la phase A à la terre avec résistance de défaut (R_F).

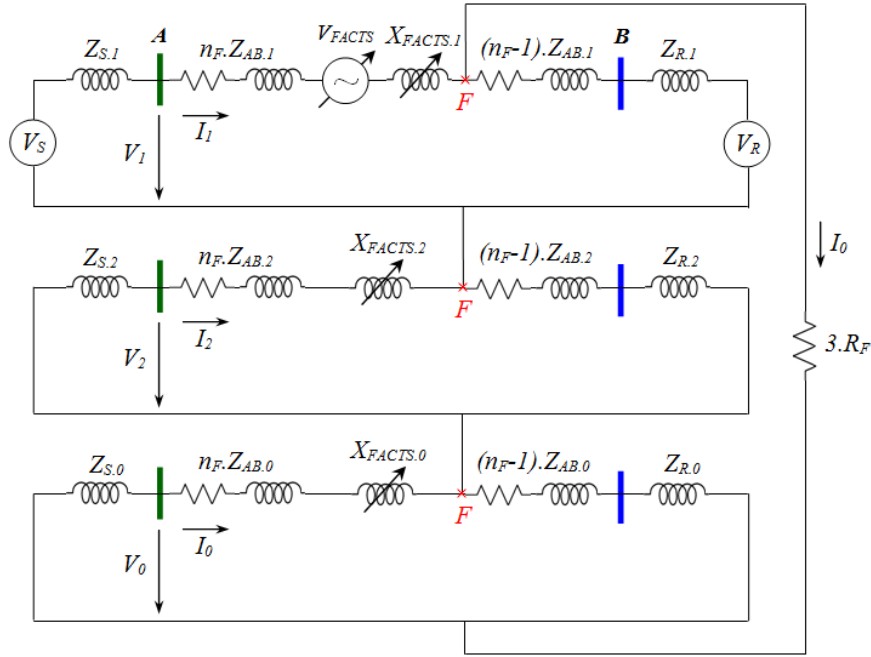


Fig. II.8. Circuit équivalent d'un défaut monophasé avec R_F en présence FACTS série.

Les équations de base de ce type de défaut sont [84], [85], et [86] :

$$I_B = I_C = 0 \quad (\text{II.32})$$

$$V_A = V_1 + V_2 + V_0 = R_F \cdot I_A \neq 0 \quad (\text{II.33})$$

La matrice de Fortescue [87, 88] représentant les composantes symétriques du courant est :

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (\text{II.34})$$

Suite les équations (II.32) et (II.34), la relation des composantes symétriques de courant devient :

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{I_A}{3} \quad (\text{III.35})$$

La matrice de Fortescue [87, 88] représente les composantes symétriques de la tension est :

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (\text{II.36})$$

Suite les équations (II.33) et (II.36), la relation des composantes symétriques de tension devient :

$$V_1 = -(V_0 + V_2) + R_F \cdot I_A \quad (\text{II.37})$$

Et,
$$V_s \pm V_{FACTS} - I_1 \cdot [n_F Z_{AB.1} + X_{FACTS.1} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB.1}] = A + B + R_F \cdot I_A \quad (\text{II.38})$$

Avec, les coefficients A et B sont définis par les équations suivantes :

$$A = -\frac{1}{3} \left[-(n_F \cdot Z_{AB.0} + X_{FACTS.0} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB.0}) \cdot I_0 \right] \quad (\text{II.39})$$

$$B = -\frac{1}{3} \left[-(n_F \cdot Z_{AB.2} + X_{FACTS.2} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB.2}) \cdot I_2 \right] \quad (\text{II.40})$$

Les coefficients Z_{AB-T} et X_{TCSC-T} pour simplicité, sont définis par les équations suivantes :

$$Z_{AB-T} = Z_{AB.1} + Z_{AB.2} + Z_{AB.0} \quad (\text{II.41})$$

$$X_{FACTS-T} = X_{FACTS.1} + X_{FACTS.2} + X_{FACTS.0} \quad (\text{II.42})$$

Donc,

$$V_s \pm V_{FACTS} = \frac{I_A}{3} \left[n_F \cdot Z_{AB-T} \pm X_{FACTS-T} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB-T} \right] + R_F \cdot I_A \quad (\text{II.43})$$

Suite les équations (II.41), (II.42) et (II.43), le courant électrique à la phase A est défini par cette équation :

$$I_A = \frac{3 \cdot (V_s \pm V_{FACTS})}{n_F \cdot Z_{AB-T} \pm X_{FACTS-T} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB-T} + 3 \cdot R_F} \quad (\text{II.44})$$

Suite les équations (II.34) et (II.44), les composantes symétriques du courant sont :

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V_s \pm V_{FACTS}}{n_F \cdot Z_{AB-T} \pm X_{FACTS-T} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB-T} + 3 \cdot R_F} \quad (\text{II.45})$$

La composante directe de tension est :

$$V_1 = V_s \pm V_{FACTS} - (n_F \cdot Z_{AB.1} \pm X_{FACTS.1} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB.1}) \cdot I_1 \quad (\text{II.46})$$

$$\Rightarrow V_1 = \frac{(V_s \pm V_{FACTS}) \cdot [Z_{AB.1} \pm X_{FACTS.1} + 3 \cdot R_F]}{n_F \cdot Z_{AB-T} \pm X_{FACTS-T} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB-T} + 3 \cdot R_F} \quad (\text{II.47})$$

Avec les coefficients Z_{AB}' et X_{TCSC}' pour simplicité, sont définis par les équations suivantes :

$$Z_{AB}' = Z_{AB.2} + Z_{AB.0} - 2.Z_{AB.1} \quad (\text{II.48})$$

$$X_{FACTS}' = X_{FACTS.2} + X_{FACTS.0} - 2.X_{FACTS.1} \quad (\text{II.49})$$

La composante inverse de tension est :

$$V_2 = -(n_F.Z_{AB.2} \pm X_{FACTS.2} + (1-n_F).Z_{AB.2}).I_2 \quad (\text{II.50})$$

$$\Rightarrow V_2 = -\frac{(V_S \pm V_{FACTS}).[Z_{AB.2} + X_{FACTS.2}]}{n_F.Z_{AB-T} \pm X_{FACTS-T} + (1-n_F).Z_{AB-T} + 3.R_F} \quad (\text{II.51})$$

La composante homopolaire de tension est :

$$V_0 = -(n_F.Z_{AB.0} + X_{FACTS.0} + (1-n_F).Z_{AB.0}).I_0 - R_F.I_0 \quad (\text{II.52})$$

$$\Rightarrow V_0 = -\frac{(V_S \pm V_{FACTS}).[Z_{AB.0} \pm X_{FACTS.0} + R_F]}{n_F.Z_{AB-T} \pm X_{FACTS-T} + (1-n_F).Z_{AB-T} + 3.R_F} \quad (\text{II.53})$$

On définit les coefficients suivants :

$$Z_2' = Z_{AB.2} \pm X_{FACTS.2} \quad (\text{II.54})$$

$$Z_0' = Z_{AB.0} \pm X_{FACTS.0} \quad (\text{II.55})$$

$$S_a = 3.a^2 - 1 \quad (\text{II.56})$$

$$S_b = 3.a - 1 \quad (\text{II.57})$$

Suite les équations (II.36), (II.47), (II.51) et (II.53), la relation finale des trois tensions phases est définie par les relations suivantes :

$$V_A = \frac{3.R_F.(V_S \pm V_{FACTS})}{n_F.Z_{AB-T} + X_{FACTS-T} + (1-n_F).Z_{AB-T} + 3.R_F} \quad (\text{II.58})$$

$$V_B = \frac{(V_S \pm V_{FACTS}).[(a^2 - a)Z_2' + (a^2 - 1)Z_0' + S_a R_F]}{n_F.Z_{AB-T} + X_{FACTS-T} + (1-n_F).Z_{AB-T} + 3.R_F} \quad (\text{II.59})$$

$$V_C = \frac{(V_S \pm V_{FACTS}).[(a - a^2)Z_2' + (a - 1)Z_0' + S_b R_F]}{n_F.Z_{AB-T} + X_{FACTS-T} + (1-n_F).Z_{AB-T} + 3.R_F} \quad (\text{II.60})$$

Dans ce cas, le courant de court-circuit (I_{CC}) est égale le courant de la phase en défaut (phase A) est définit par l'équation suivant :

$$I_{CC} = \frac{3.(V_S \pm V_{FACTS})}{n_F.Z_{AB-T} \pm X_{FACTS-T} + (1-n_F).Z_{AB-T} + 3.R_F} \quad (\text{II.61})$$

II.3.2) - Défaut biphasés (phases B et C) isolé

La figure ci-dessous représente le circuit équivalent d'une ligne électrique en présence de trois types de FACTS séries installés au milieu et en présence d'un défaut biphasé isolé (phases B et C).

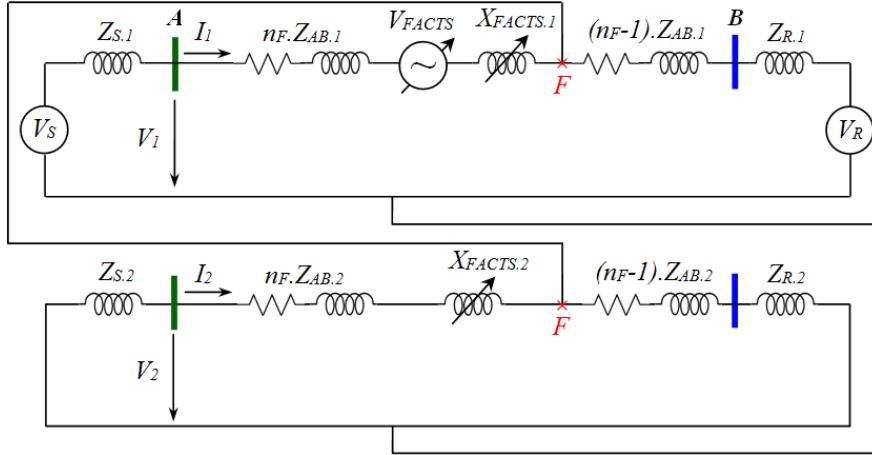


Fig. II.9. Circuit équivalent d'un défaut biphasé isolé en présence FACTS série.

Les équations de base de ce type de défaut [84], [85], et [86] sont :

$$V_B = V_C \text{ Alors, } U_{BC} = 0 \quad (\text{II.62})$$

$$I_A = 0 \quad (\text{II.63})$$

$$I_B = -I_C \quad (\text{II.64})$$

A partir de l'équation (II.62), la tension composée est exprimée par :

$$U_{BC} = V_B - V_C = (a^2.V_1 + a.V_2 + V_0) - (a.V_1 + a^2.V_2 + aV_0) = 0 \quad (\text{II.65})$$

$$\Rightarrow U_{BC} = V_1(a^2 - a) + V_2(a - a^2) + V_0(1 - 1) = 0 \quad (\text{II.66})$$

Donc,

$$V_1(a^2 - a) = -V_2(a - a^2) = V_2(a^2 - a) \quad (\text{II.67})$$

Selon les équations (II.66), et (II.67), les composantes symétriques de tension sont :

$$\begin{cases} V_1 = V_2 \\ V_0 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.68})$$

Ce qui implique que,

$$V_S \pm V_{FACTS} - [n_F.Z_{AB,1} \pm X_{FACTS,1} + (1 - n_F).Z_{AB,1}].I_1 = [n_F.Z_{AB,2} \pm X_{FACTS,2} + (1 - n_F).Z_{AB,2}].I_2 \quad (\text{II.69})$$

Les composantes symétriques de courant [87, 88] sont :

$$I_1 = \frac{1}{3} [I_A + a.I_B + a^2.I_C] = \frac{1}{3} (a - a^2).I_B \quad (\text{II.70})$$

$$I_2 = \frac{1}{3} [I_A + a^2.I_B + a.I_C] = \frac{1}{3} (a^2 - a).I_B = -I_1 \quad (\text{II.71})$$

$$I_0 = \frac{1}{3} [I_A + I_B + I_C] = \frac{1}{3} [0 + I_B - I_B] = 0 \quad (\text{II.72})$$

Suite à l'équation (II.69) on à la formule des tensions suivantes :

$$V_S \pm V_{FACTS} = \left[[n_F \cdot Z_{AB,1} \pm X_{FACTS,1} + (1-n_F) \cdot Z_{AB,1}] + [n_F \cdot Z_{AB,2} \pm X_{FACTS,2} (1-n_F) \cdot Z_{AB,2}] \right] \cdot I_1 \quad (\text{II.73})$$

Donc, les équations des composantes symétriques de courant (I_1 et I_2) deviennent :

$$I_1 = \frac{(V_S \pm V_{FACTS})}{n_F \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2}) \pm (X_{FACTS,1} + X_{FACTS,2}) + (1-n_F) \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2})} \quad (\text{II.74})$$

$$I_2 = -\frac{(V_S \pm V_{TCSC})}{n_F \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2}) \pm (X_{FACTS,1} + X_{FACTS,2}) + (1-n_F) \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2})} \quad (\text{II.75})$$

Tenant compte des équations (II.64), (II.74) et (II.75), les courants phases (I_B et I_C) sont définis par les relations suivantes :

$$I_B = a^2.I_1 + a.I_2 = \frac{(V_S \pm V_{FACTS}) \cdot (a^2 - a)}{n_F \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2}) \pm (X_{FACTS,1} + X_{FACTS,2}) + (1-n_F) \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2})} \quad (\text{II.76})$$

$$I_C = -I_B = \frac{(V_S \pm V_{FACTS}) \cdot (a - a^2)}{n_F \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2}) \pm (X_{FACTS,1} + X_{FACTS,2}) + (1-n_F) \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2})} \quad (\text{II.77})$$

Suite aux équations (II.68) et (II.74), les équations des composantes symétriques de tension (V_1 et V_2) sont :

$$V_1 = (V_S \pm V_{FACTS}) - [n_F \cdot Z_{AB,1} \pm X_{FACTS,1} + (1-n_F) \cdot Z_{AB,1}] \cdot I_1 \quad (\text{II.78})$$

$$\Rightarrow V_1 = V_2 = \frac{(V_S \pm V_{FACTS}) \cdot (Z_{AB,2} \pm X_{FACTS,2})}{n_F \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2}) \pm (X_{FACTS,1} + X_{FACTS,2}) + (1-n_F) \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2})} \quad (\text{II.79})$$

Compte tenu des équations (II.65) et (II.79), les équations des trois tensions de phases sont définies par les relations suivantes :

$$V_A = V_1 + V_2 = 2 \cdot \frac{(V_S \pm V_{FACTS}) \cdot (Z_{AB,2} \pm X_{FACTS,2})}{n_F \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2}) \pm (X_{FACTS,1} + X_{FACTS,2}) + (1-n_F) \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2})} \quad (\text{II.80})$$

$$V_B = a^2.V_1 + a.V_2 = (a^2 + a).V_1 = V_C \quad (\text{II.81})$$

Donc,

$$V_B = V_C = \frac{(V_S \pm V_{FACTS}) \cdot (Z_{AB,2} \pm X_{FACTS,2}) \cdot (a^2 + a)}{n_F \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2}) \pm (X_{FACTS,1} + X_{FACTS,2}) + (1 - n_F) \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2})} \quad (\text{II.82})$$

Dans ce cas, le courant de court-circuit (I_{CC}) est exprimé par l'équation suivante :

$$I_{CC} = \frac{j \cdot \sqrt{3} \cdot (V_S \pm V_{FACTS})}{n_F \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2}) \pm (X_{FACTS,1} + X_{FACTS,2}) + (1 - n_F) \cdot (Z_{AB,1} + Z_{AB,2})} \quad (\text{II.83})$$

II.3.3) - Défaut triphasés symétriques

La figure ci-dessous représente circuit équivalent d'une ligne électrique en présence trois types de FACTS séries au milieu et en présence d'un défaut triphasés symétriques.

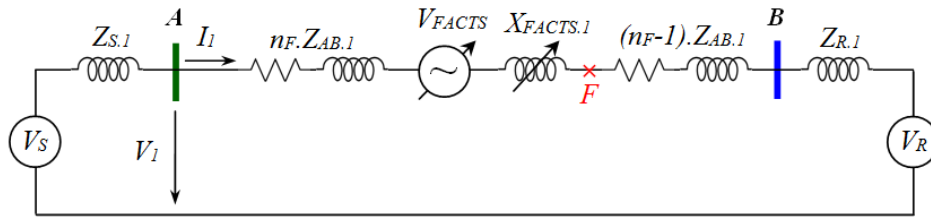


Fig. II.10. Circuit équivalent d'un défaut triphasé symétrique en présence FACTS série.

Les équations de base de ce type de défauts sont les trois tensions phases qui définissent par les relations suivantes [84], [85], et [86] :

$$V_A = V_B = V_C = 0 \quad (\text{II.84})$$

La matrice représentant les composantes symétriques de la tension [87, 88] est donnée par:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (\text{II.85})$$

L'équation spécifique de l'opérateur « a » est :

$$1 + a + a^2 = 0 \quad (\text{II.86})$$

Suite aux équations (II.84), (II.85) et (II.86), les composantes symétriques des tensions sont :

$$3.V_1 = V_A + a.V_B + a^2.V_C = V_A \cdot (1 + a + a^2) = 0 \quad (\text{II.87})$$

$$3.V_2 = V_A + a^2.V_B + a.V_C = V_A \cdot (1 + a^2 + a) = 0 \quad (\text{II.88})$$

$$3.V_0 = V_A + V_B + V_C = 3.V_A = 0 \quad (\text{II.89})$$

Donc,
$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \quad (\text{II.90})$$

Selon le schéma équivalent de défaut les composantes symétriques des tensions sont :

$$V_1 = V_S \pm V_{FACTS} - \left[n_F \cdot Z_{AB,1} \pm X_{FACTS} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB,1} \right] \cdot I_1 = 0 \quad (\text{II.91})$$

$$V_2 = - \underbrace{\left[n_F \cdot Z_{AB,2} \pm X_{FACTS} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB,2} \right]}_{\neq 0} \cdot I_2 = 0 \quad (\text{II.92})$$

$$V_0 = - \underbrace{\left[n_F \cdot Z_{AB,0} \pm X_{FACTS} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB,0} \right]}_{\neq 0} \cdot I_0 = 0 \quad (\text{II.93})$$

Suites aux équations (II.91), (II.92) et (II.93), les composantes symétriques de courants sont :

$$I_1 = \frac{V_S \pm V_{FACTS}}{n_F \cdot Z_{AB,1} \pm X_{FACTS} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB,1}} \quad (\text{II.94})$$

$$I_2 = 0 \quad (\text{II.95})$$

$$I_0 = 0 \quad (\text{II.96})$$

Dans ce cas les trois courants phases seront définies par les relations suivantes :

$$I_A = I_1 = \frac{V_S \pm V_{FACTS}}{n_F \cdot Z_{AB,1} \pm X_{FACTS} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB,1}} \quad (\text{II.97})$$

$$I_B = a^2 \cdot I_1 = a^2 \cdot \frac{V_S \pm V_{FACTS}}{n_F \cdot Z_{AB,1} \pm X_{FACTS} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB,1}} \quad (\text{II.98})$$

$$I_C = a \cdot I_1 = a \cdot \frac{V_S \pm V_{FACTS}}{n_F \cdot Z_{AB,1} \pm X_{FACTS} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB,1}} \quad (\text{II.99})$$

Le courant de court-circuit (I_{CC}) est défini par l'équation suivante :

$$I_{CC} = \frac{V_S \pm V_{FACTS}}{n_F \cdot Z_{AB,1} \pm X_{FACTS} + (1 - n_F) \cdot Z_{AB,1}} \quad (\text{II.100})$$

Remarque : Valeurs de X_{FACTS} et V_{FACTS} pour les trois systèmes FACTS série étudiés sont :

Tab. II.2 - Valeurs de X_{FACTS} et V_{FACTS} pour chaque type de FACTS.

	<i>TCSC</i>	<i>GCSC</i>	<i>TCSR</i>
X_{FACTS}	+ ou -	-	+
V_{FACTS}	+ ou -	-	+

II.4) - Résultats de simulation

La figure ci-dessus représente une ligne du transport électrique en présence de trois systèmes FACTS série (TCSC, GCSC et TCSR) installé au point milieu de la ligne électrique AB , cette ligne est protégée par un relais de protection installé au jeu de barre A .

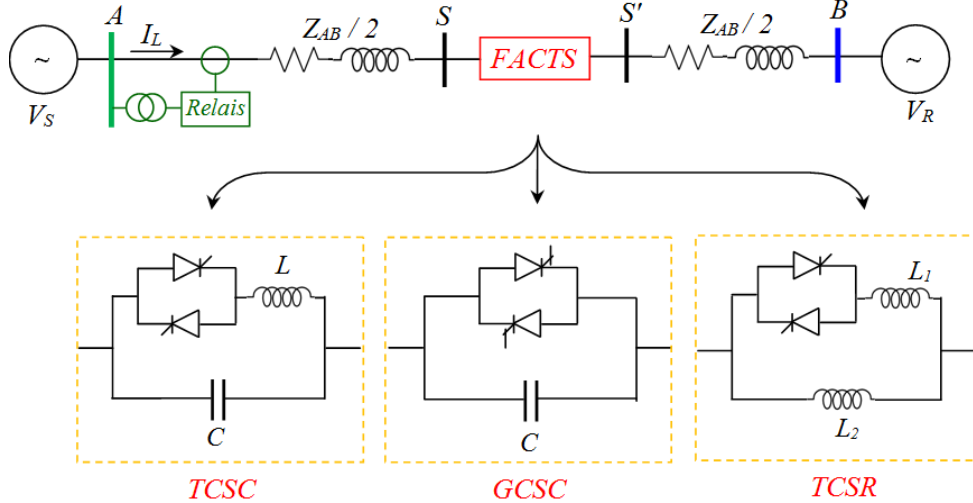


Fig. II.11. Ligne du transport simple avec FACTS série installée au milieu.

Les paramètres de la ligne électrique protégée et des systèmes FACTS série installés sont donnés dans les annexes A et B respectivement.

II.4.1) - Défaut monophasé à la terre avec résistance de défaut

L'impact des paramètres des systèmes FACTS (réactance apparente et angle d'amorçage) sur les paramètres de calcul d'un court-circuit monophasé (phase B) à la terre avec résistance de défaut égale 100Ω , et le point de défaut au jeu de barre B ($n_F = 100 \%$).

II.4.1.1) - Impact de la réactance apparente

Les figures ci-dessous représentent l'impact de X_{FACTS} sur les composantes symétriques de courant, courants de la ligne, composantes symétriques de tension et les tensions de la ligne.

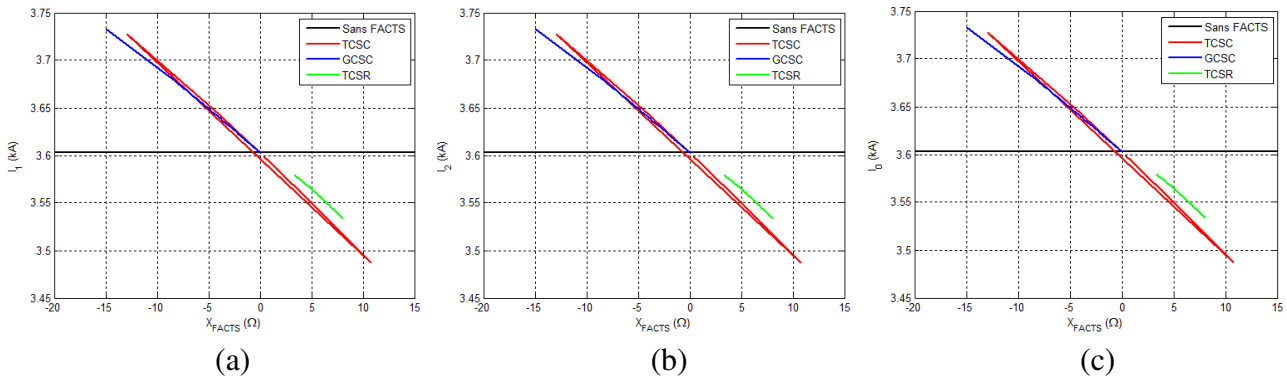


Fig. II.12. Impact de la réactance des FACTS sur les composantes symétriques de courant.

a). $I_1 = f(X_{FACTS})$, b). $I_2 = f(X_{FACTS})$, c). $I_0 = f(X_{FACTS})$.

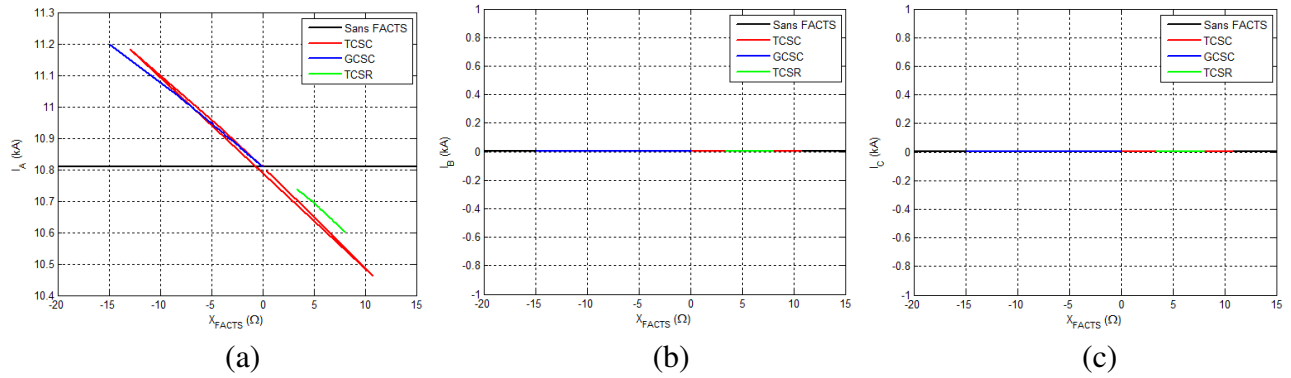


Fig. II.13. Impact de la réactance des FACTS sur les courants de la ligne.

a). $I_A = f(X_{FACTS})$, b). $I_B = f(X_{FACTS})$, c). $I_C = f(X_{FACTS})$.

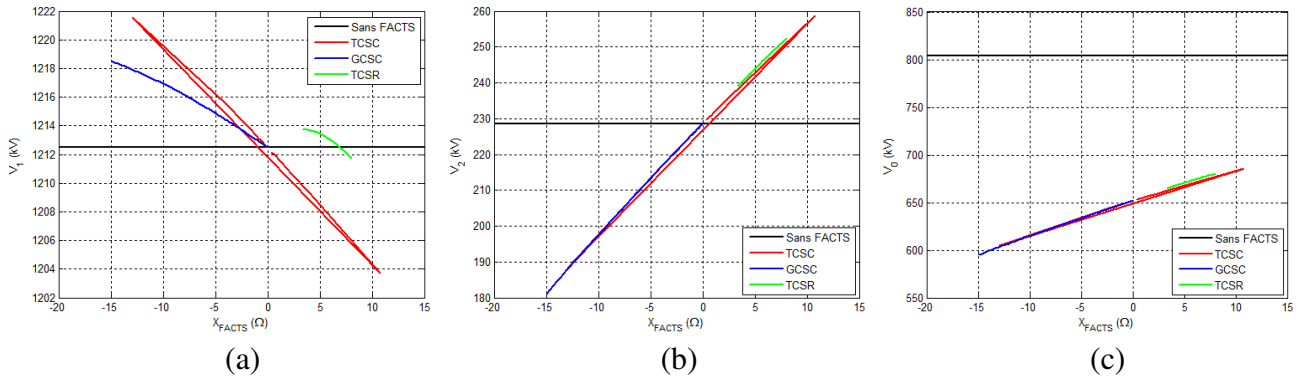


Fig. II.14. Impact de la réactance des FACTS sur les composantes symétriques de tension.

a). $V_1 = f(X_{FACTS})$, b). $V_2 = f(X_{FACTS})$, c). $V_0 = f(X_{FACTS})$.

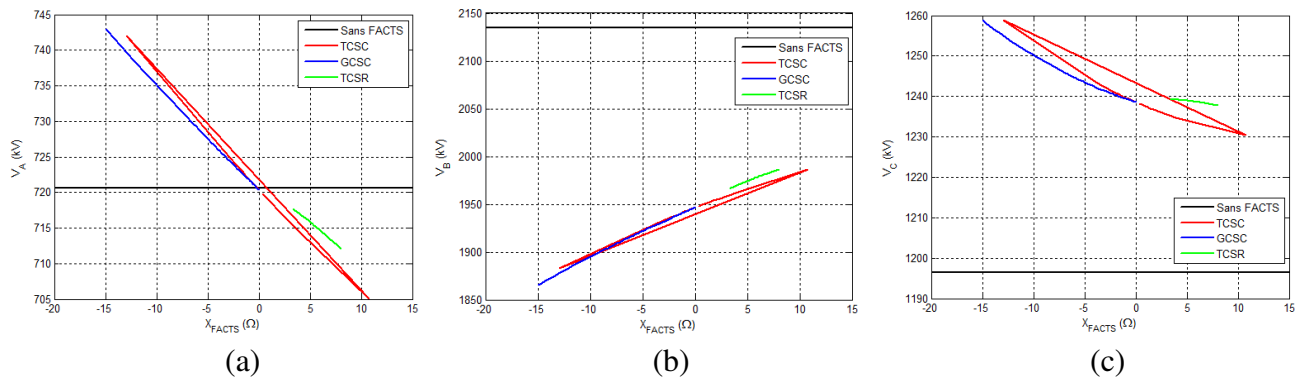


Fig. II.15. Impact réactance des FACTS sur les tensions de la ligne.

a). $V_A = f(X_{FACTS})$, b). $V_B = f(X_{FACTS})$, c). $V_C = f(X_{FACTS})$.

L'impact de X_{FACTS} sur le courant de court-circuit sera représenté au figure suivante.

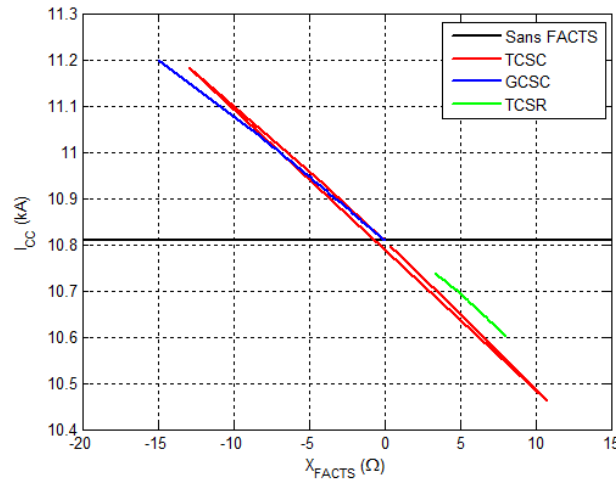


Fig. II.16. Impact de la réactance des FACTS sur le courant de court-circuit.

II.4.1.2) - Impact de l'angle d'amorçage

Les figures ci-dessous représentent l'impact des angles d'amorçages sur les composantes symétriques de courant, courants de la ligne, composantes symétriques de tension et les tensions de la ligne.

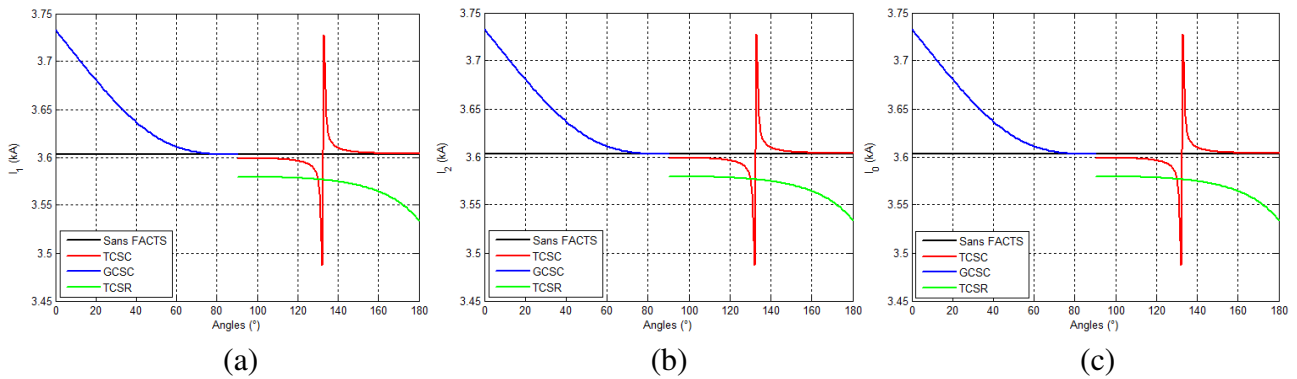


Fig. II.17. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de courant.
a). $I_1 = f(\text{angles})$, b). $I_2 = f(\text{angles})$, c). $I_0 = f(\text{angles})$.

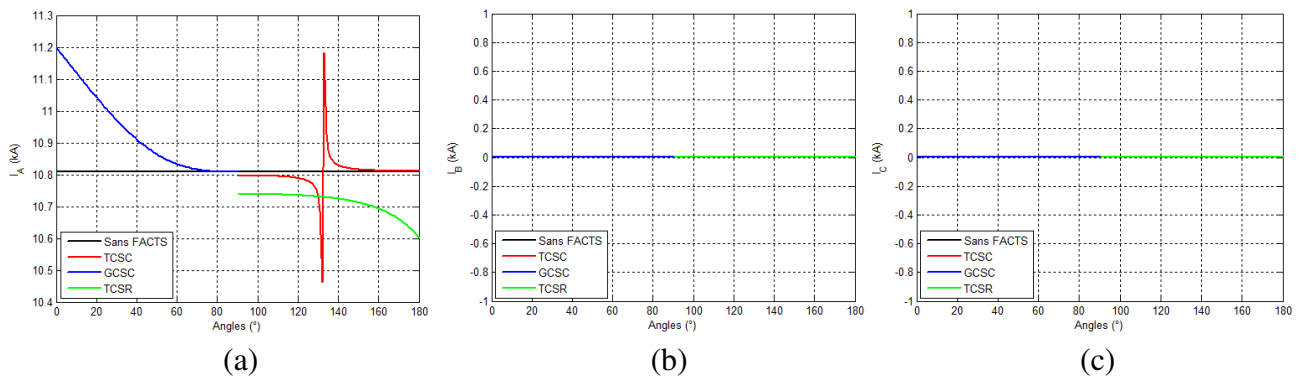


Fig. II.18. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les courants de la ligne.
a). $I_A = f(\text{angles})$, b). $I_B = f(\text{angles})$, c). $I_C = f(\text{angles})$.

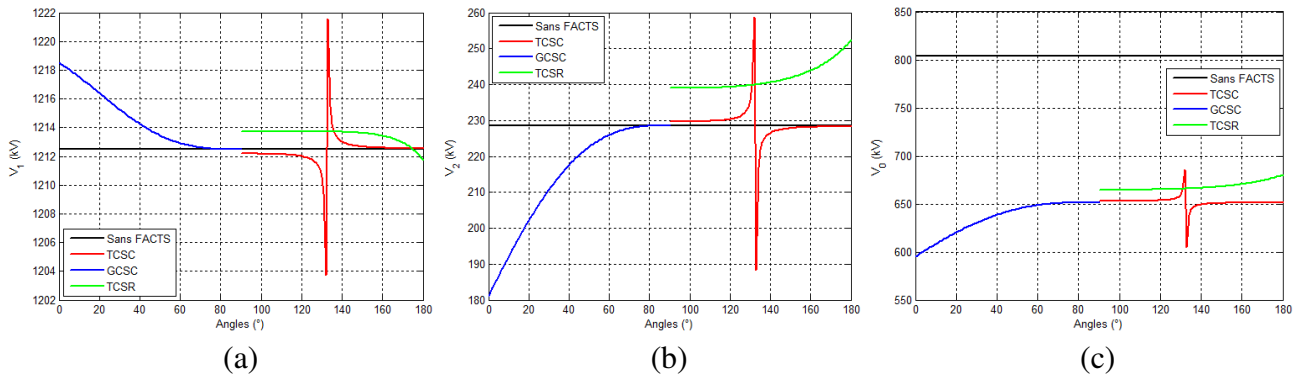


Fig. II.19. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de tension.
a). $V_1 = f(\text{angles})$, b). $V_2 = f(\text{angles})$, c). $V_0 = f(\text{angles})$.

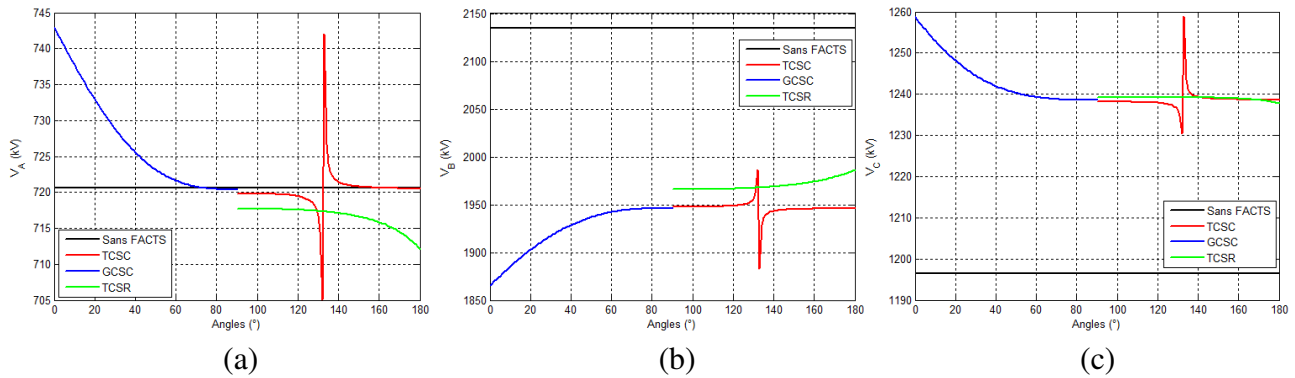


Fig. II.20. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les tensions de la ligne.
a). $V_A = f(\text{angles})$, b). $V_B = f(\text{angles})$, c). $V_C = f(\text{angles})$.

L'impact des angles d'amorçage sur le courant de court-circuit sera représenté à la figure suivante.

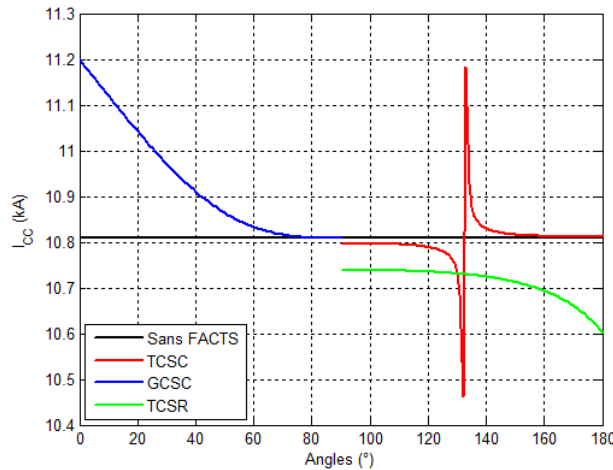


Fig. II.21. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur le courant de court-circuit.

II.4.1.3) - Interprétation

Selon les figures II.12 et II.17, les composantes symétriques de courant I_1 , I_2 et I_0 sont toujours égales avec ou sans systèmes FACTS comme confirmées par l'équation (II.45). Sans système FACTS les courants symétriques ont une valeur de 3,6028 kA, et en présence de TCSC les valeurs des composantes symétriques de courant diminuent en mode inductif et augmentent en mode

capacitif. En présence du GCSC ces composantes augmentent par contre en présence de TCSR diminuent par rapport au système sans FACTS.

Selon les figures II.13 et II.18, les courants des phases B et C (phases saines) sont toujours égaux et nuls avec ou sans systèmes FACTS et confirmés par l'équation (II.32), par contre le courant de la phase A (phase défaut) n'est pas nul. La valeur de courant I_A est égale 10,8084 kA sans systèmes FACTS, en présence TCSC les valeurs de courant I_A diminuent en mode inductive et augmentent en mode capacitive. Cependant en présence du GCSC le courant augmente par contre en présence du TCSR diminue par rapport au système sans FACTS.

Selon les figures II.14 et II.19, sans systèmes FACTS les valeurs des composantes symétriques de tension V_1 , V_2 et V_0 sont égales à 1212KV, 47 kV, 228,567 kV et 804,019 kV respectivement. En présence de TCSC la valeur de V_1 diminue en mode inductive et augmente en mode capacitive, et en présence de GCSC cette valeur augmente par contre en présence TCSR elle diminue par rapport aux systèmes sans FACTS. Même impact sur la valeur de V_2 mais inversée. La valeur de V_0 en présence des trois systèmes FACTS est toujours inférieure par rapport aux systèmes sans FACTS.

Selon les figures II.15 et II.20, sans systèmes FACTS les valeurs des tensions V_A , V_B et V_C sont égales à 720,559 kV, 2134,38 kV et 1196,49 kV respectivement. En présence de TCSC les valeurs de tension diminuent en mode inductive et augmentent en mode capacitive, cependant en présence du GCSC elles augmentent par contre en présence de TCSR diminuent par rapport aux systèmes sans FACTS. La valeur de V_B en présence des trois systèmes FACTS est toujours supérieure par rapport aux systèmes sans FACTS. La valeur de V_C en présence des trois systèmes FACTS est toujours inférieure par rapport aux systèmes sans FACTS.

Selon le figure II.21 et II.16, il y a un impact important de la présence des systèmes FACTS installés sur le courant I_{CC} , sans FACTS le I_{CC} est constant et a une valeur égale 10,8084 kA par contre la variation des paramètres des trois FACTS séries installés (angles d'amorçages et réactance apparente) changent la valeur de I_{CC} . En présence du TCSC le courant I_{CC} diminue en mode inductive et augmente en mode capacitive, par contre en présence du GCSC le courant I_{CC} augmente et en présence de TCSR diminue par rapport aux systèmes sans FACTS.

Le tableau ci-dessous, représente les valeurs minimum et maximum des déferents paramètres de calcul de court-circuit monophasé à la terre sans R_F en absence et présence des trois systèmes FACTS séries.

Tab. II.3. Valeurs min et max des paramètres de défaut monophasé en présence des FACTS.

Paramètres		Sans FACTS	Avec FACTS			
			TCSC		GCSC	TCSR
			Inductif	Capacitif		
I_1, I_2, I_0 (kA)	max	3,6028	3,5988	3,7279	3,7325	3,5793
	min		3,4870	3,6035	3,6028	3,5342
I_A (kA)	max	10,8084	10,7964	11,1838	11,1974	10,7380
	min		10,4611	10,8106	10,8084	10,6026
I_B, I_C (kA)	max	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	min		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
V_1 (kV)	max	1212,47	1212,18	1221,56	1218,51	1213,74
	min		1203,72	1212,53	1212,47	1211,75
V_2 (kV)	max	228,567	229,687	228,359	228,567	252,376
	min		258,630	188,386	118,132	238,961

V_0 (kV)	max	804,019	652,896	651,384	651,620	680,270
	min		685,298	605,039	595,147	664,660
V_A (kV)	max	720,559	719,811	741,968	742,956	717,681
	min		705,043	720,512	720,403	712,102
V_B (kV)	max	2134,38	1986,28	1945,95	1946,35	1986,29
	min		1947,85	1883,14	1865,17	1966,04
V_C (kV)	max	1196,49	1238,14	1258,90	1258,75	1239,26
	min		1230,47	1238,63	1238,55	1237,70
I_{CC} (kA)	max	10,8084	10,7964	11,1838	11,1974	10,7380
	min		10,4611	10,8106	10,8084	10,6026

II.4.2) - Défaut biphasé isolé

L'impact des paramètres des systèmes FACTS (réactance apparente et angle d'amorçage) sur les paramètres de calcul d'un court-circuit biphasé isolé entre les phases B et C avec le point de défaut au jeu de barre B ($n_F = 100\%$).

II.4.2.1) - Impact de la réactance apparente

Les figures ci-dessous représentent l'impact de X_{FACTS} sur les composantes symétriques de courant, sur les courants de la ligne, sur les composantes symétriques de tension et sur les tensions de la ligne.

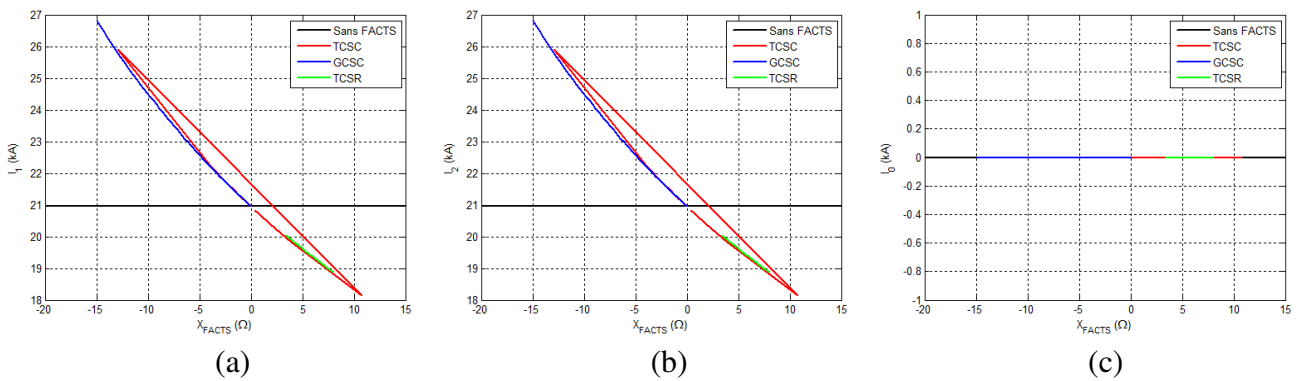


Fig. II.22. Impact de la réactance des FACTS sur les composantes symétriques de courant.

a). $I_1 = f(X_{FACTS})$, b). $I_2 = f(X_{FACTS})$, c). $I_0 = f(X_{FACTS})$.

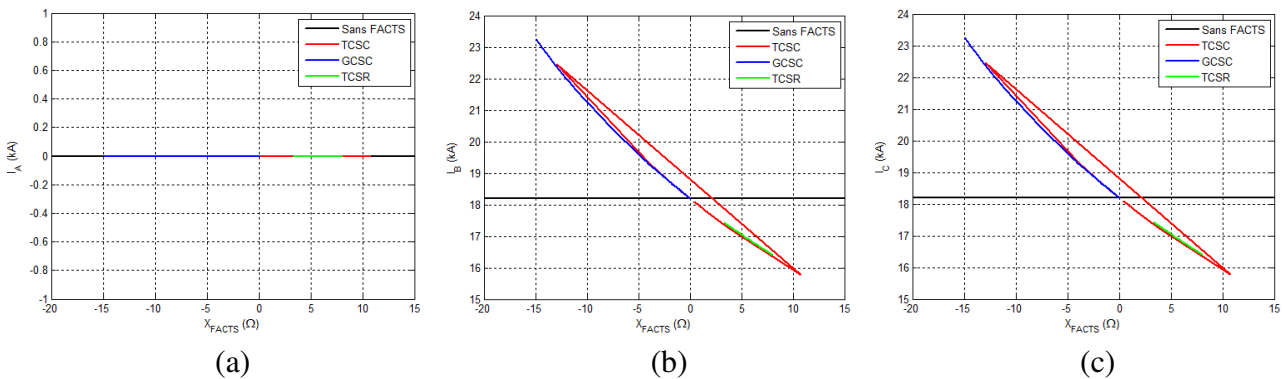


Fig. II.23. Impact de la réactance des FACTS sur les courants de la ligne.

a). $I_A = f(X_{FACTS})$, b). $I_B = f(X_{FACTS})$, c). $I_C = f(X_{FACTS})$.

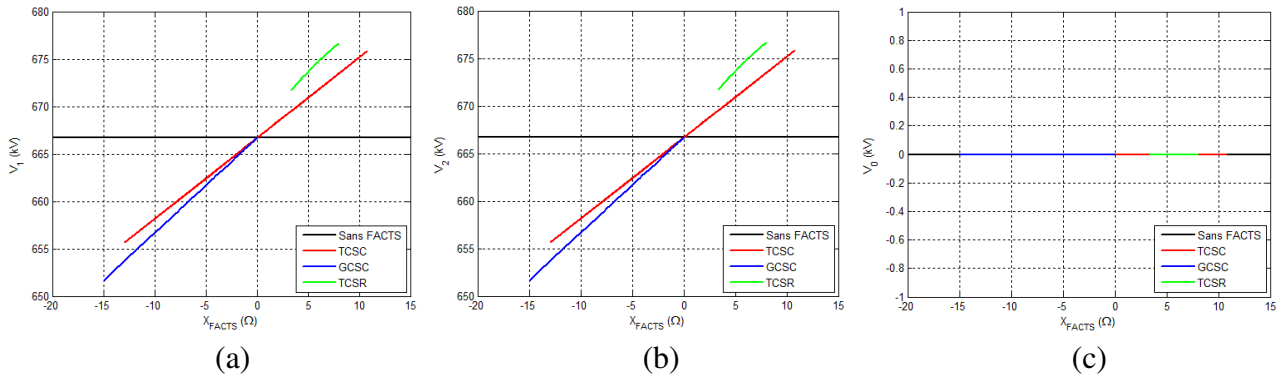


Fig. II.24. Impact de réactance des FACTS sur les composantes symétriques de tension.

a). $V_1 = f(X_{FACTS})$, b). $V_2 = f(X_{FACTS})$, c). $V_0 = f(X_{FACTS})$.

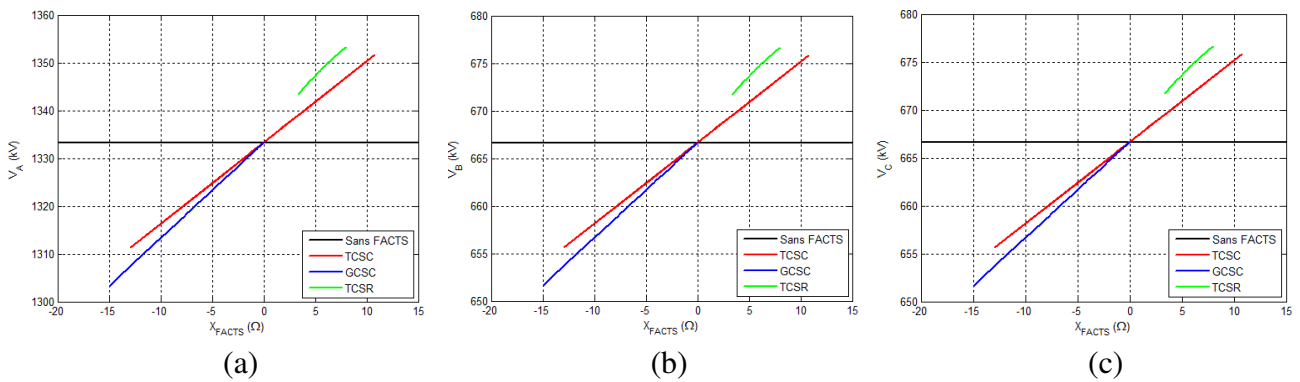


Fig. II.25. Impact de la réactance des FACTS sur les tensions de la ligne.

a). $V_A = f(X_{FACTS})$, b). $V_B = f(X_{FACTS})$, c). $V_C = f(X_{FACTS})$.

L'impact de la réactance X_{FACTS} sur le courant de court-circuit est représenté sur la figure suivante.

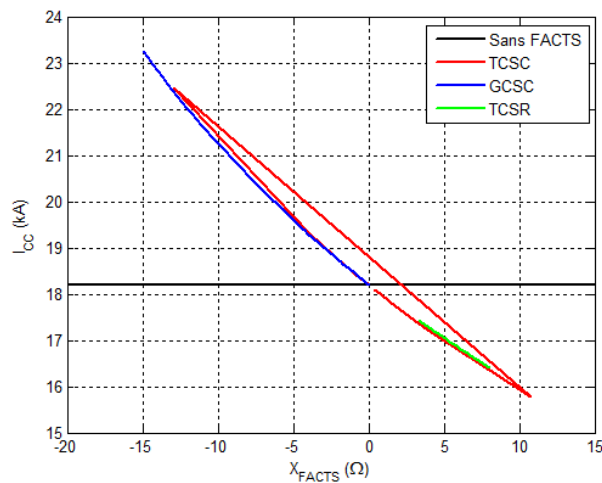


Fig. II.26. Impact de la réactance des FACTS sur le courant de court-circuit.

II.4.2.2) - Impact de l'angle d'amorçage

Les figures ci-dessous représentent l'impact des angles d'amorçage sur les composantes symétriques de courant, sur les courants de la ligne, sur composantes symétriques de la tension et sur les tensions de la ligne.

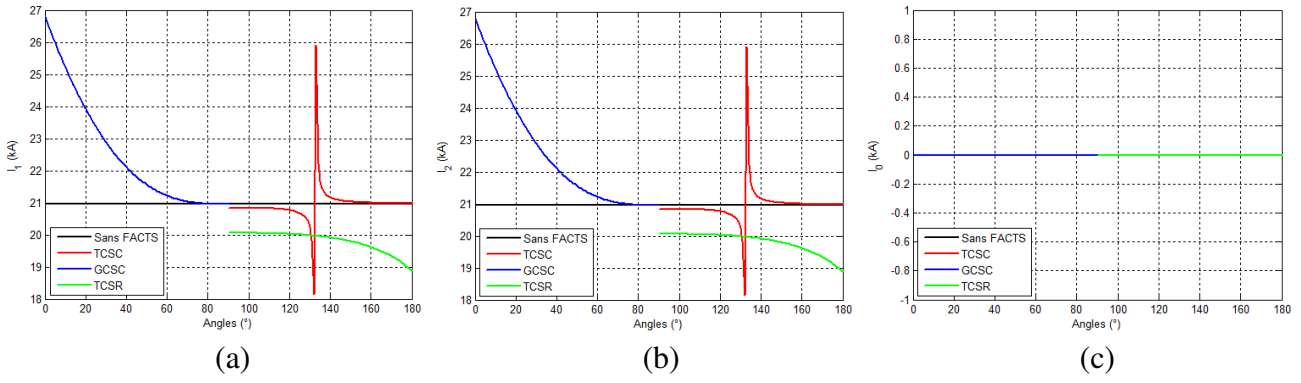


Fig. II.27. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de courant.
a). $I_1 = f(\text{angles})$, b). $I_2 = f(\text{angles})$, c). $I_0 = f(\text{angles})$.

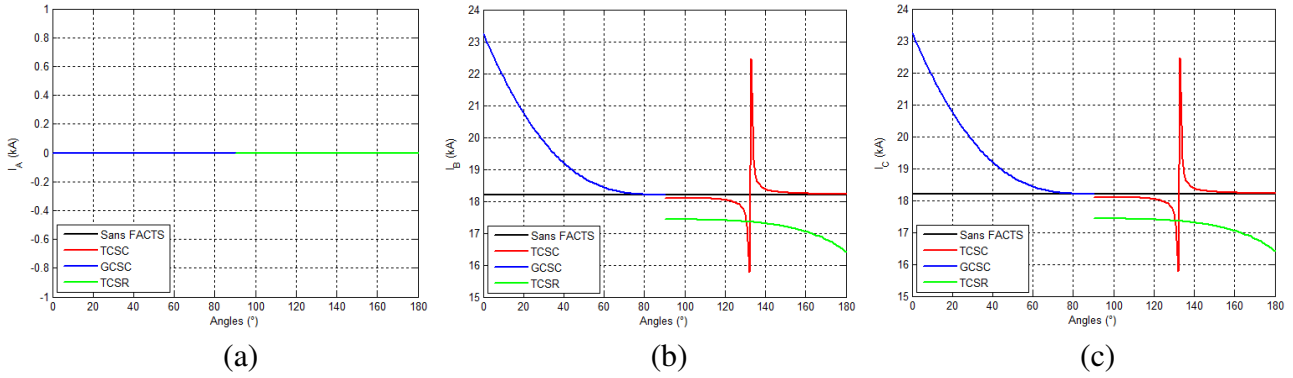


Fig. II.28. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les courants de la ligne.
a). $I_A = f(\text{angles})$, b). $I_B = f(\text{angles})$, c). $I_C = f(\text{angles})$.

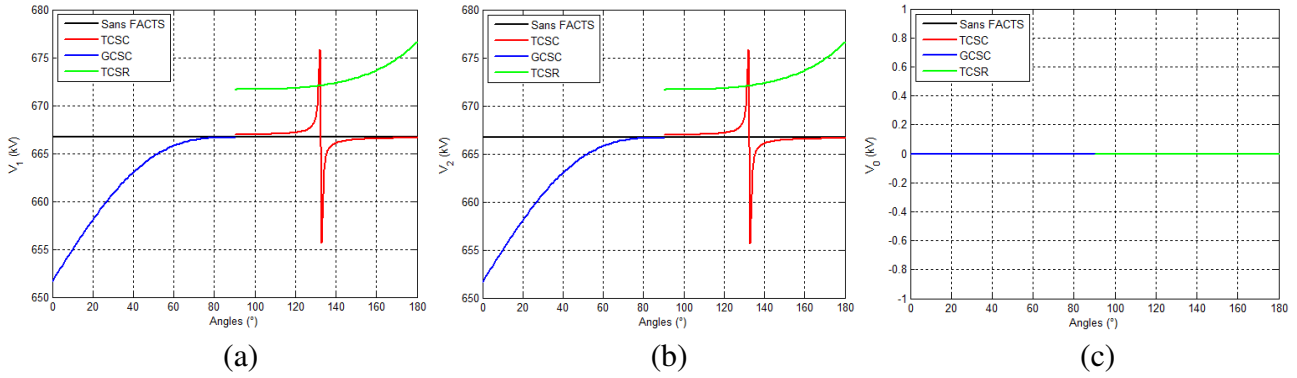


Fig. II.29. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de tension.
a). $V_1 = f(\text{angles})$, b). $V_2 = f(\text{angles})$, c). $V_0 = f(\text{angles})$.

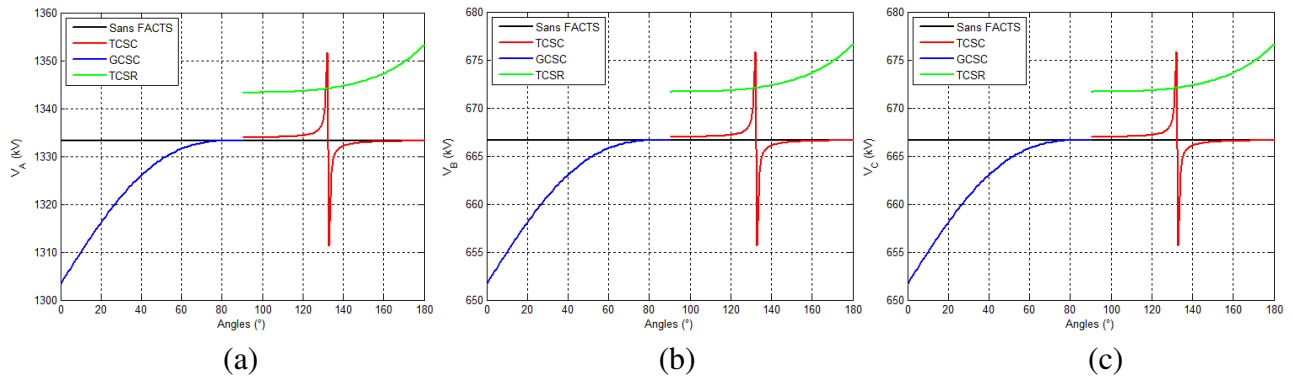


Fig. II.30. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les tensions de la ligne.
a). $V_A = f(\text{angles})$, b). $V_B = f(\text{angles})$, c). $V_C = f(\text{angles})$.

L'impact des angles d'amorçage sur le courant de court-circuit est représenté sur la figure suivante.

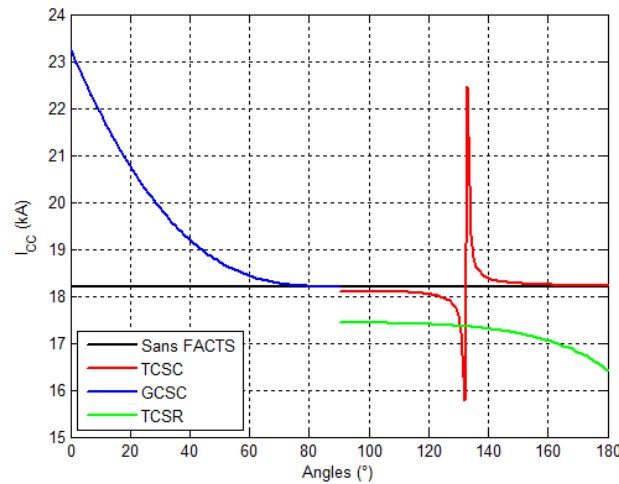


Fig. II.31. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur le courant de court-circuit.

II.4.2.3) - Interprétation

Selon les figures II.22 et II.27, sans systèmes FACTS les valeurs des courants symétriques I_1 et I_2 sont égales à 20,9544 kA par contre le courant homopolaire I_0 est nul comme confirmé par les équations (II.70), (II.71) et (II.72). En présence du TCSC les valeurs des courants I_1 et I_2 diminuent en mode inductif et augmentent en mode capacitive, et en présence de GCSC ces valeurs augmentent par contre en présence de TCSR elles diminuent par rapport aux systèmes sans FACTS. Quel que soit le système FACTS installé le courant I_0 est toujours égal zéro.

Selon les figures II.23 et II.28, sans systèmes FACTS la valeur du courant I_A (phase sein) est nul par contre les courants I_B et I_C (phases en défaut) sont égaux à 18,2010 kA comme rapporté par les équations (II.63) et (II.64). Quelque soit le système FACTS installé le courant I_A est toujours égal zéro. Pour les courants I_B et I_C , en présence du TCSC les valeurs des courants diminuent en mode inductif et augmentent en mode capacitif, et en présence du GCSC ces valeurs augmentent par contre en présence de TCSR elles diminuent par rapport aux systèmes sans FACTS.

Selon les figures II.24 et II.29, sans systèmes FACTS les valeurs des tensions symétriques directe et inverse sont égales à 666,6667 kV et la tension homopolaire est nulle. En présence du TCSC les valeurs des tensions symétrique V_1 et V_2 augmentent en mode inductif et diminuent en mode capacitif, et en présence du GCSC elles diminuent par contre en présence du TCSR elles augmentent par rapport aux systèmes sans FACTS. La valeur de V_0 est toujours nulle quel que soit le système FACTS installé.

Selon les figures II.25 et II.30, sans systèmes FACTS la tension V_A est égale 1333,33 kV, et les tensions V_B et V_C est égales à 666,667 kV. En présence du TCSC les valeurs des trois tensions de ligne augmentent en mode inductif et diminuent en mode capacitif et en présence du GCSC diminuent par contre en présence du TCSR augmentent par rapport aux systèmes sans FACTS. La valeur de V_0 est toujours nulle quel que soit le système FACTS installé, mais les valeurs de V_B et V_C restent toujours égales en présence des trois FACTS.

Selon les figures II.26 et II.31, il y a un impact important de la présence des systèmes FACTS installés sur le courant de court-circuit I_{CC} , sans FACTS le I_{CC} est constant avec une valeur égale 18,2010 kA, cependant la variation des paramètres des trois FACTS série installés (angles d'amorçages et réactance apparente) change la valeur de I_{CC} à une valeur variable dépendante de ces paramètres. En présence du TCSC le courant I_{CC} diminue en mode inductif et augmente en mode capacitif, et en présence de GCSC le courant I_{CC} augmente par contre en présence de TCSR est diminué par rapport aux systèmes sans FACTS.

Le tableau II.4, représente les valeurs minimum et maximum des différents paramètres de calcul de court-circuit biphasé isolé en absence et présence des trois systèmes FACTS séries.

Tab. II.4. Valeurs min et max des paramètres de défaut biphasé en présence des FACTS.

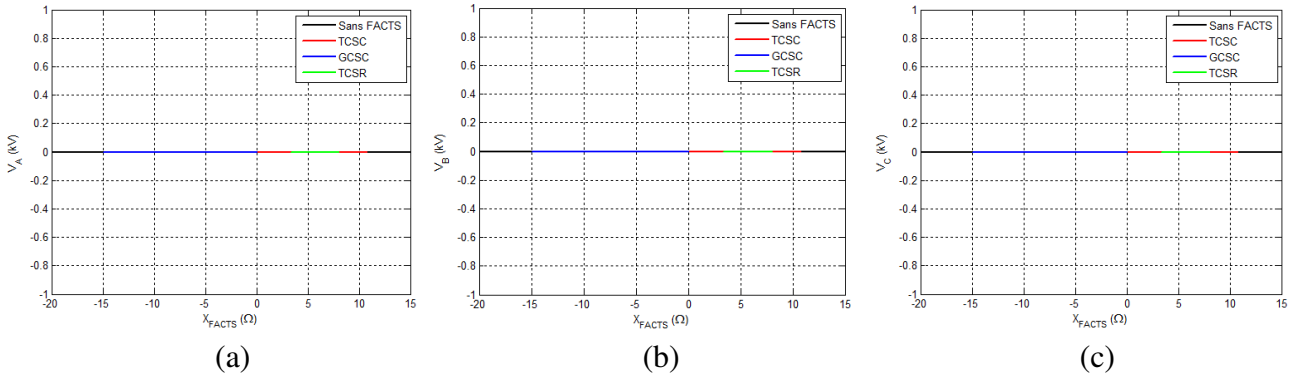
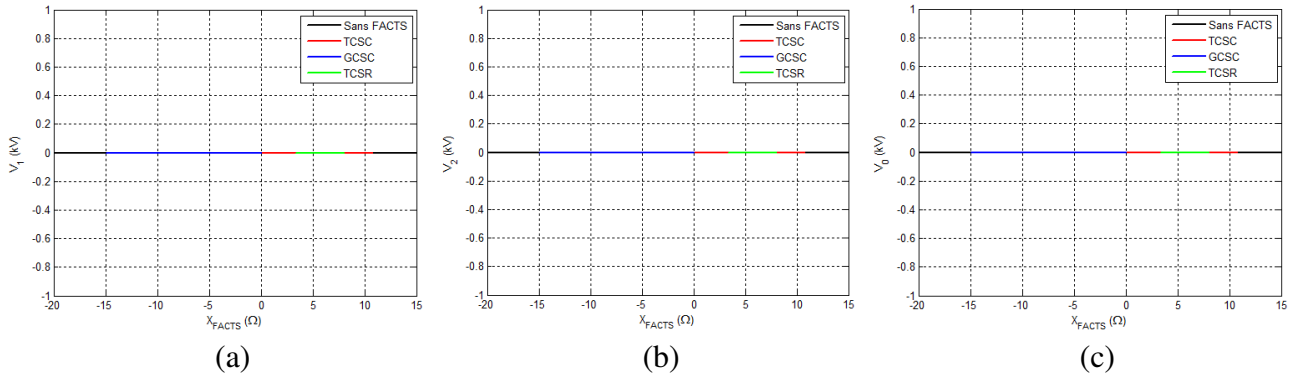
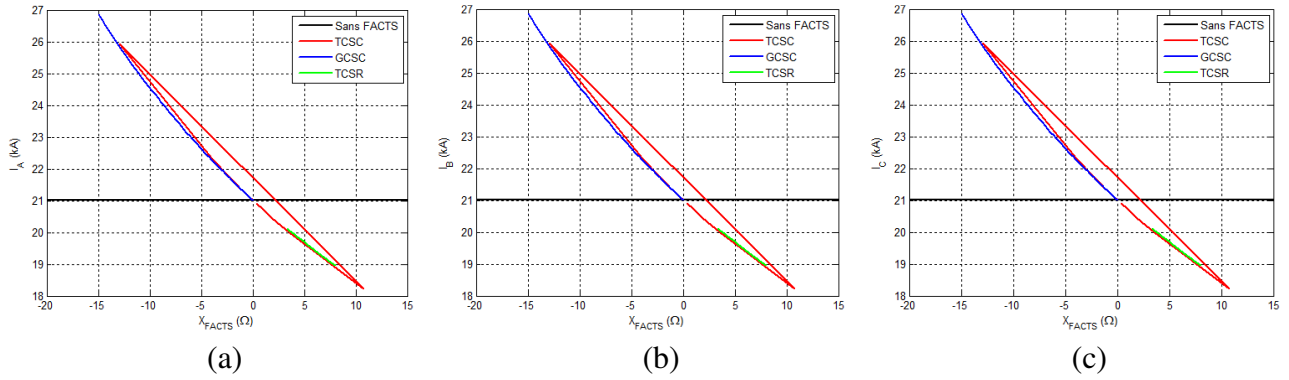
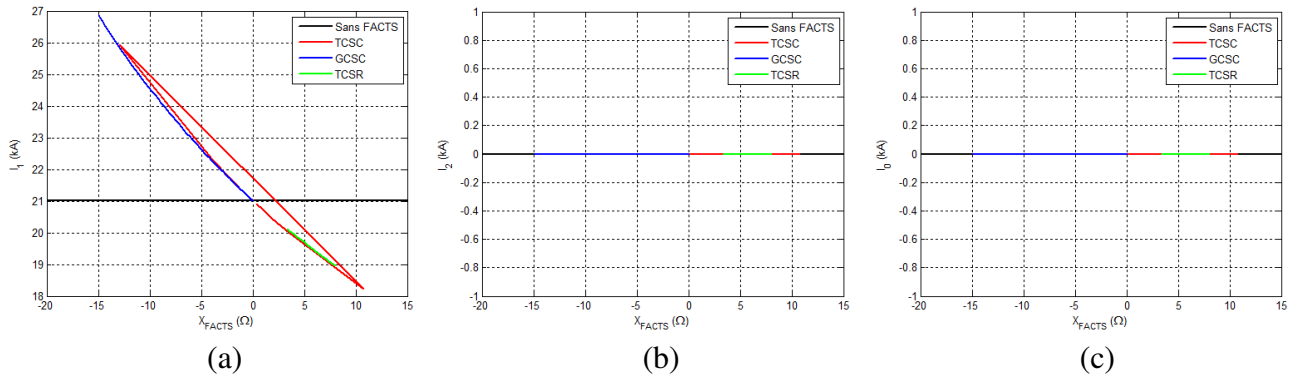
Paramètres		Sans FACTS	Avec FACTS			
			TCSC		GCSC	TCSR
			Inductif	Capacitif		
I_1, I_2 (kA)	Max	20,9544	20,8385	25,8978	26,8100	20,0558
	Min		18,1506	20,9759	20,9544	18,8811
I_0 (kA)	Max	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Min		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I_A (kA)	Max	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Min		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I_B, I_C (kA)	Max	18,2010	18,1010	22,4707	23,2588	17,4258
	Min		15,7822	18,2196	18,2010	16,4125
V_1, V_2 (kV)	Max	666,667	675,819	666,606	666,667	676,668
	Min		666,992	655,636	651,666	671,667
V_0 (kV)	Max	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Min		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
V_A (kV)	Max	1333,33	133,98	1333,21	1333,33	1353,32
	Min		1351,63	1311,26	1303,33	1343,33
V_B, V_C (kV)	Max	666,667	675,819	666,606	666,667	676,668
	Min		666,992	655,636	651,666	671,667
I_{CC} (kA)	Max	18,2010	18,1010	22,4707	23,2588	17,4258
	Min		15,7822	18,2196	18,2010	16,4125

II.4.3) - Défaut triphasé symétrique

L'impact des paramètres des systèmes FACTS (réactance apparente et angle d'amorçage) sur les paramètres de calcul d'un court-circuit triphasé symétrique avec un défaut au jeu de barre B ($n_F = 100\%$).

II.4.3.1) - Impact de la réactance apparente

Les figures ci-dessous représentent l'impact de la réactance X_{FACTS} des trois FACTS série sur les composantes symétriques de courant, courants de la ligne, sur les composantes symétriques de tension et sur les tensions de la ligne.



L'impact de la réactance X_{FACTS} sur le courant de court-circuit est représenté sur la figure suivante.

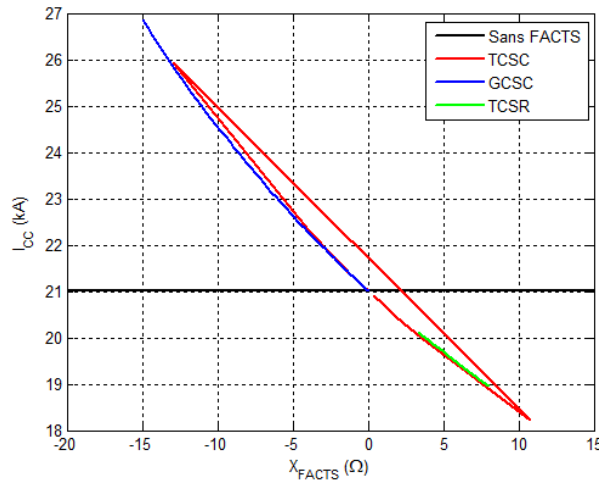


Fig. II.36. Impact de la réactance des FACTS sur le courant de court-circuit.

II.4.3.2) - Impact de l'angle d'amorçage

Les figures ci-dessous représentent l'impact des angles d'amorçages sur les composantes symétriques de courant, sur les courants de la ligne, sur les composantes symétriques de tension et sur les tensions de la ligne.

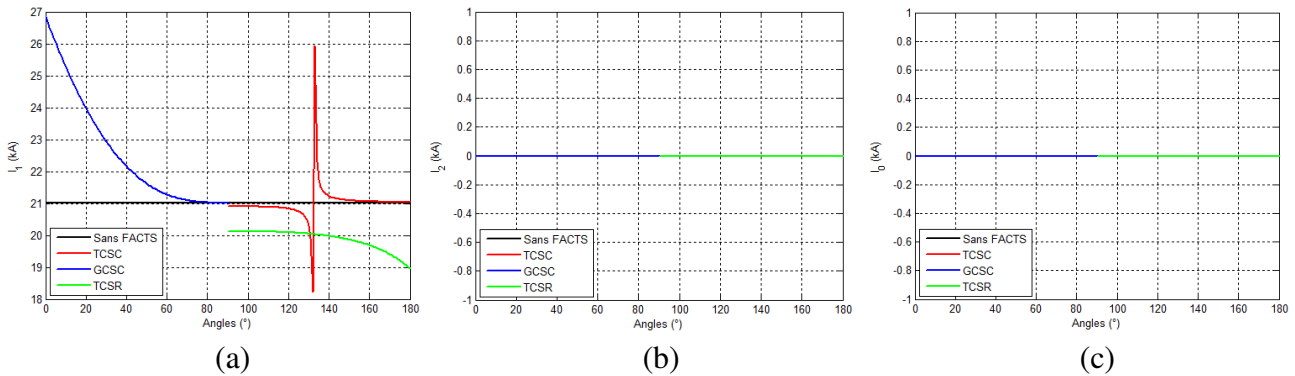


Fig. II.37. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de courant.

a). $I_1 = f(\text{angles})$, b). $I_2 = f(\text{angles})$, c). $I_0 = f(\text{angles})$.

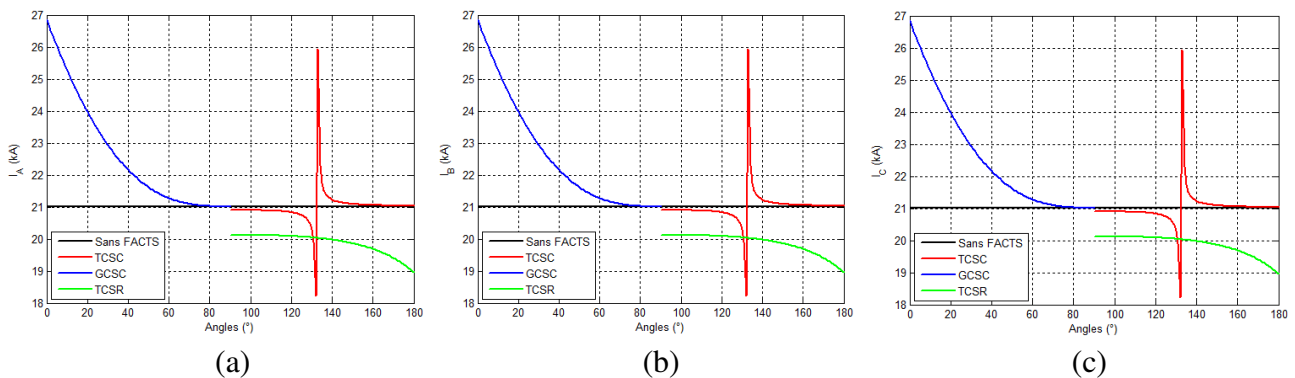


Fig. II.38. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les courants de la ligne.

a). $I_A = f(\text{angles})$, b). $I_B = f(\text{angles})$, c). $I_C = f(\text{angles})$.

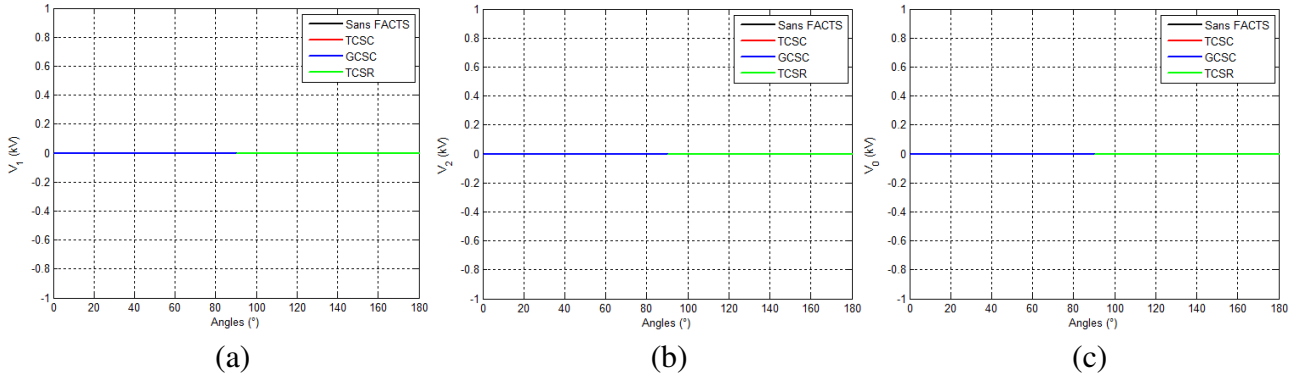


Fig. II.39. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les composantes symétriques de tension.
a). $V_1 = f(\text{angles})$, b). $V_2 = f(\text{angles})$, c). $V_0 = f(\text{angles})$.

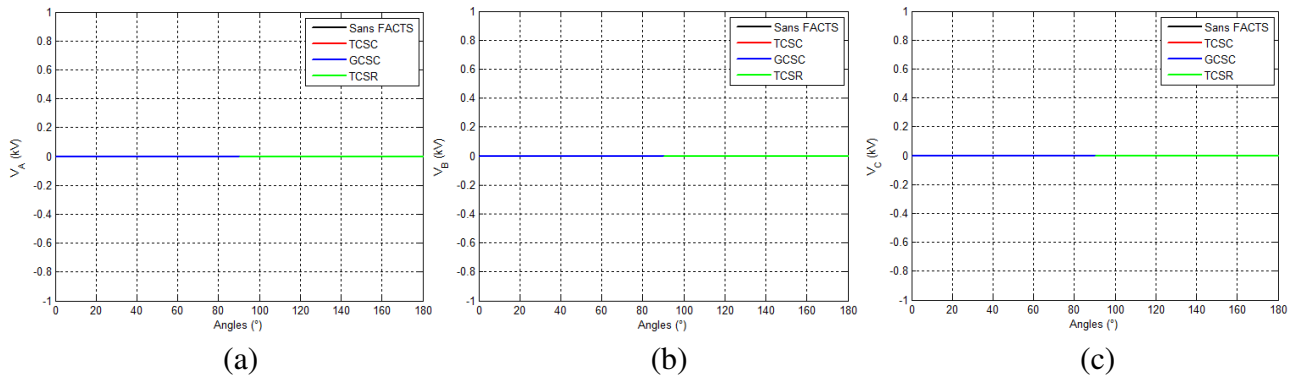


Fig. II.40. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les tensions de la ligne.
a). $V_A = f(\text{angles})$, b). $V_B = f(\text{angles})$, c). $V_C = f(\text{angles})$.

L'impact des angles d'amorçage sur le courant de court-circuit est représenté sur la figure suivante.

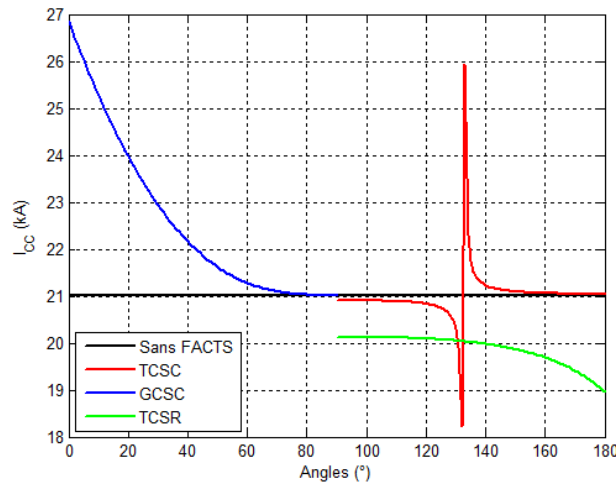


Fig. II.41. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur le courant de court-circuit.

II.4.3.3) - Interprétation

Selon les figures II.32 et II.37, en absence des systèmes FACTS la valeur du courant direct I_1 n'est pas nulle et égale 21,0167 kA. Les valeurs des courants symétriques inverse I_2 et homopolaire I_0 sont nulles en présence ou absence des trois systèmes FACTS comme confirmé par les équations

(II.95) et (II.96). En présence du TCSC la valeur du courant I_l diminue en mode inductif et augmente en mode capacitif, et en présence de GCSC elle augmente par contre en présence TCSR elle diminue par rapport aux systèmes sans FACTS.

Selon les figures II.33 et II.38, sans ou avec les trois systèmes FACTS, les valeurs des modules des courants de la ligne sont égales. Sans systèmes FACTS ces courants sont égaux à 21,0167 kA. En présence du TCSC les valeurs des trois courants de la ligne diminuent en mode inductif et augmentent en mode capacitif, et en présence de GCSC ces valeurs augmentent par contre en présence du TCSR elles diminuent par rapport aux systèmes sans FACTS.

Selon les figures II.34 et II.39, en présence ou absence des trois systèmes FACTS les tensions symétriques sont toujours nulles et confirmées par l'équation (II.90).

Selon les figures II.35 et II.40, en présence ou en absence des trois systèmes FACTS les trois tensions de la ligne sont toujours nulles, et confirmées par les équations (II.84).

Selon les figures II.36 et II.41, il y a un impact important de la présence des systèmes FACTS installés sur le courant de court-circuit I_{CC} . Sans FACTS le courant I_{CC} est constant et a une valeur égale 21,0167 kA par contre la variation des paramètres des trois FACTS série installé (angles d'amorçages et réactance apparente) changent la valeur de I_{CC} à une valeur variable dépendante de ces paramètres. En présence du TCSC le courant I_C diminue en mode inductif et augmente en mode capacitif, et en présence de GCSC le courant I_{CC} augmente par contre en présence du TCSR ce courant diminue par rapport aux systèmes sans FACTS.

Le tableau II.5, représente les valeurs minimum et maximum des différents paramètres de calcul de court-circuit triphasé symétrique en absence et présence des trois systèmes FACTS séries.

Tab. II.5. Valeurs min et max des paramètres de défaut triphasé en présence des FACTS.

Paramètres		Sans FACTS	Avec FACTS			
			TCSC		GCSC	TCSR
			Inductive	Capacitive		
I_l , (kA)	max	21,0167	20,9012	25,9740	26,8570	20,1216
	min		18,2238	21,0318	21,0167	18,9516
I_2, I_0 (kA)	max	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	min		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I_A, I_B, I_C (kA)	max	21,0167	20,9012	25,9740	26,8570	20,1216
	min		18,2238	21,0318	21,0167	18,9516
V_l, V_2, V_0 (kV)	max	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	min		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
V_A, V_B, V_C (kV)	max	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	min		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I_{CC} (kA)	max	21,0167	20,9012	25,9740	26,8570	20,1216
	min		18,2238	21,0318	21,0167	18,9516

II.5) - Impact de la résistance de défaut

L'impact de la résistance de défaut (R_F) qui varie entre **0 à 50 Ω** sur le courant de défaut phase à la terre à l'extrémité de la ligne protégée en présence des trois systèmes FACTS est représenté sur les figures suivantes.

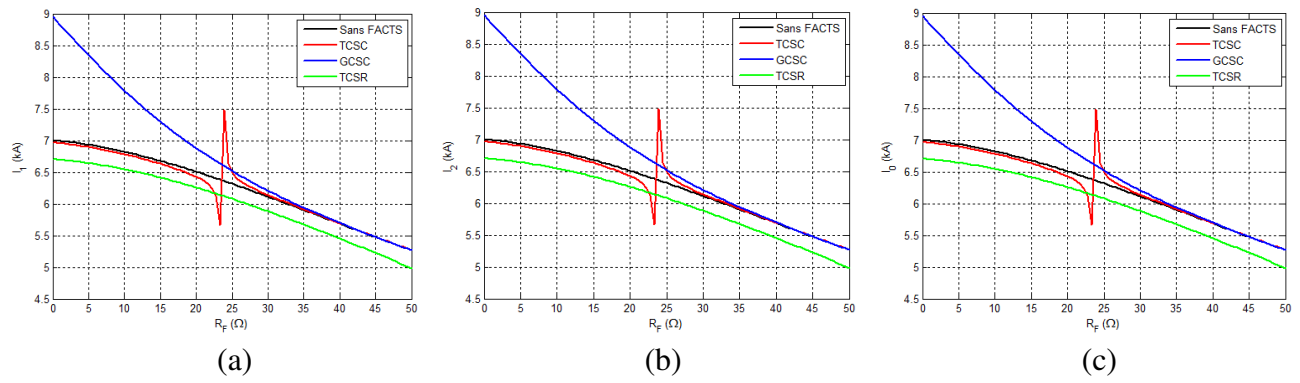


Fig. II.42. Impact de R_F sur les composantes symétriques de courant.

a). $I_1 = f(R_F)$, b). $I_2 = f(R_F)$, c). $I_0 = f(R_F)$.

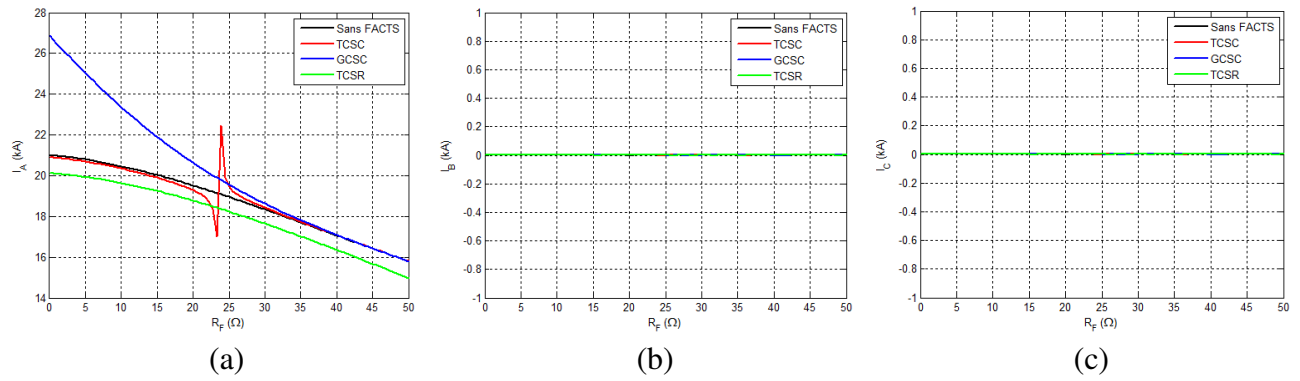


Fig. II.43. Impact de R_F sur les courants de la ligne.

a). $I_A = f(R_F)$, b). $I_B = f(R_F)$, c). $I_C = f(R_F)$.

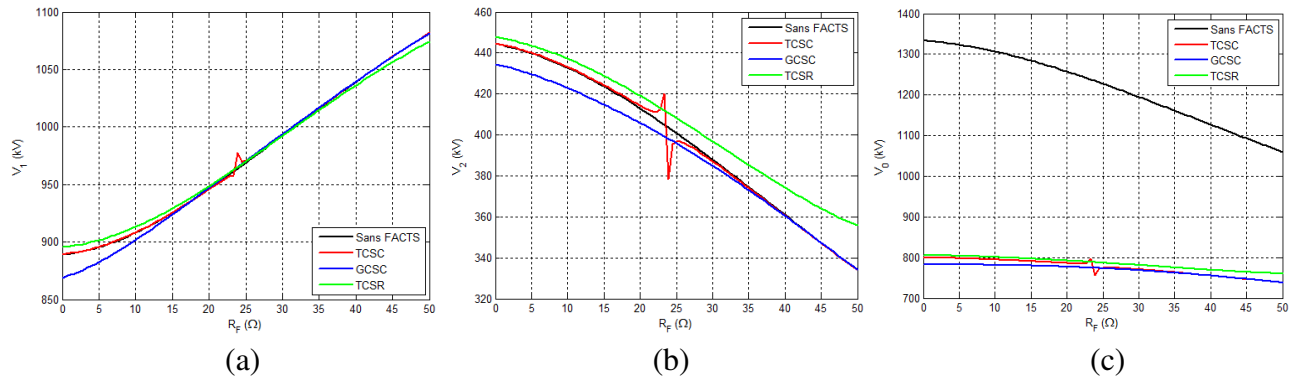


Fig. II.44. Impact de R_F sur les composantes symétriques de tension.

a). $V_1 = f(R_F)$, b). $V_2 = f(R_F)$, c). $V_0 = f(R_F)$.

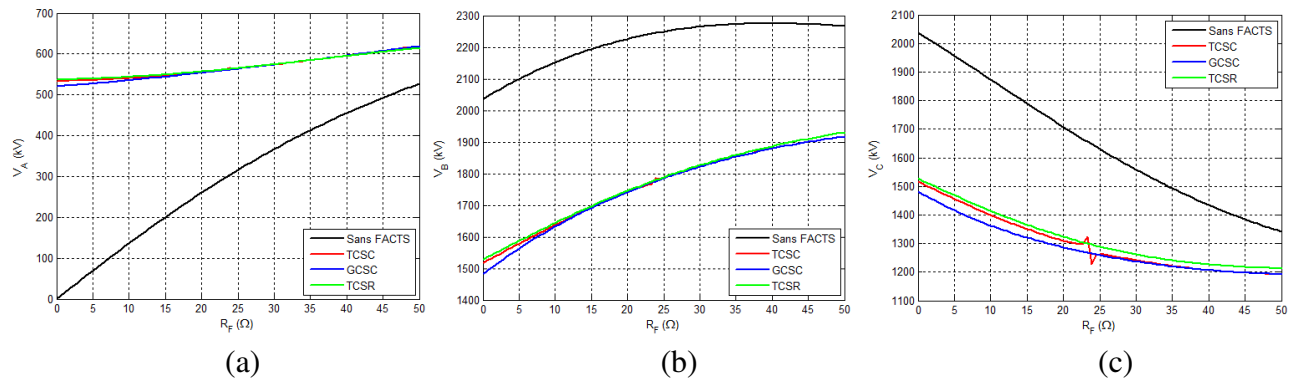


Fig. II.45. Impact de R_F sur les tensions de la ligne.

a). $V_A = f(R_F)$, b). $V_B = f(R_F)$, c). $V_C = f(R_F)$.

L'impact de la résistance de défaut R_F sur le courant de court-circuit est représenté sur la figure suivante.

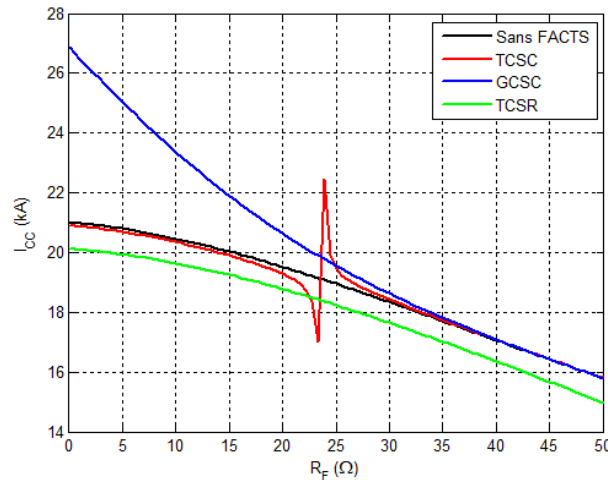


Fig. II.46. Impact de R_F sur le courant de court-circuit.

Selon les figures II.42, l'augmentation de la valeur R_F diminue les valeurs des courants symétriques en absence ou en présence des systèmes FACTS.

Selon les figures II.43, quelque soit le cas étudié sans ou avec des systèmes FACTS l'augmentation de la valeur R_F diminue le courant de la phase A et les courants des phases A et B restent nulles.

Selon les figures II.44, l'augmentation de la valeur R_F influe directement sur la valeur de tension directe et diminue les tensions symétriques inverse et homopolaire. La tension V_0 en présence des systèmes FACTS est toujours inférieure à la valeur sans système FACTS.

Selon les figures II.45, quelque soit le cas étudié sans ou avec systèmes FACTS l'augmentation de la valeur R_F augmente la valeur des tensions V_A et V_B diminue la valeur de la tension V_C . La tension V_A en présence des FACTS est toujours inférieure à la valeur sans systèmes FACTS, par contre les tensions V_B et V_C en présence des FACTS sont toujours supérieures aux valeurs sans systèmes FACTS.

Selon la figure II.46, l'augmentation de la valeur R_F sera diminuer la valeur du courant de court-circuit I_{CC} .

II.6) - Impact du point de défaut

L'impact de la localisation du défaut (n_F) qui varie entre **50 à 100 %** sur les paramètres de trois défauts différents sur la ligne protégée en présence des trois systèmes FACTS est représenté sur les figures suivantes, avec R_F qui sera fixée à 100 Ω .

II.6.1) - Défaut monophasé à la terre

Les figures ci-dessous représentent l'impact de n_F sur les composantes symétriques de courant, courants de la ligne, sur composantes symétriques de tension et sur les tensions de la ligne en présence d'un défaut monophasé à la terre.

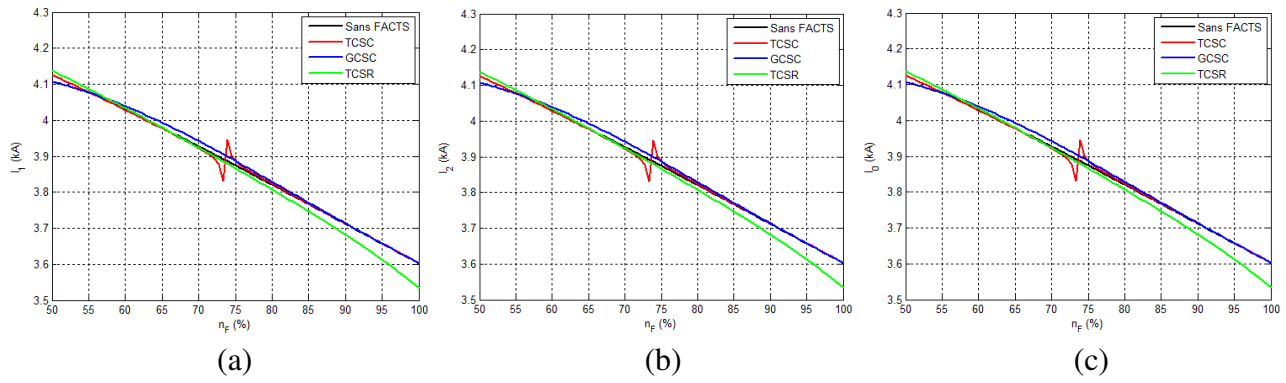


Fig. II.47. Impact de n_F sur les composantes symétriques de courant.

a). $I_1 = f(n_F)$, b). $I_2 = f(n_F)$, c). $I_0 = f(n_F)$.

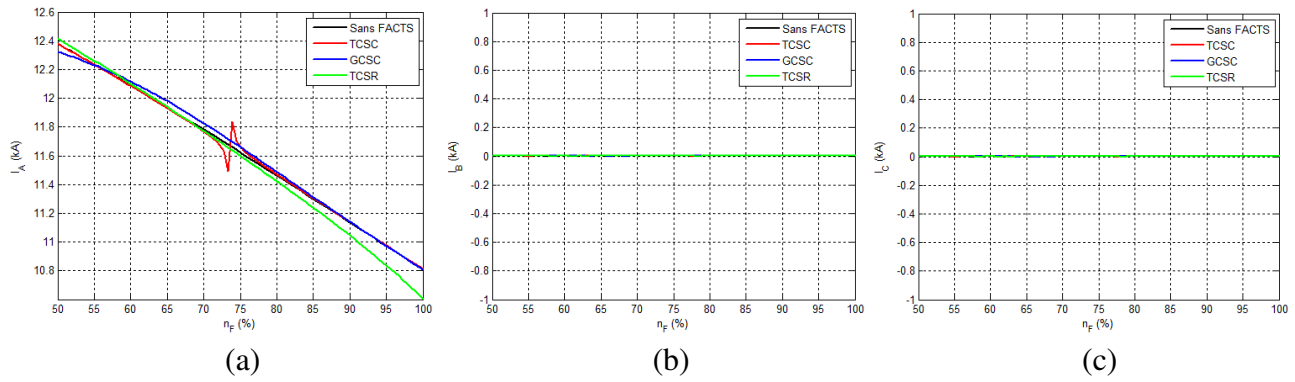


Fig. II.48. Impact de n_F sur les courants de la ligne.

a). $I_A = f(n_F)$, b). $I_B = f(n_F)$, c). $I_C = f(n_F)$.

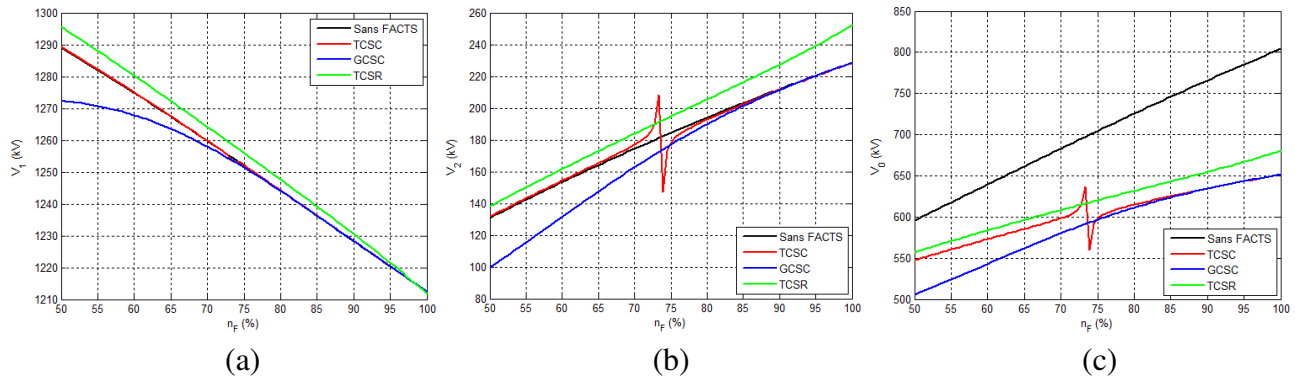


Fig. II.49. Impact de n_F sur les composantes symétriques de tension.

a). $V_1 = f(n_F)$, b). $V_2 = f(n_F)$, c). $V_0 = f(n_F)$.

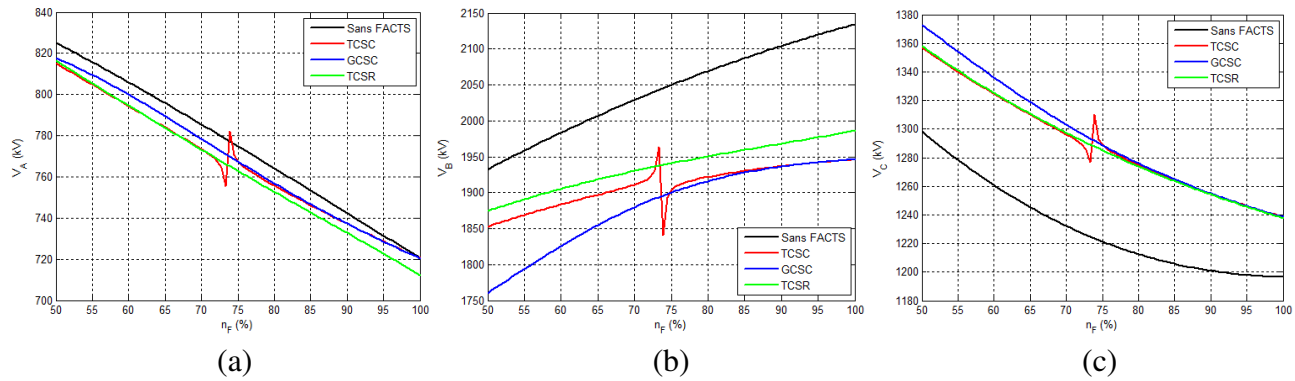


Fig. II.50. Impact de n_F sur les tensions de la ligne.

a). $V_A = f(n_F)$, b). $V_B = f(n_F)$, c). $V_C = f(n_F)$.

L'impact du point de défaut n_F sur le courant de court-circuit est représenté sur la figure suivante.

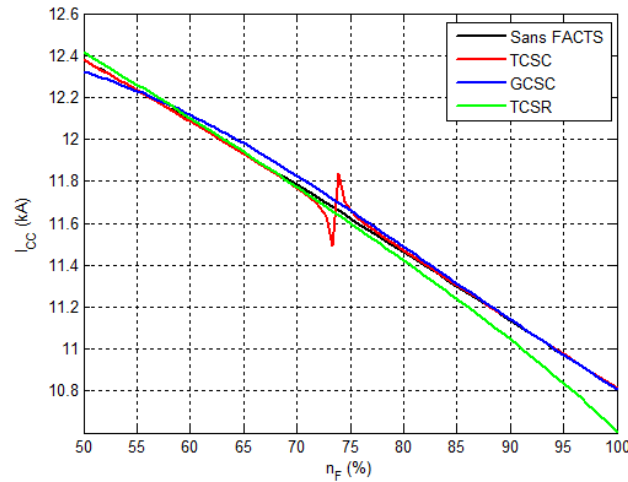


Fig. II.51. Impact de n_F sur le courant de court-circuit.

La localisation du point de défaut sur la ligne influe directement sur les paramètres de court-circuit monophasé à la terre en absence ou présence des systèmes FACTS notamment sur :

- Les courants symétriques : les trois courants diminuent,
- Les courants lignes : I_A diminue par contre I_B et I_C restent toujours nuls,
- Les tensions symétriques : V_1 diminue, V_2 et V_0 augmentent ?
- Les tensions de lignes : V_A et V_C diminuent et V_B augmente,
- Le courant de court-circuit dans ce cas diminue.

II.6.2) - Défaut biphasé isolé

Les figures ci-dessous représentent l'impact de n_F sur les composantes symétriques de courant, sur courants de la ligne, sur les composantes symétriques de tension et sur les tensions de la ligne en présence d'un défaut biphasé simple.

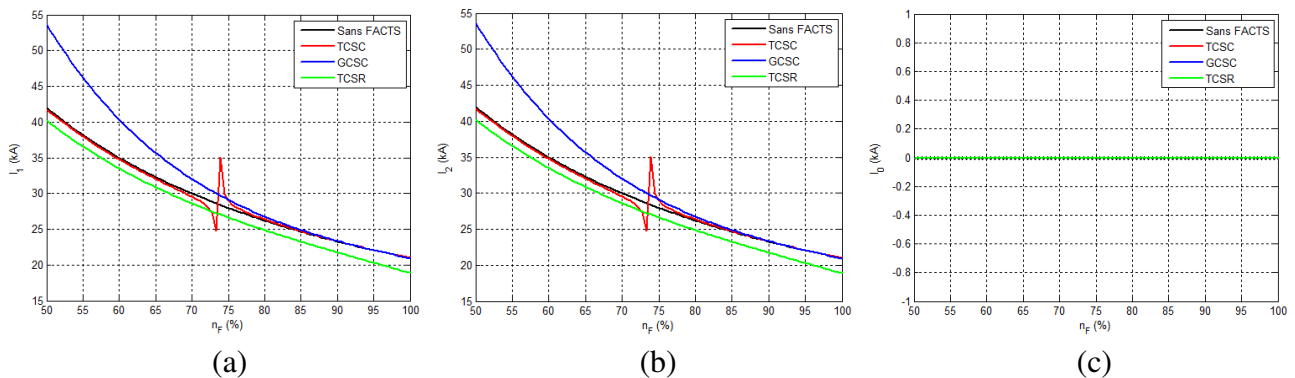


Fig. II.52. Impact de n_F sur les composantes symétriques de courant.

a). $I_1 = f(n_F)$, b). $I_2 = f(n_F)$, c). $I_0 = f(n_F)$.

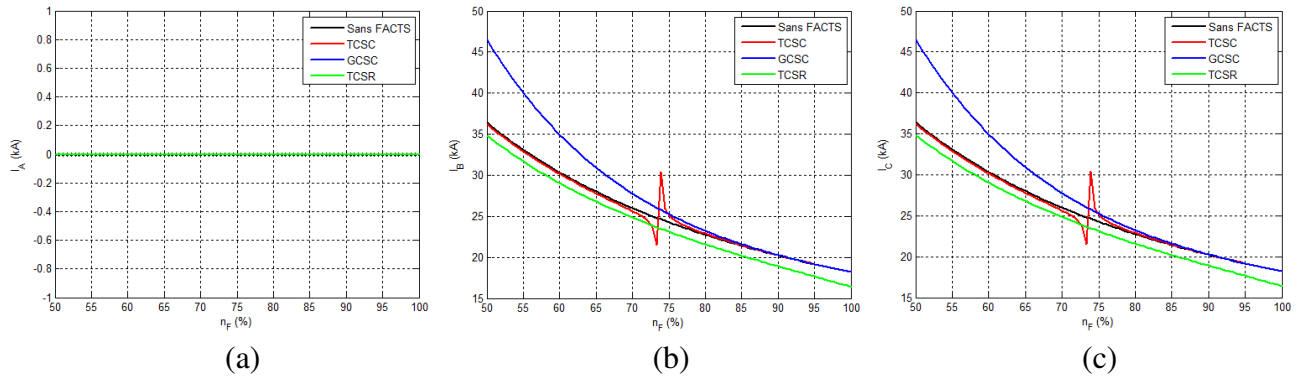


Fig. II.53. Impact de n_F sur les courants de la ligne.

a). $I_A = f(n_F)$, b). $I_B = f(n_F)$, c). $I_C = f(n_F)$.

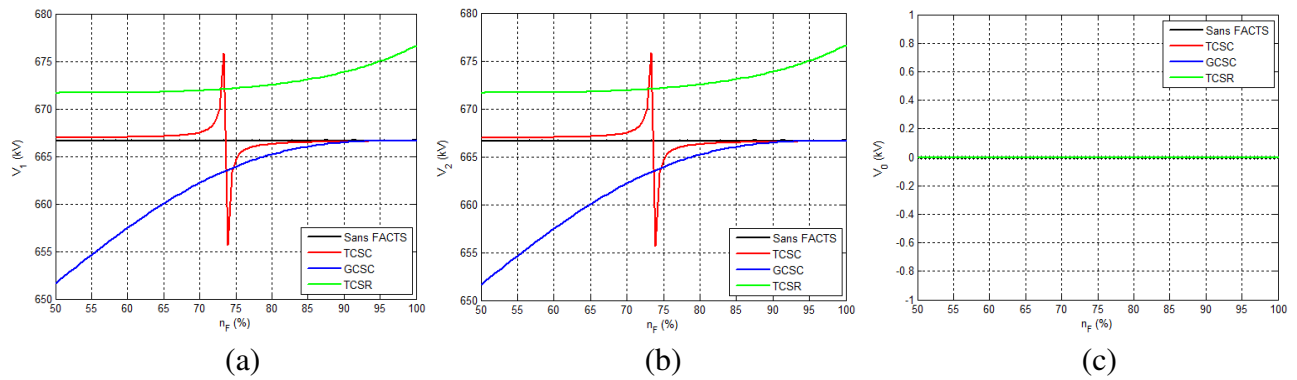


Fig. II.54. Impact de n_F sur les composantes symétriques de tension.

a). $V_1 = f(n_F)$, b). $V_2 = f(n_F)$, c). $V_0 = f(n_F)$.

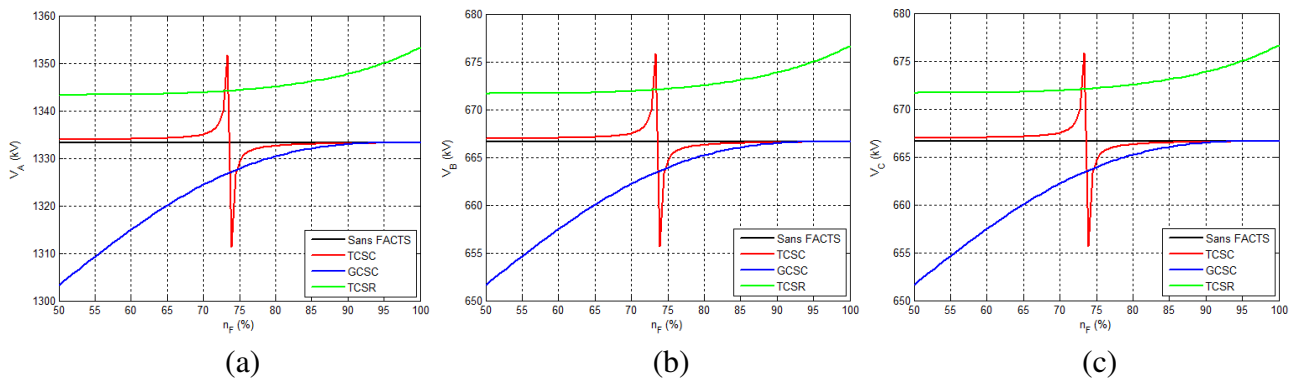


Fig. II.55. Impact de n_F sur les tensions de la ligne.

a). $V_A = f(n_F)$, b). $V_B = f(n_F)$, c). $V_C = f(n_F)$.

L'impact de n_F sur le courant de court-circuit est représenté sur la figure suivante.

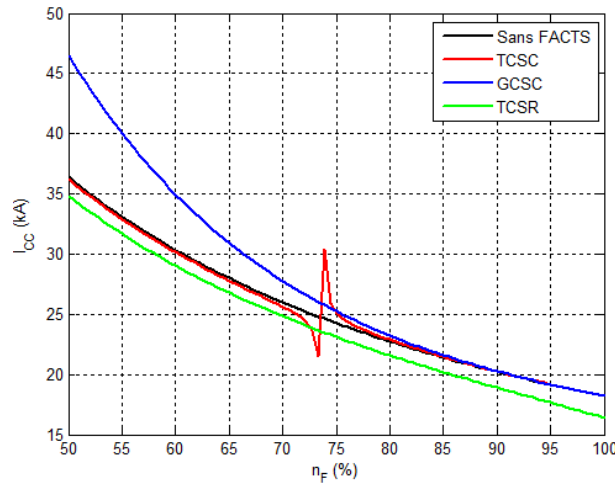


Fig. II.56. Impact de n_F sur le courant de court-circuit.

La localisation du point de défaut sur la ligne, influe directement sur les paramètres de court-circuit biphasé isolé en absence ou présence des systèmes FACTS notamment sur :

- Les courants symétriques : I_1 et I_2 diminuent, et I_0 reste toujours nul,
- Les courants de ligne : I_A reste toujours nul, I_B et I_C diminuent,
- Les tensions symétriques : V_1 et V_2 augmentent, V_0 reste toujours nulle,
- Les tensions de ligne augmentent,
- Le courant de court-circuit diminue.

II.6.3) - Défaut triphasé symétrique

Les figures ci-dessous représentent l'impact de n_F sur les composantes symétriques de courant, sur courants de la ligne, sur les composantes symétriques de tension et sur les tensions de la ligne dans le cas d'un défaut triphasé symétrique.

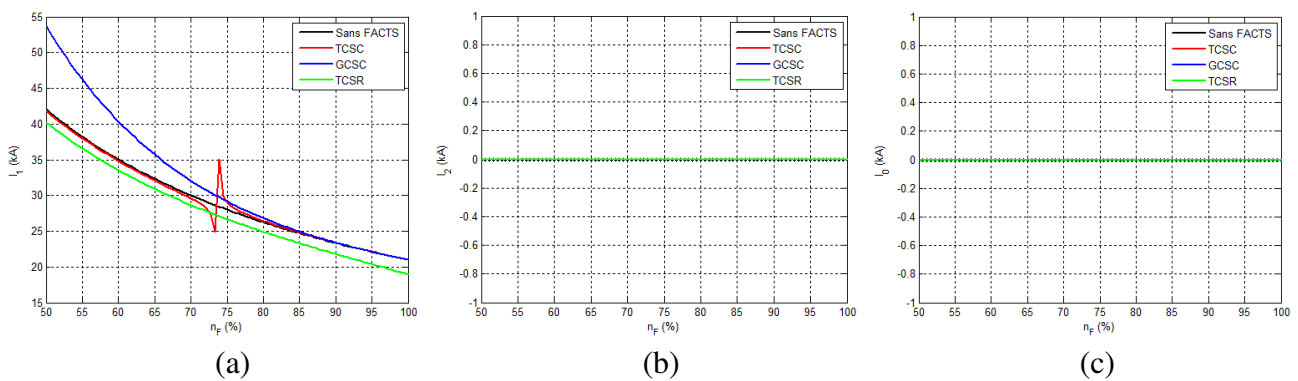


Fig. II.57. Impact de n_F sur les composantes symétriques de courant.

a). $I_1 = f(n_F)$, b). $I_2 = f(n_F)$, c). $I_0 = f(n_F)$.

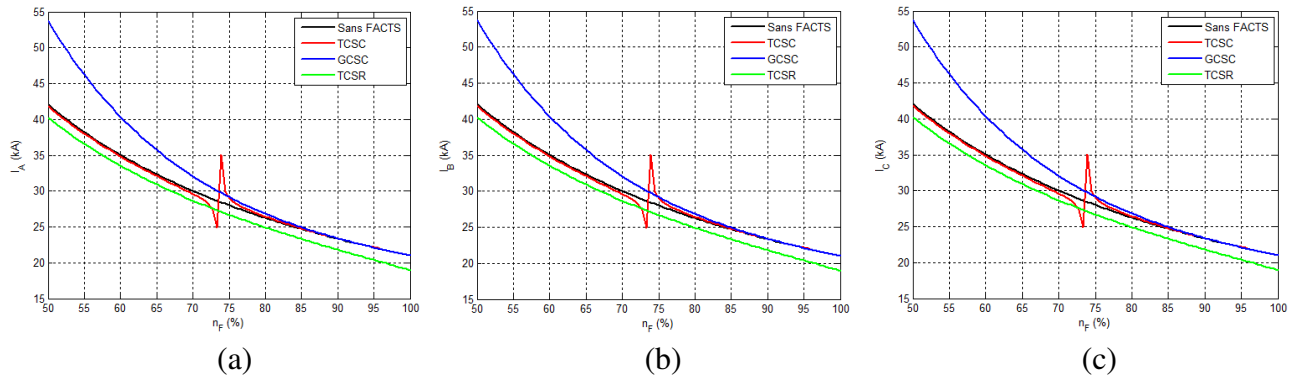


Fig. II.58. Impact de n_F sur les courants de la ligne.

a). $I_A = f(n_F)$, b). $I_B = f(n_F)$, c). $I_C = f(n_F)$.

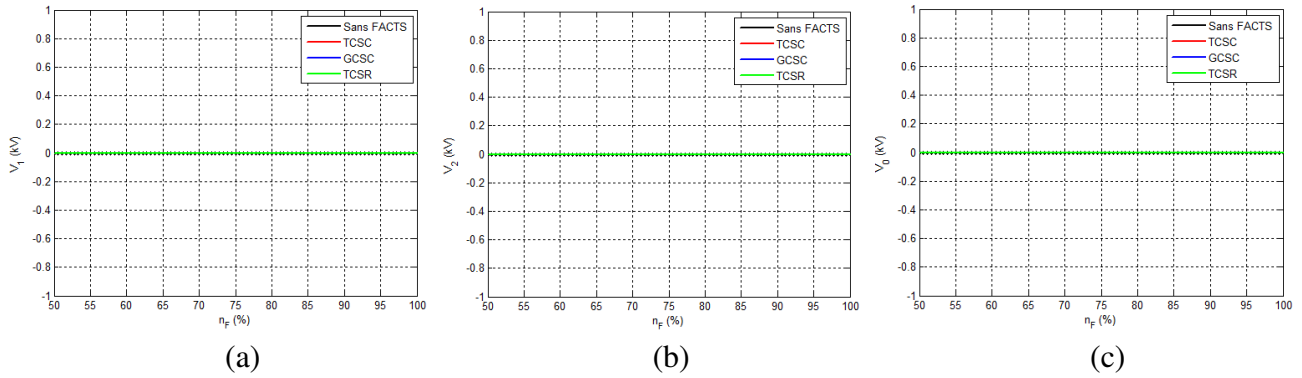


Fig. II.59. Impact de n_F sur les composantes symétriques de tension.

a). $V_1 = f(n_F)$, b). $V_2 = f(n_F)$, c). $V_0 = f(n_F)$.

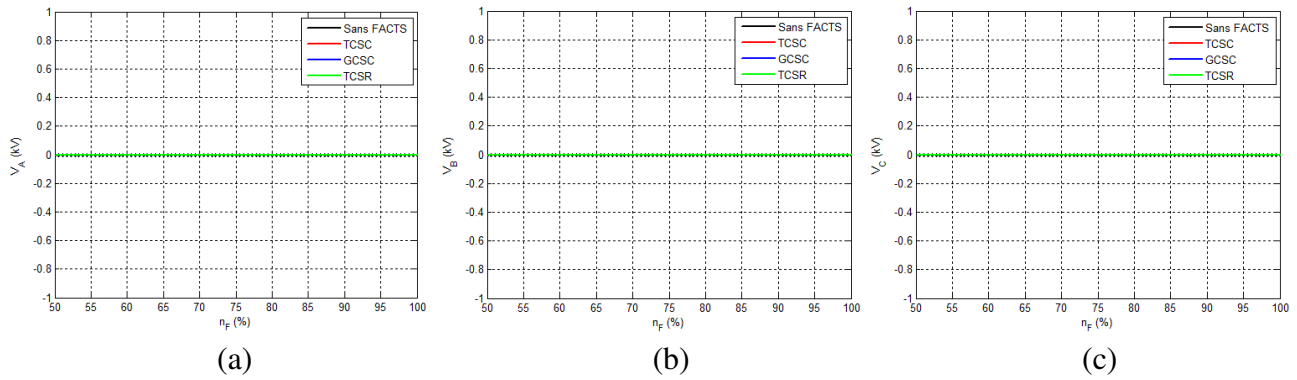


Fig. II.60. Impact de n_F sur les tensions de la ligne.

a). $V_A = f(n_F)$, b). $V_B = f(n_F)$, c). $V_C = f(n_F)$.

L'impact de n_F sur le courant de court-circuit est représenté sur la figure suivante.

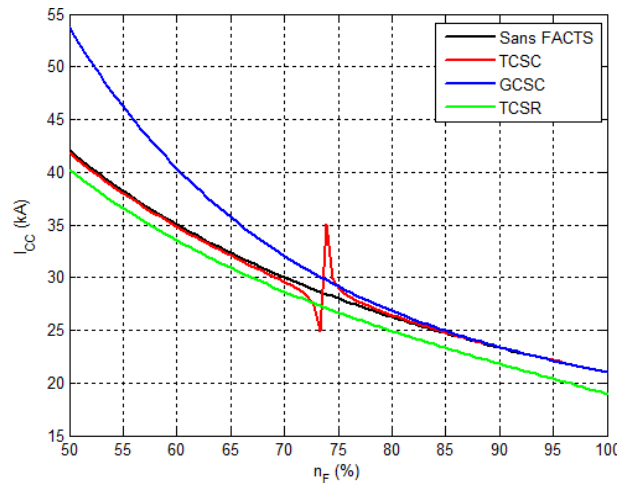


Fig. II.61. Impact de n_F sur le courant de court-circuit.

La variation du point de défaut influe directement sur les paramètres de court-circuit triphasé symétrique en absence ou en présence des systèmes FACTS notamment :

- Les courants symétriques : I_1 diminue, I_2 et I_0 restent toujours nuls,
- Les courants de ligne : les trois courants diminuent,
- Les tensions symétriques : restent toujours nulles,
- Les tensions de lignes: restent toujours nulles,
- Le courant de court-circuit diminue avec l'augmentation du point de défaut sur la ligne.

III.7) - Conclusion

Dans ce chapitre nous avons traité dans un premier temps l'impact de la réactance apparente et des angles d'amorçage des trois systèmes FACTS série (TCSC, GCSC et TCSR) sur les paramètres de calcul des courants de court-circuit pour un défaut monophasé à la terre, biphasé isolé et triphasé symétrique sur d'une ligne du transport Algérien de tension 400 kV.

Nous avons aussi étudié dans un deuxième temps l'impact de la variation de la résistance de défaut (R_F), et du point de défaut (n_F) en absence et présence des systèmes FACTS séries.

Les paramètres des systèmes FACTS séries et de défaut (R_F et n_F) influent directement sur les paramètres de calcul des différents courants de court-circuit qui à leur tour influent aussi sur la conception et les réglages d'un système de protection.

Chapitre III

Impact des Systèmes FACTS Séries sur la Protection à Distance

III.1) - Introduction

La réactance des lignes est l'une des limitations principales de la transmission de courant alternatif dans les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne. Les condensateurs séries fixes et les dispositifs FACTS série permettent de remédier à ce problème. Ils agissent généralement en insérant une impédance ou une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive.

III.2) - Relais de protection à distance

Les lignes de transport d'énergie électrique à haute et très haute tension 220 et 400 kV sont des lignes principales du réseau du transport électrique. Elles peuvent être aussi bien aériennes que souterraines ou sous-marines. Elles servent au transport sur les longues distances de l'électricité produite par les diverses centrales électriques, ainsi qu'à l'interconnexion des réseaux électriques. Pour cela il faut protéger ces lignes contre les différentes anomalies surtout le court-circuit par l'utilisation de la protection de distance [89], [90].

III.2.1) - Principe de mesure de la réactance

La protection à distance utilise pour localiser un défaut une mesure de distance entre ce dernier et le point où elle est installée. Elle est déterminée grâce à une mesure de la réactance directe, qui varie de $0,33 \Omega$ à $0,42 \Omega$ au kilomètre en fonction du type de ligne très haute tension. Cette mesure doit présenter un caractère dirigé. La prise en compte de la partie réactive de l'impédance directe (Z_d) permet d'affranchir la mesure de distance et de la résistance de défaut.

En absence de défaut (voir la figure III.1), la protection de distance ne voit qu'une impédance apparente de réseau, dépendante du transit effectué sur la ligne, mais aucunement assimilable à l'impédance directe de la ligne.

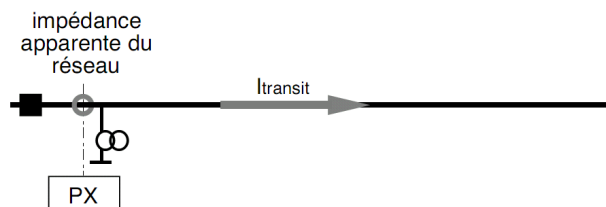


Fig. III.1. Protection à distance en absence d'un défaut.

La protection à distance doit donc séparer la situation avec défaut de la situation normale sans défaut: c'est l'un des rôles de la mise en route. On entre alors dans le domaine de validité des formules ci-dessus, encore faut-il savoir laquelle utiliser [89], [90].

$$Z_{seen} = \frac{V_{seen}}{I_{seen}} \quad (III.1)$$

En présence d'un défaut (voir la figure III. 2), l'impédance directe entre le point de défaut et le point où est située la protection peut être déterminée à partir des tensions et des courants.

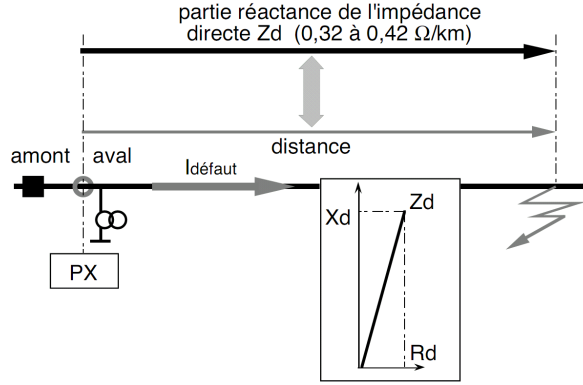


Fig. III.2. Protection à distance en présence d'un défaut.

L'impédance directe mesurée (Z_{seen}) par relais de distance en présence des différents défauts sera représentée par ces équations [89], [90]:

- En présence d'un défaut monophasé :

$$Z_{seen (Ph-T)} = \frac{V_A / (I_A + K_o \cdot I_o)}{K_Z} = R_{seen} + j \cdot X_{seen} \quad (III.2)$$

Avec,

$$K_o = \frac{Z_o - Z_1}{3 \cdot Z_1} \quad (III.3)$$

- En présence d'un défaut biphasé isolé :

$$Z_{seen (Ph-Ph)} = \frac{(V_B - V_C) / (I_B - I_C)}{K_Z} = R_{seen} + j \cdot X_{seen} \quad (III.4)$$

- En présence d'un défaut triphasé symétrique :

$$Z_{seen (Ph-Ph-Ph)} = \frac{V_A / I_A}{K_Z} = R_{seen} + j \cdot X_{seen} \quad (III.5)$$

Les protections les plus sophistiquées possèdent une mesure par type de défaut et utilisent des critères permettant la validation de la mesure correspondant au défaut réel. Ce sont les protections multi-chaînes de mesure, le plus souvent à six chaînes, utilisées sur les réseaux 220 et 400 kV.

La figure III.3 illustre le principe d'installation de différents équipements lié à la protection à distance.

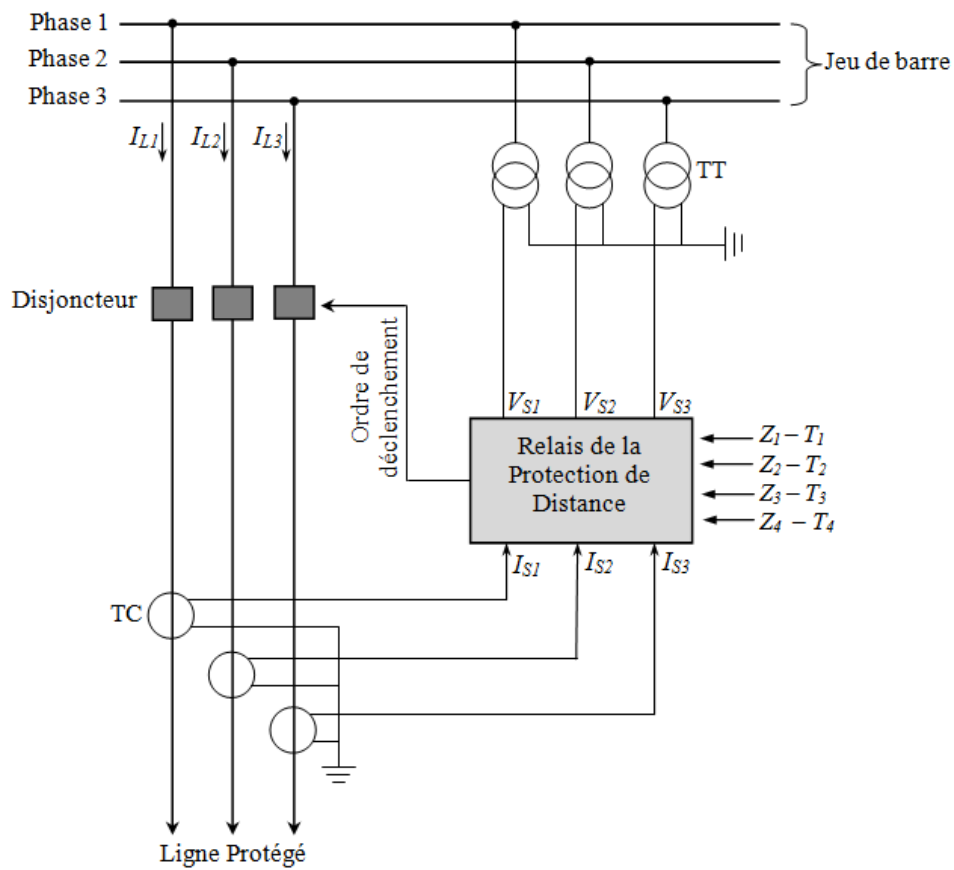
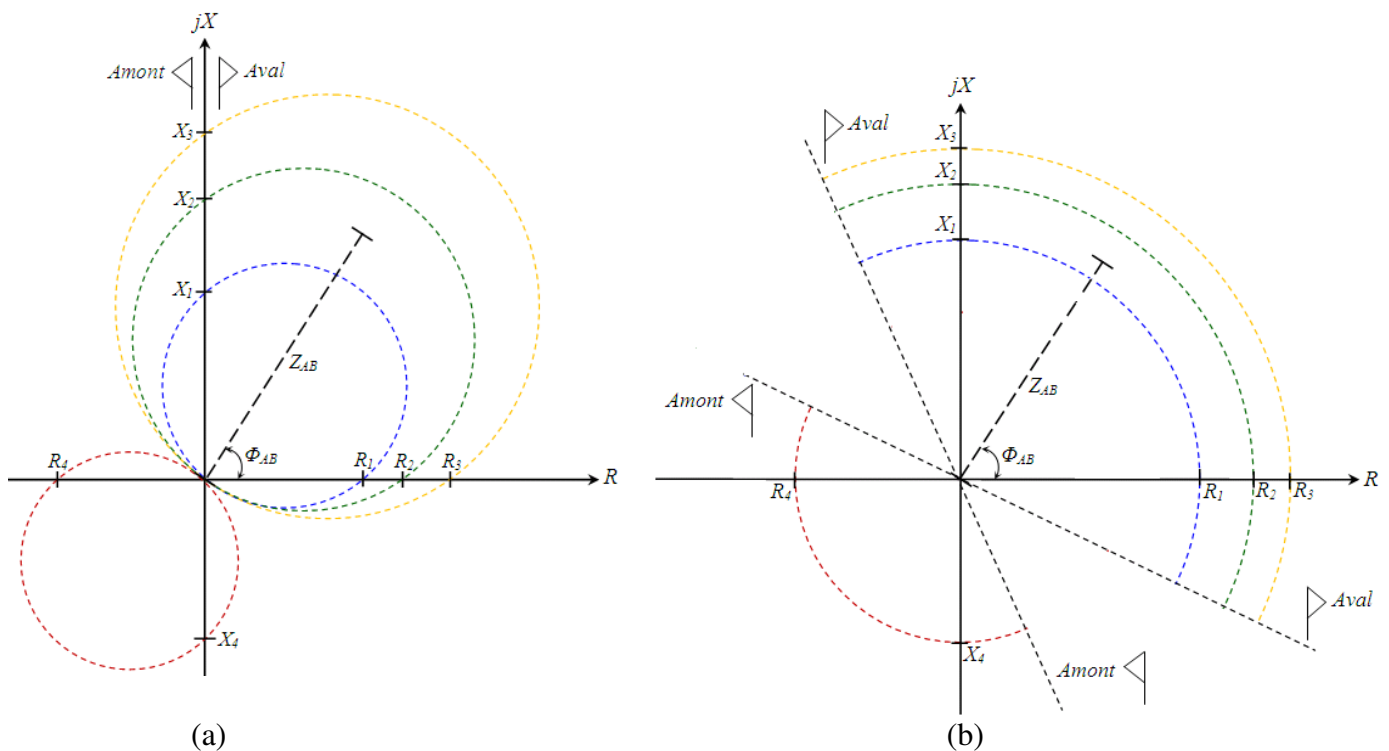


Fig. III.3. Schémas d'installation de l'équipement lié à la protection à distance.

III.2.2) - Courbes caractéristiques des relais de distance

Selon les zones de mesure la protection à distance est de quatre types à savoir : MHO, Circulaire, Polygonale et Elliptique. Les courbes ci-dessous représentent les caractéristiques respectives aux quatre relais.



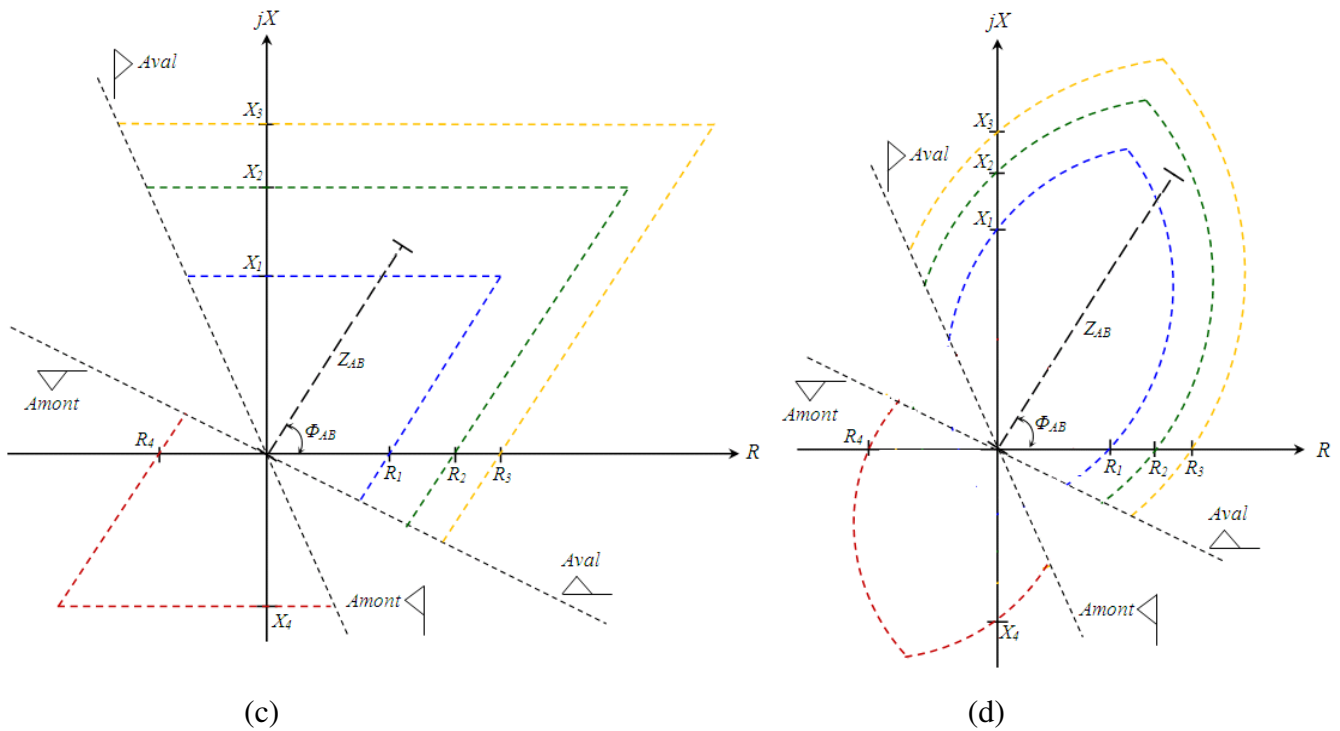


Fig. III.4. Types de relais de protection à distance.
a). MHO, b). Circulaire, c). Polygonale, d). Elliptique.

Il y a lieu de signaler l'avantage offert en utilisant les caractéristiques polygonales et elliptiques particulièrement lorsqu'il s'agit de protéger les lignes électriques longues ou moyennes très chargées pour lesquelles l'impédance de service peut coïncider avec l'impédance de réglage du démarrage de relais de protection de distance. Les caractéristiques MHO et circulaire sont généralement utilisées pour protéger les lignes HT courtes qui ne ont pas très chargés [10, 90].

III.2.3) - Réglages des zones de protection

III.2.3.1) - Relation entre temps - distance

La plupart des relais de protection de distance à l'échelle mondiale surtout ceux du groupe Sonelgaz sont réglés pour trois zones de protection en aval (Z_1 , Z_2 et Z_3) et une seule zone protection en amont (Z_4) comme indiqué par la figure III.5 avec une sélectivité chronométrique bien respectée pour chaque zone illustrée par la figure III.6.

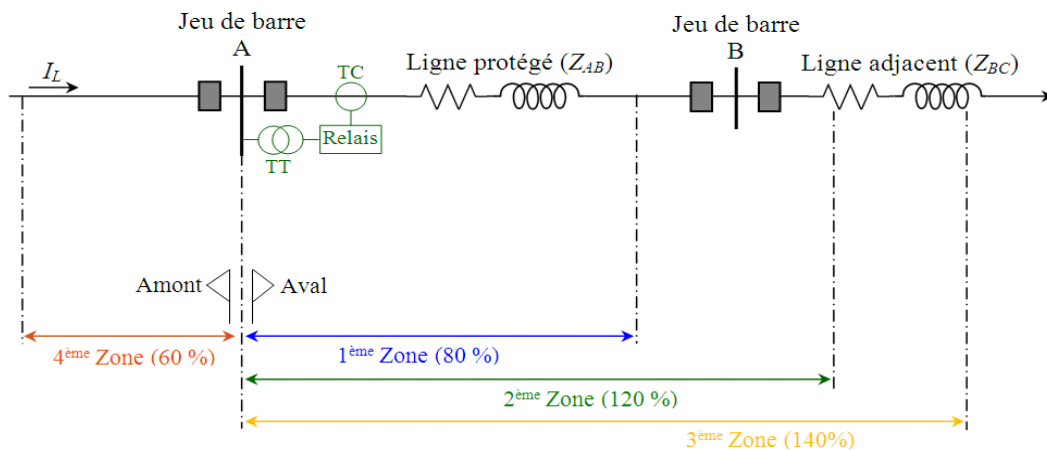


Fig. III.5. Principe des réglages des zones de protection.

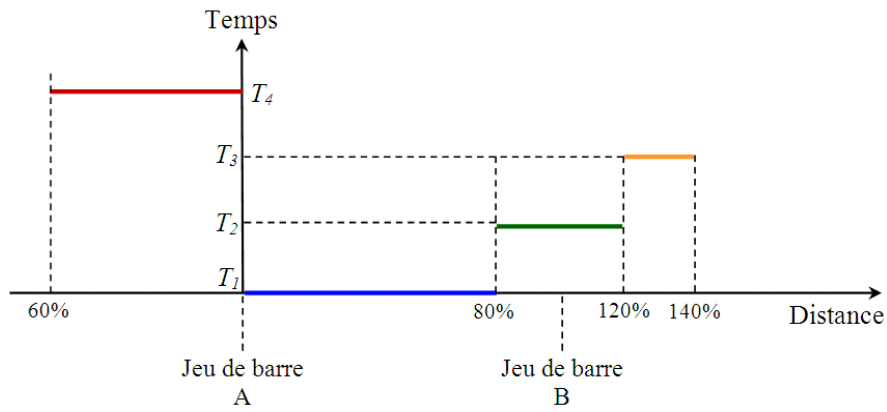


Fig. III.6. Sélectivité chronométrique.

III.2.3.2) - Réglage des zones aval

La zone Z_1 est réglée entre 80 à 90 % de l'impédance totale de la ligne protégée AB (Z_{AB}) avec un temps instantané ($T_1 = 0$ sec) de déclenchement de disjoncteur HT.

La zone Z_2 doit prendre en considération l'impédance totale de la ligne protégée (100 % de Z_{AB}) plus une partie de l'impédance totale de la ligne adjacente (20 % de Z_{BC}), avec un temps de déclenchement temporisé ($T_2 = 0,3$ sec). Cette zone est une zone de secours pour le relais à distance installé sur la ligne adjacente BC , elle est caractérisée par :

- Un paramètre de fonctionnement minimal désiré qui est l'impédance au jeu de barres éloigné multiplié par un facteur de sécurité de 1,2.
- Un temps de retard minimal associé à chaque relais de distance installé qui doit assurer la coordination avec la zone Z_1 de tous ses relais.

La zone Z_3 doit prendre en considération l'impédance totale de la ligne protégée (100 % de Z_{AB}) plus une partie de l'impédance totale de la ligne BC adjacente (40 % de Z_{BC}), avec un temps de déclenchement temporisé ($T_3 = 1,5$ sec). En même temps c'est une zone de secours pour le relais de distance installé sur la ligne adjacente BC .

III.2.3.3) - Réglage des zones amont

La zone Z_4 doit protéger la ligne AB en cas de changement du sens de la puissance de transit entre les jeux de barre (de B vers A). Elle est réglée à 60 % de l'impédance totale Z_{AB} , avec un temps de déclenchement temporisé ($T_4 = 0,6$ sec).

En absence des systèmes FACTS, les équations de calcul des réglages des zones sont [10, 92] :

Première Zone (Z_1) :

$$Z_1 = 80\%.Z_{AB} = 0,8.[R_{AB} + j.X_{AB}] \quad (\text{III.6})$$

Deuxième Zone (Z_2) :

$$Z_2 = 100\%.Z_{AB} + 20\%.Z_{BC} = [R_{AB} + j.X_{AB}] + 0,2.[R_{BC} + j.X_{BC}] \quad (\text{III.7})$$

Troisième Zone (Z_3) :

$$Z_3 = 100\%.Z_{AB} + 40\%.Z_{BC} = [R_{AB} + j.X_{AB}] + 0,4.[R_{BC} + j.X_{BC}] \quad (\text{III.8})$$

Quatrième Zone (Z_4) :

$$Z_4 = -60\%.Z_{AB} = -0,6.[R_{AB} + j.X_{AB}] \quad (\text{III.9})$$

Les paramètres de la ligne protégée (X_{AB} , R_{AB} et l_{AB}) et de la ligne adjacente (X_{BC} , R_{BC} et l_{BC}) sont des valeurs mesurées directement par le relais de distance à travers des transformateurs de courant et de tension en absence de défaut et sont calculés selon les formules suivantes :

$$Z_{AB} = \frac{(l_{AB} \cdot R_{AB})}{K_Z} + j \cdot \frac{(l_{AB} \cdot X_{AB})}{K_Z} \quad (\text{III.10})$$

$$Z_{BC} = \frac{(l_{BC} \cdot R_{BC})}{K_Z} + j \cdot \frac{(l_{BC} \cdot X_{BC})}{K_Z} \quad (\text{III.11})$$

Et,

$$K_Z = K_{TT} / K_{TC} \quad (\text{III.12})$$

$$K_{TC} = n_{TC.1} / K_{TC.2} \quad (\text{III.13})$$

$$K_{TT} = n_{TT.1} / K_{TT.2} \quad (\text{III.14})$$

Avec,

K_Z : est le rapport de transformation d'impédance,

K_{TC} : est le rapport de transformation des TC,

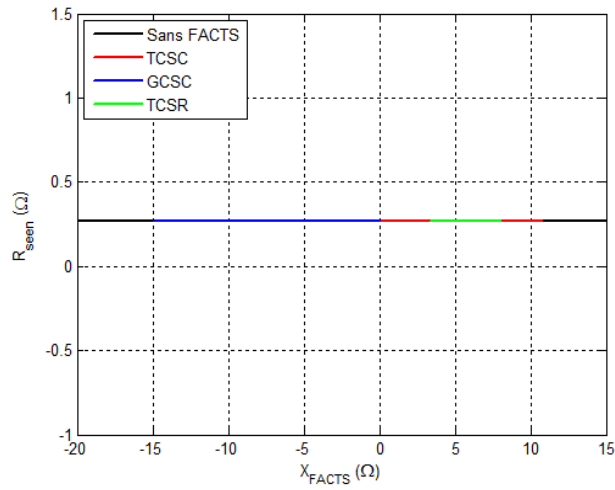
K_{TT} : est le rapport de transformation des TT.

III.3) - Impact de type de défaut sur l'impédance mesurée

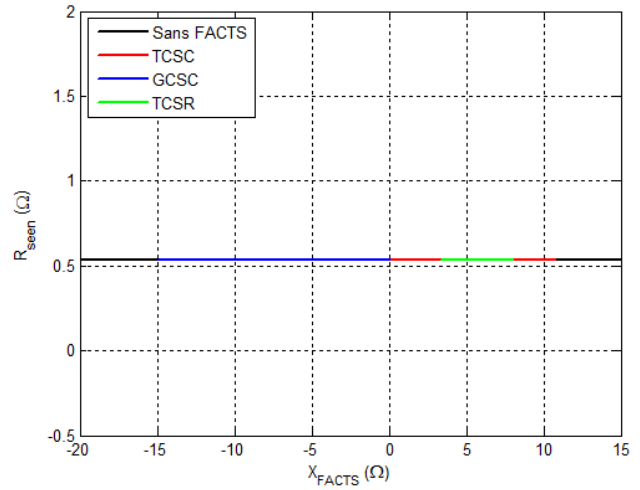
Les figures ci-dessous représentent l'impact des systèmes FACTS série sur les paramètres de l'impédance mesurée (R_{seen} et X_{seen}) par un relais de protection à distance installé au jeu de barre A en présence trois différents défauts au jeu de barre B.

III.3.1) - Résistance mesurée

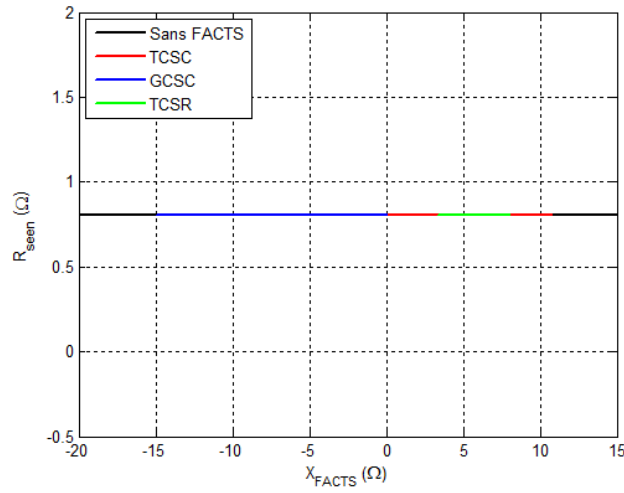
L'impact de la réactance apparente et de l'angle d'amorçage des trois systèmes FACTS sur la résistance mesurée (R_{seen}) par le relais en présence des défauts monophasé sans R_F , biphasé isolé et triphasé symétrique est représenté sur les figures suivantes.



(a)

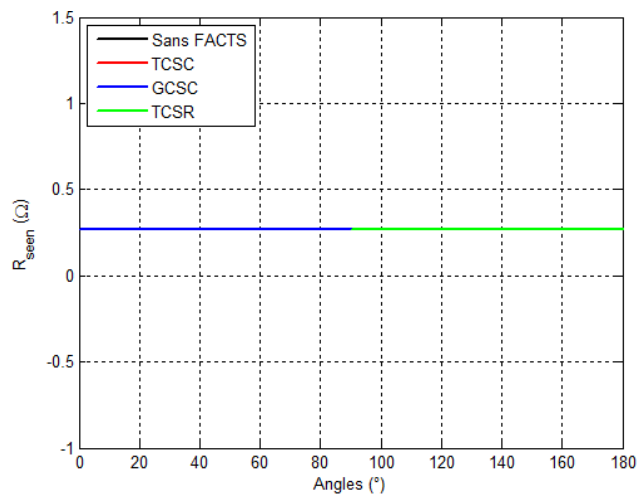


(b)

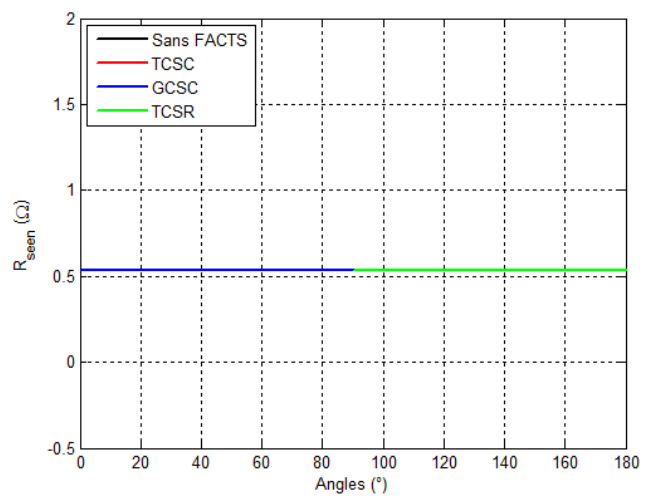


(c)

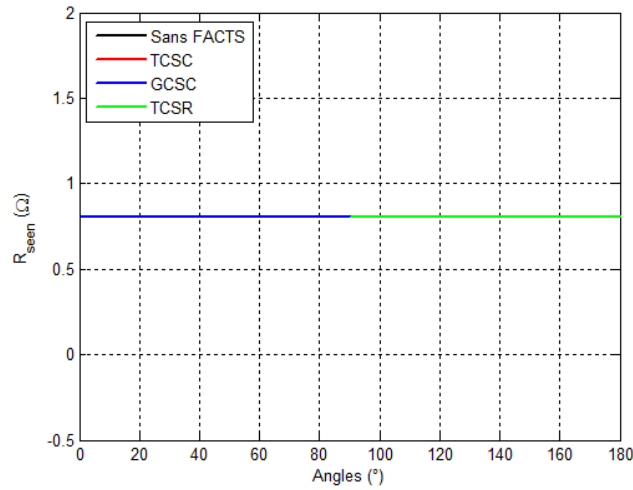
Fig. III.7. Impact de la réactance des FACTS sur R_{seen} pour trois défauts.
a). Monophasé, b). Biphasé, c). Triphasé.



(a)



(b)



(c)

Fig. III.8. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur R_{seen} pour trois défauts.

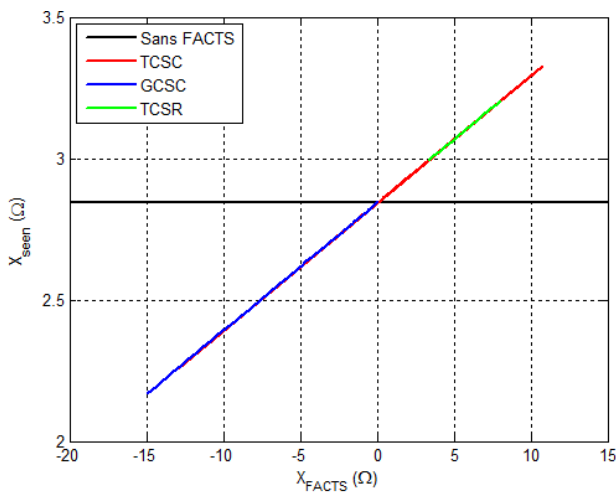
a). Monophasé, b). Biphasé, c). Triphasé.

Selon les figures III.7 et III. 8, on peut remarquer qu'il n'y a aucun impact de la présence des systèmes FACTS installé sur la résistance mesurée par le relais de protection à distance quel que soit le type de défaut.

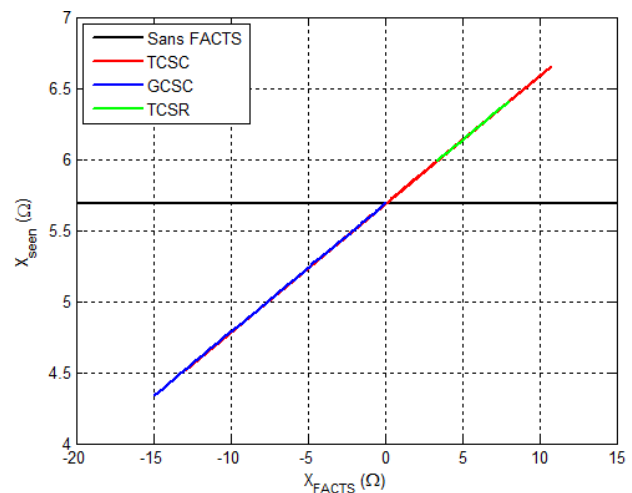
La valeur de R_{seen} est égale à 0.2685, 0.5368 et 0.8053 Ω pour le défaut monophasé, biphasé et triphasé respectivement en absence ou en présence des systèmes FACTS.

III.3.2) - Réactance mesurée

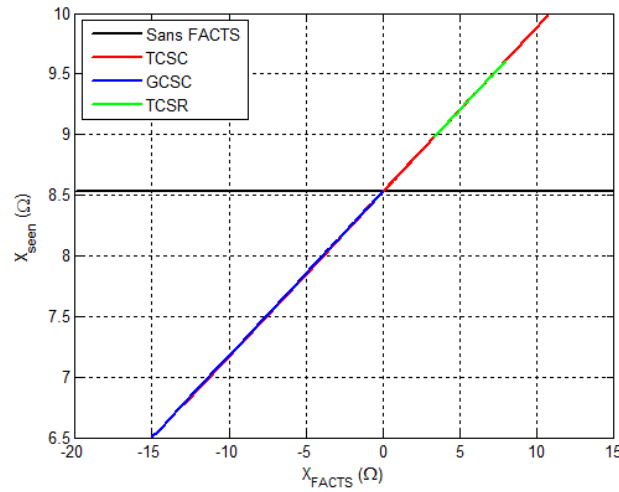
L'impact de la réactance apparente et de l'angle d'amorçage des trois systèmes FACTS sur la réactance mesurée (X_{seen}) par le relais pour le cas de défaut monophasé sans résistance à la terre, biphasé isolé et triphasé symétrique est représenté sur les figures suivantes.



(a)

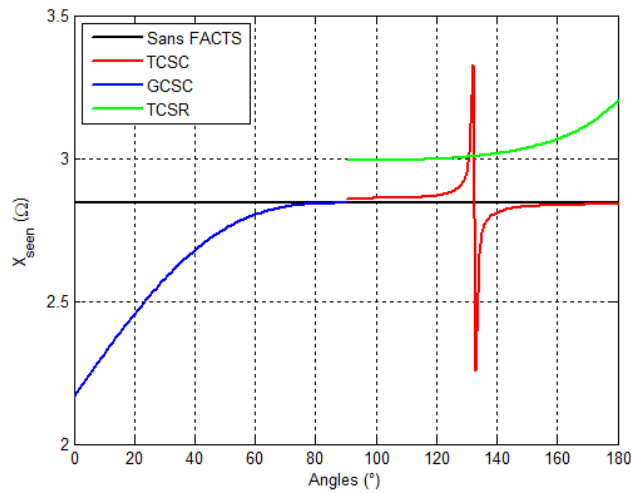


(b)

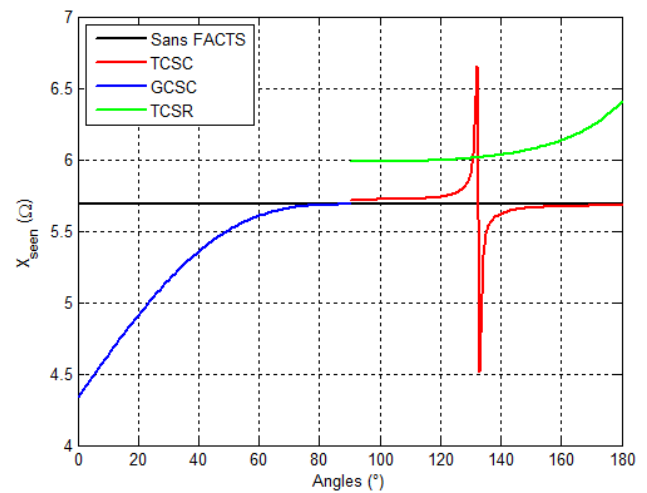


(c)

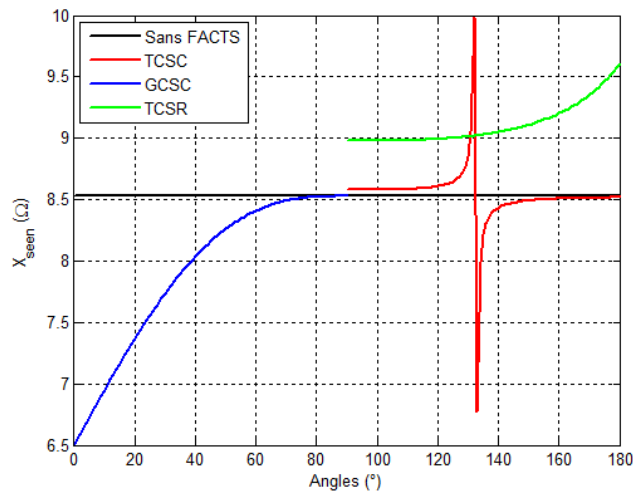
Fig. III.9. Impact de la réactance des FACTS sur X_{seen} pour trois différents défauts.
a). Monophasé, b). Biphasé, c). Triphasé.



(a)



(b)



(c)

Fig. III.10. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur X_{seen} pour trois différents défauts.
a). Monophasé, b). Biphasé, c). Triphasé.

Selon les figures III.9 et III. 10, il y'a un impact important de la présence des systèmes FACTS sur la réactance mesurée par le relais de protection à distance pour tous les types de défauts, parce que les trois FACTS installés injectent et contrôlent une réactance apparente inductive ou capacitive selon le mode d'opération et le type de FACTS utilisé. Les valeurs minimale et maximale de X_{seen} sont données sur le tableau ci-dessous.

Tab. III. 1 - Valeurs minimale et maximale de la réactance mesurée.

		Monophasé		Biphasé		Triphasé	
		$min (\Omega)$	$max (\Omega)$	$min (\Omega)$	$max (\Omega)$	$min (\Omega)$	$max (\Omega)$
Sans FACTS		2,8423		5,6845		8,5266	
TCSC	<i>Inductive</i>	2,8595	3,3268	5,7190	6,6536	8,5784	9,9804
	<i>Capacitive</i>	2,2584	2,8390	4,5165	5,6781	6,7747	8,5171
GCSC		2,1672	2,8423	4,3344	5,6845	6,5016	8,5266
TCSR		2,9922	3,2022	5,9844	6,4044	8,9766	9,6066

III.4) - Impact de la résistance de défaut

L'impact de la résistance de défaut R_F qui varie entre **0 à 50 Ω** sur les paramètres de l'impédance mesurée par le relais de distance (R_{seen} et X_{seen}) en présence d'un défaut monophasé à l'extrémité de la ligne protégée en présence des trois systèmes FACTS est représentée sur les figures ci-dessous.

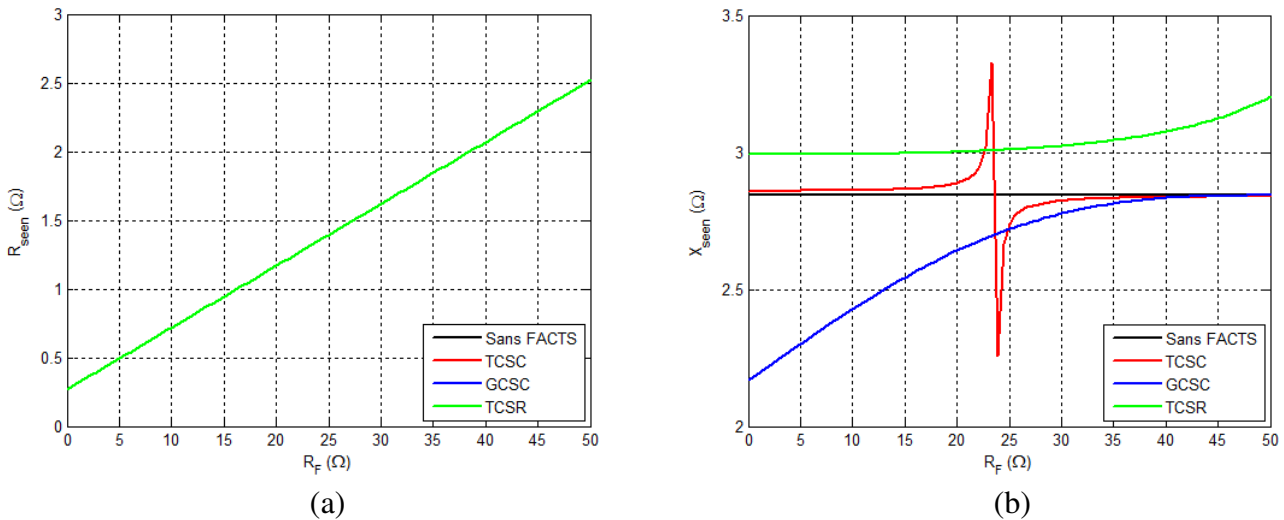


Fig. III.11. Impact de R_F sur les paramètres de Z_{seen} .

a). $R_{seen} = f(R_F)$, b). $X_{seen} = f(R_F)$.

Selon la figure III.11.a, l'augmentation de R_F tend à augmenter directement la valeur de R_{seen} sans aucun impact des trois systèmes FACTS. Aussi, il n'ya aucun impact de l'augmentation de R_F sur la valeur de la réactance mesurée X_{seen} par contre un impact important de la présence des trois systèmes FACTS existe comme indiqué par la figure III.11.b.

III.5) - Impact du point de défaut

L'impact du point de défaut sur la ligne représenté par n_F qui varie entre **50 à 100 %** sur les paramètres de l'impédance mesurée (R_{seen} et X_{seen}) par le relais de distance en présence de trois défauts différents sur une ligne protégée et compensée par trois systèmes FACTS est représenté sur les figures suivantes.

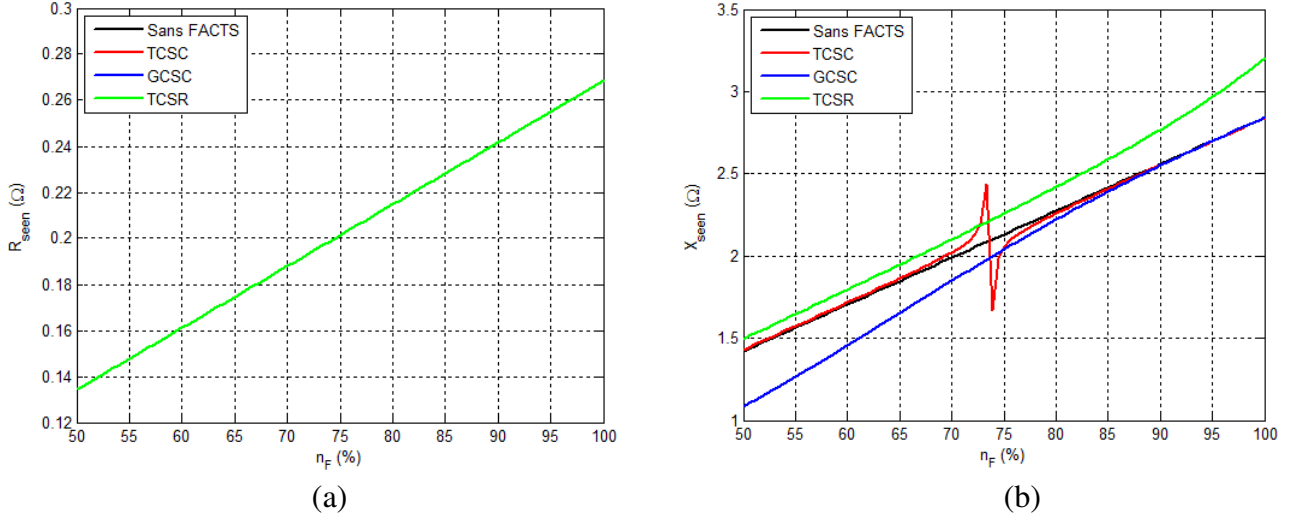


Fig. III.12. Impact de n_F sur les paramètres de Z_{seen} pour le cas du défaut monophasé.

a). $R_{seen} = f(n_F)$, b). $X_{seen} = f(n_F)$.

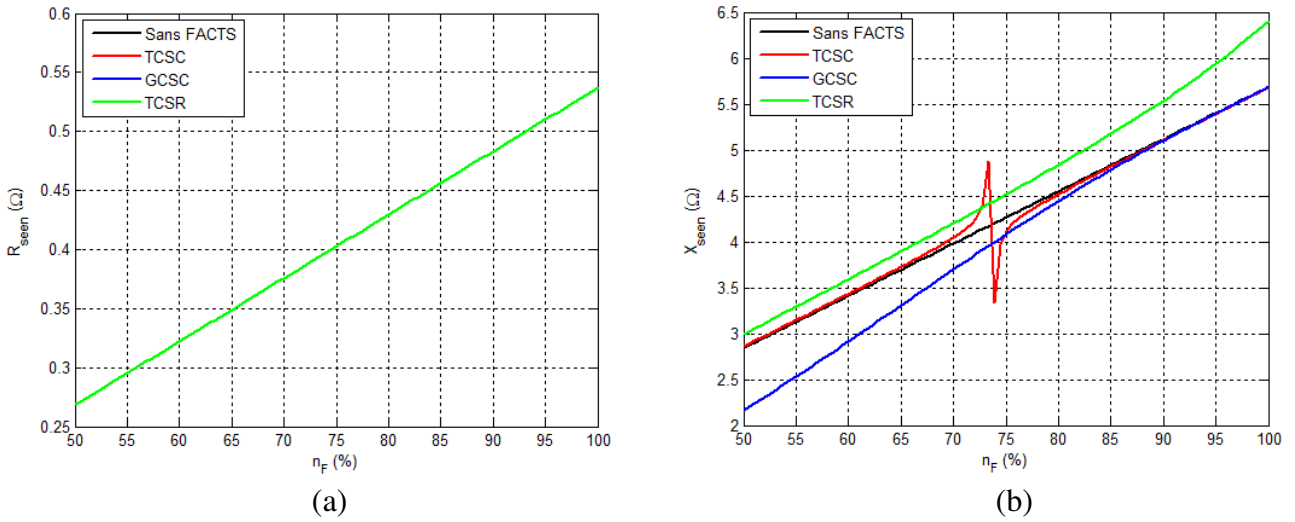


Fig. III.13. Impact de n_F sur les paramètres de Z_{seen} pour le cas du défaut biphasé.

a). $R_{seen} = f(n_F)$, b). $X_{seen} = f(n_F)$.

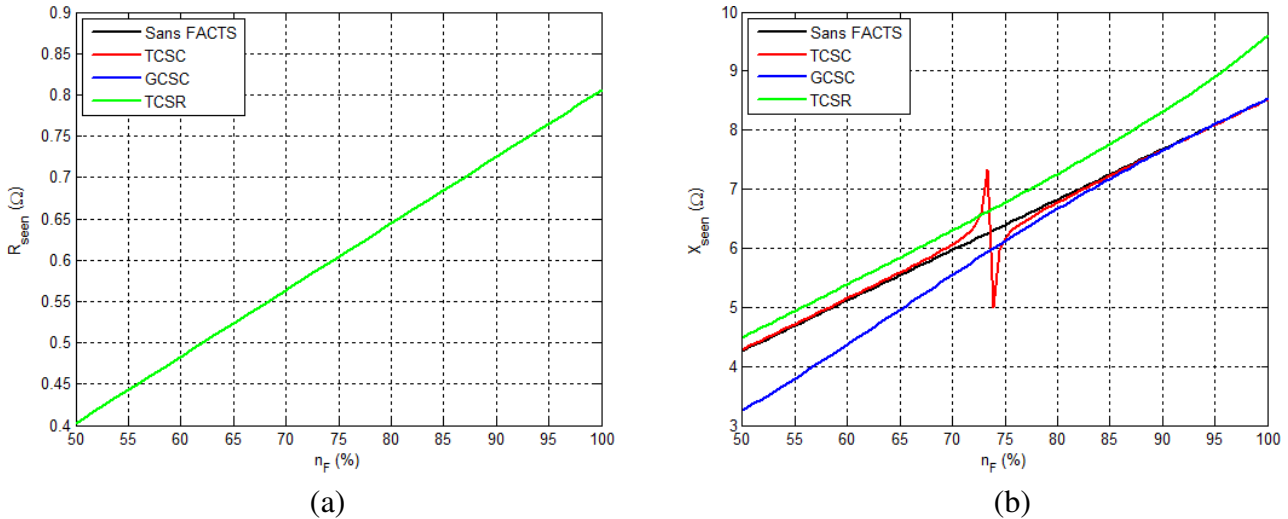


Fig. III.14. Impact de n_F sur les paramètres de Z_{seen} pour le cas du défaut triphasé.

a). $R_{seen} = f(n_F)$, b). $X_{seen} = f(n_F)$.

Selon les figures III.12, III. 13 et III. 14, on remarque que quel que soit le type de défaut sur la ligne protégée et compensée par trois systèmes FACST série, l'augmentation de n_F a une influence directe sur les paramètres de Z_{seen} qui résulte en une augmentation des valeurs de R_{seen} et aussi de la valeur de X_{seen} , mais dynamiquement avec une variation de la réactance apparente des systèmes FACTS.

III.6) - Impact sur les réglages des zones

III.6.1) - Sans FACTS

Le calcul des réglages des quatre zones de protection (amont et aval) en absence des systèmes FACTS est résumé dans tableau suivant :

Tab. III. 2 - Valeurs de réglage des zones de protection sans systèmes FACTS.

Zones	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)
Z_1	0,2148	2,2738
Z_2	0,2999	3,1750
Z_3	0,3313	3,5077
Z_4	- 0,1611	- 1,7053

III.6.2) - Avec FACTS

En présence des trois systèmes FACTS série, les équations de calcul des réglages des zones de protection deviennent :

Première Zone :

$$Z_1 = 80\%.Z_{AB} = 0,8. \left[R_{AB} + j. (X_{AB} \pm X_{FACTS}) \right] \quad (III.15)$$

Deuxième Zone :

$$Z_2 = 100\%.Z_{AB} + 20\%.Z_{BC} = [R_{AB} + j.(X_{AB} \pm X_{FACTS})] + 0,2.[R_{BC} + j.X_{BC}] \quad (III.16)$$

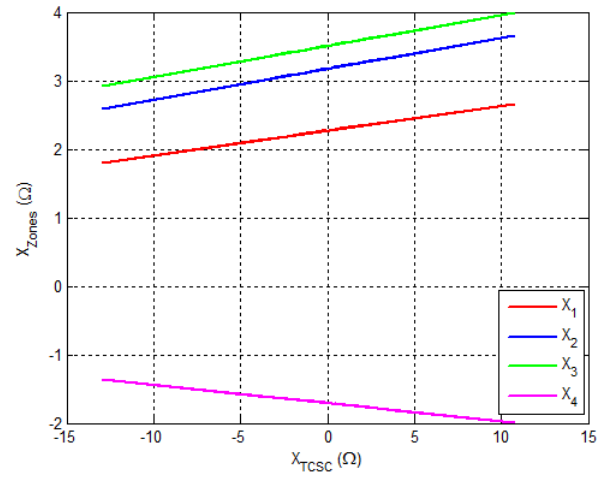
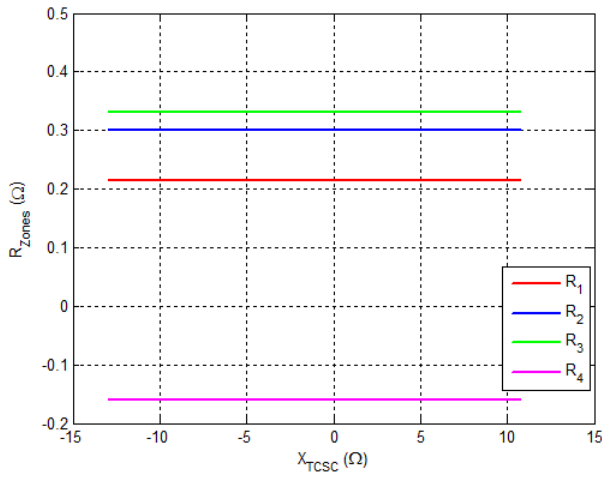
Troisième Zone :

$$Z_3 = 100\%.Z_{AB} + 40\%.Z_{BC} = [R_{AB} + j.(X_{AB} \pm X_{FACTS})] + 0,4.[R_{BC} + j.X_{BC}] \quad (III.17)$$

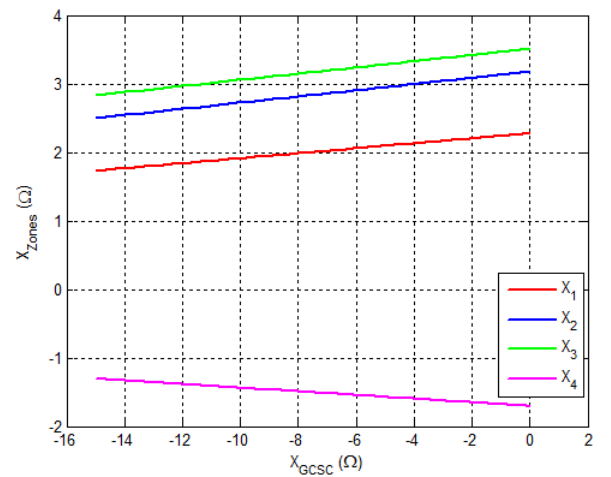
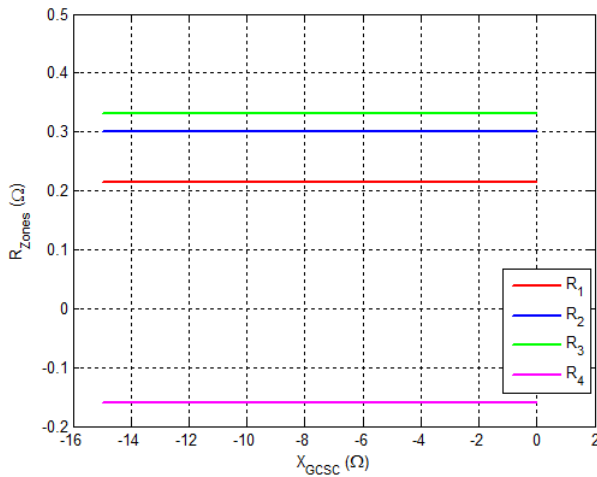
Quatrième Zone :

$$Z_4 = -60\%.Z_{AB} = -0,6.[R_{AB} + j.(X_{AB} \pm X_{FACTS})] \quad (III.18)$$

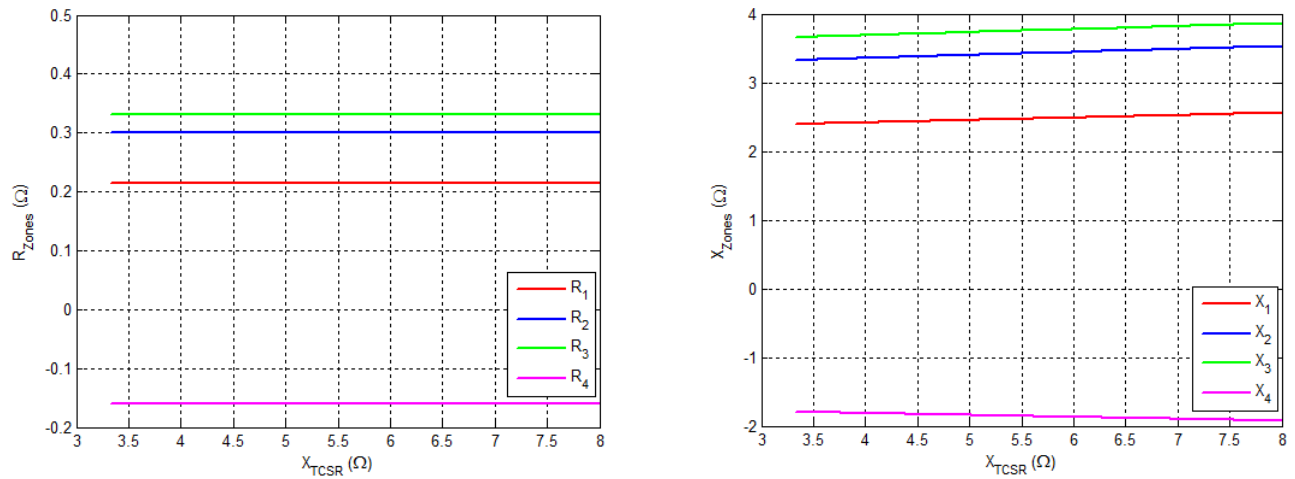
L'impact de la réactance apparente contrôlée par les trois systèmes FACTS sur les réglages des zones de protection est représenté sur les figures suivantes :



(a)



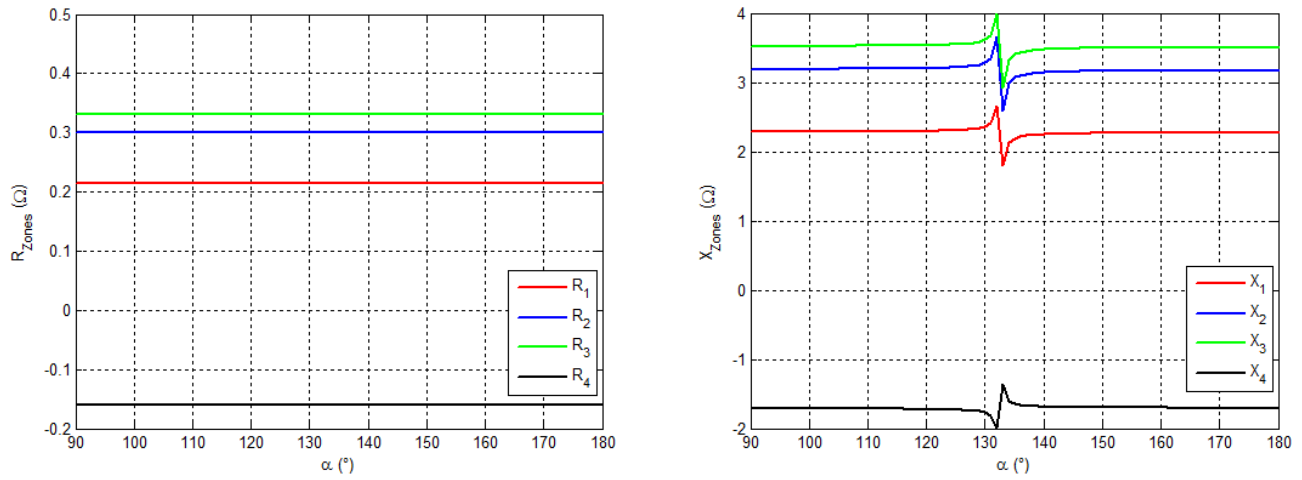
(b)



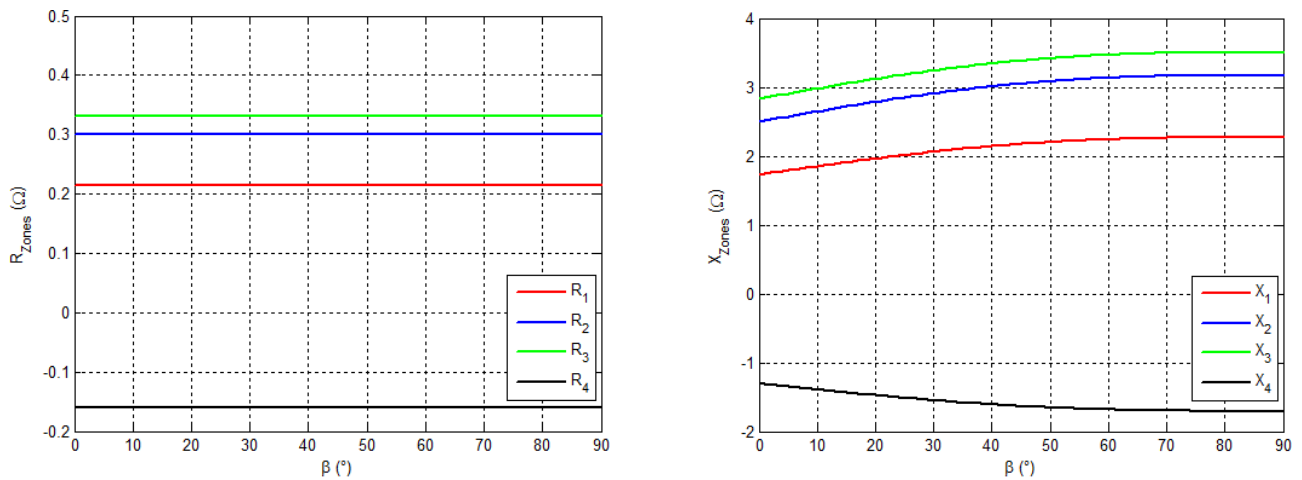
(c)

Fig. III.15. Impact de la réactance apparente des FACTS sur les réglages des zones de protection.
a). TCSC, b). GCSC, c). TCSR.

L'impact des angles d'amorçage des trois systèmes FACTS sur les réglages des zones de protection est représenté sur les figures suivantes :



(a)



(b)

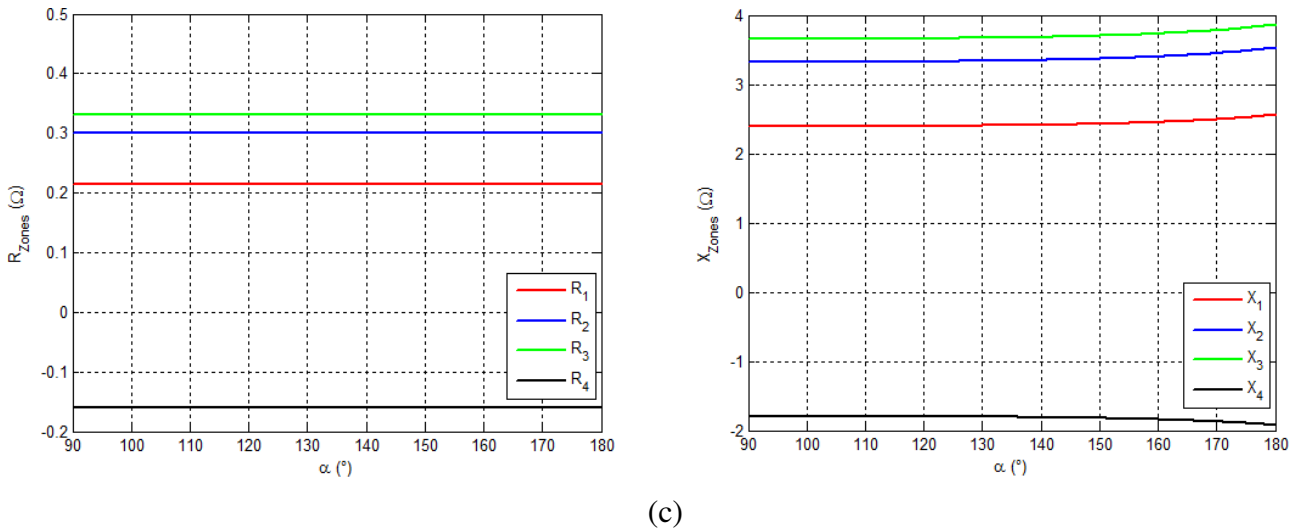


Fig. III.16. Impact de l'angle d'amorçage des FACTS sur les réglages des zones de protection.
a). TCSC, b). GCSC, c). TCSR.

Selon les figures III.15 et III.16, il n'y a aucun impact des paramètres des trois FACTS sur la résistance de réglage des zones de protection, par contre l'impact de ces paramètres est claire et influe directement sur la réactance de réglage des zones de protection.

III.7) - Impact du TCSC sur le réseau du transport bouclé

La figure III.17, présente un réseau électrique de transport 150 kV, constitué de 8 jeux de barre, 2 génératrices synchrones, 7 lignes du transport, et 4 charges (les paramètres de réseaux et la valeur de rapport TC et TT sont donnés dans l'annexe D). Dans ce réseau étudié existe 14 relais de protection à distance, et le système de compensation utilisé est de type TCSC, installé à milieu de la ligne électrique entre les deux jeux de barre (1 et 6) avec différents angles d'amorçage.

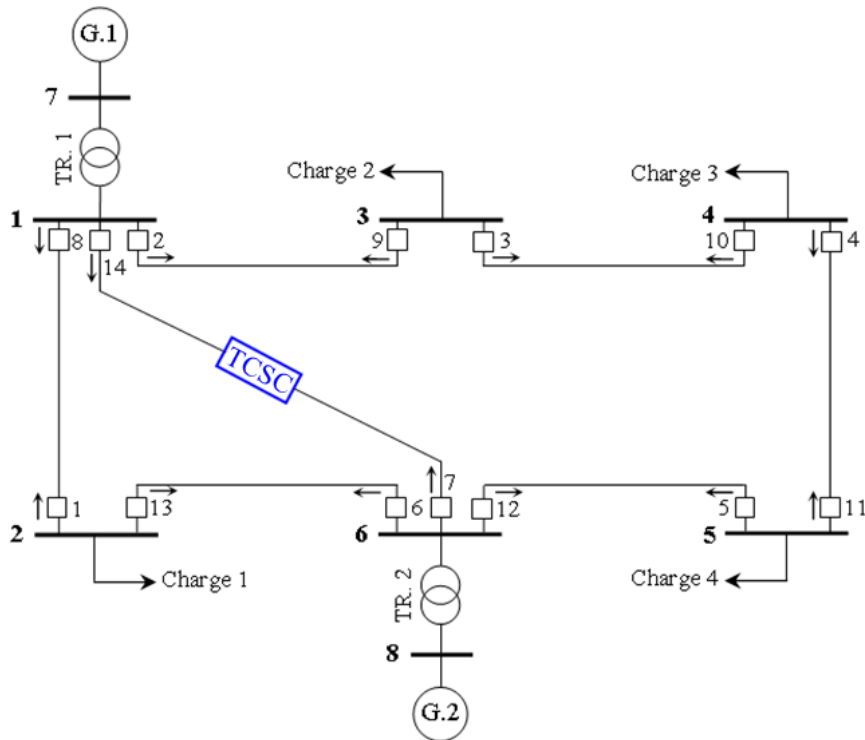


Fig. III.17. Réseau de 8 jeux de barre avec un système TCSC.

La figure ci-dessous, représente la courbe caractéristique du système TCSC installé au milieu de la ligne électrique.

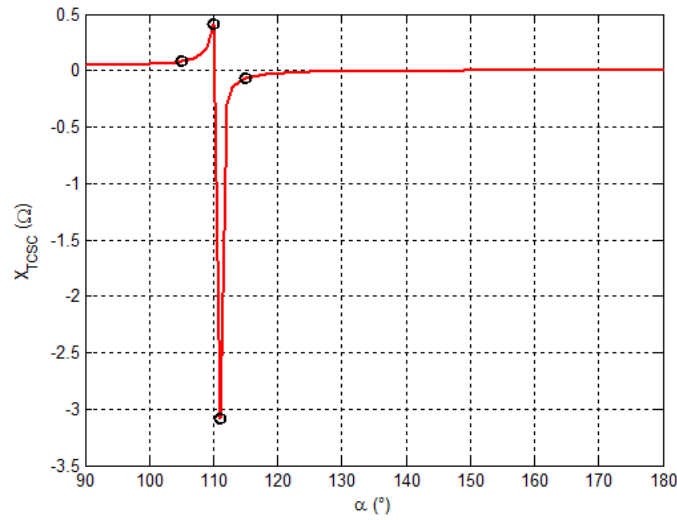
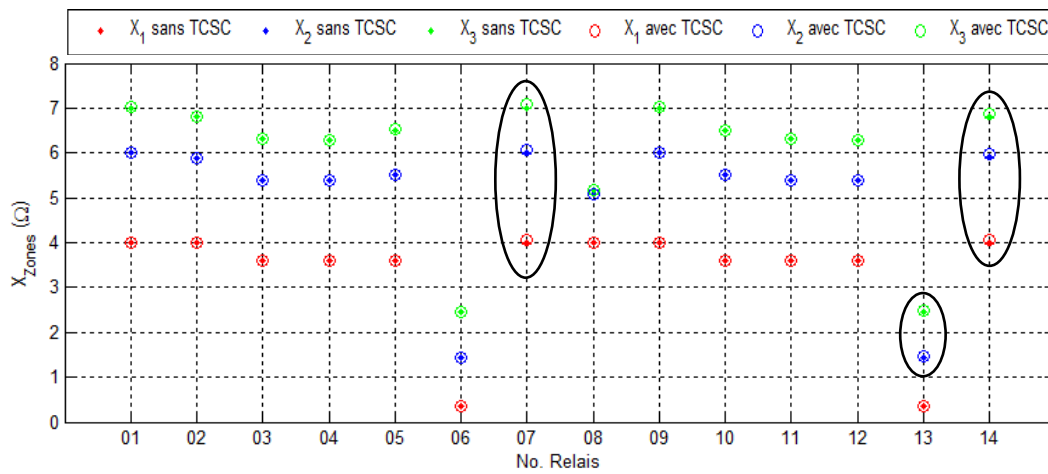


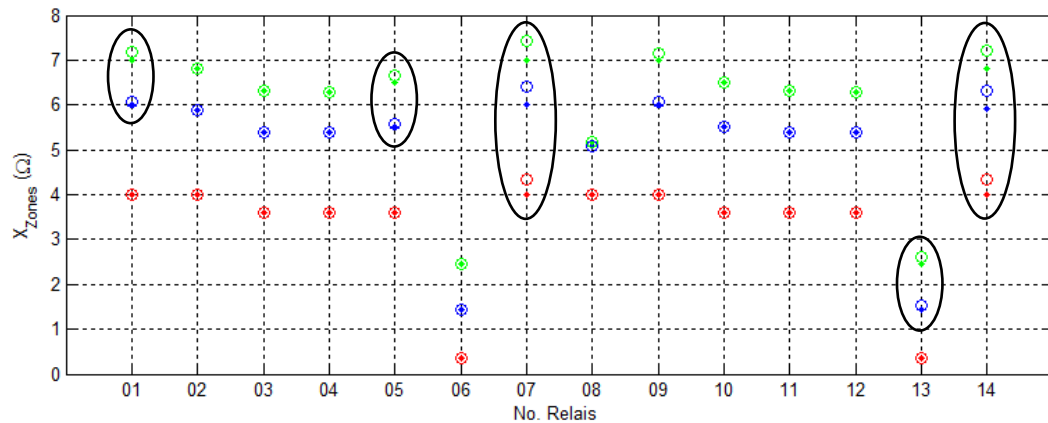
Fig. III.18. Courbe caractéristiques $X_{TCSC} = f(\alpha)$ du système TCSC.

III.7.1) - Impact sur la réactance de réglage

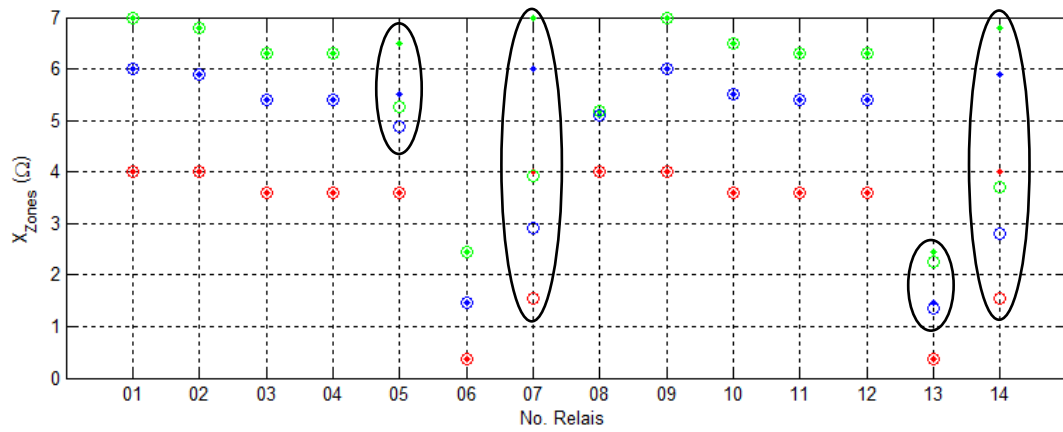
L'impact de la présence du système TCSC sur les réglages de la réactance des trois zones de protection avale (X_1 , X_2 et X_3) et la zone amont (X_4) avec différents angles d'amorçage en mode inductif (105° et 110°) et capacitif (111° et 115°) est représenté sur les figures III. 19 et III, 20 respectivement.



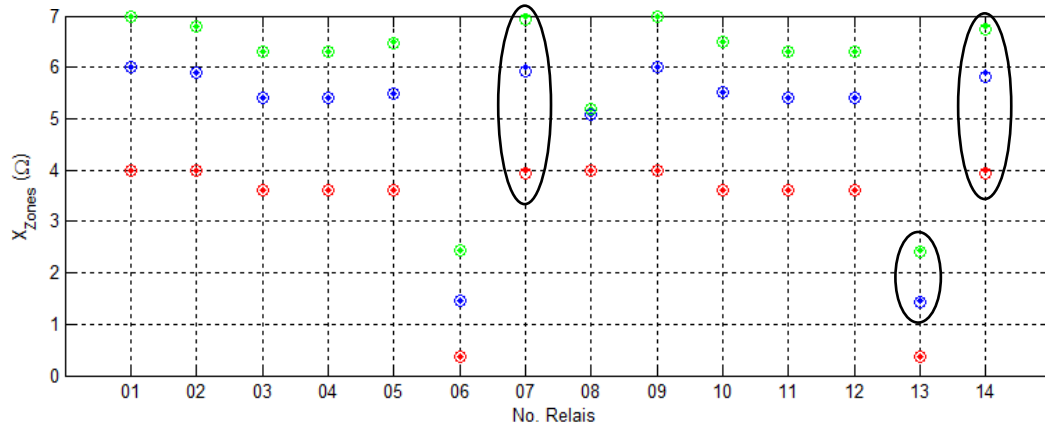
(a)



(b)

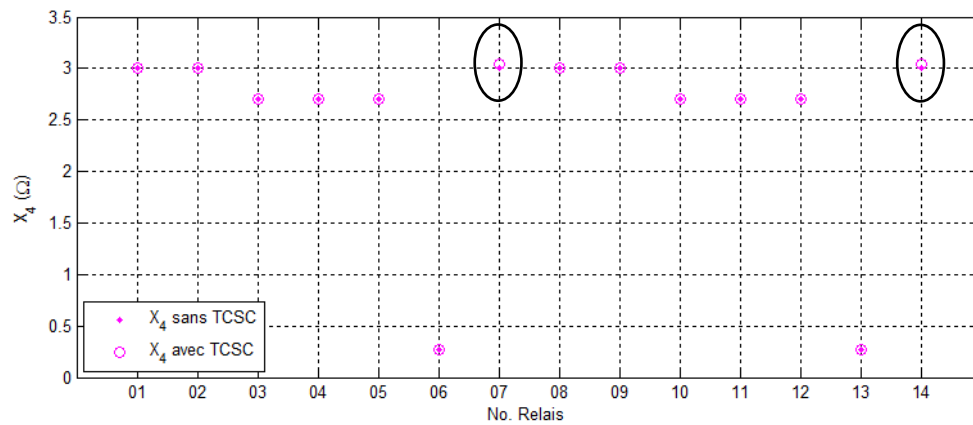


(c)



(d)

Fig. III.19. Impact du TCSC sur les réglages de la réactance des trois zones aval.
a). $\alpha = 105^\circ$, b). $\alpha = 110^\circ$, c). $\alpha = 111^\circ$, d). $\alpha = 115^\circ$.



(a)

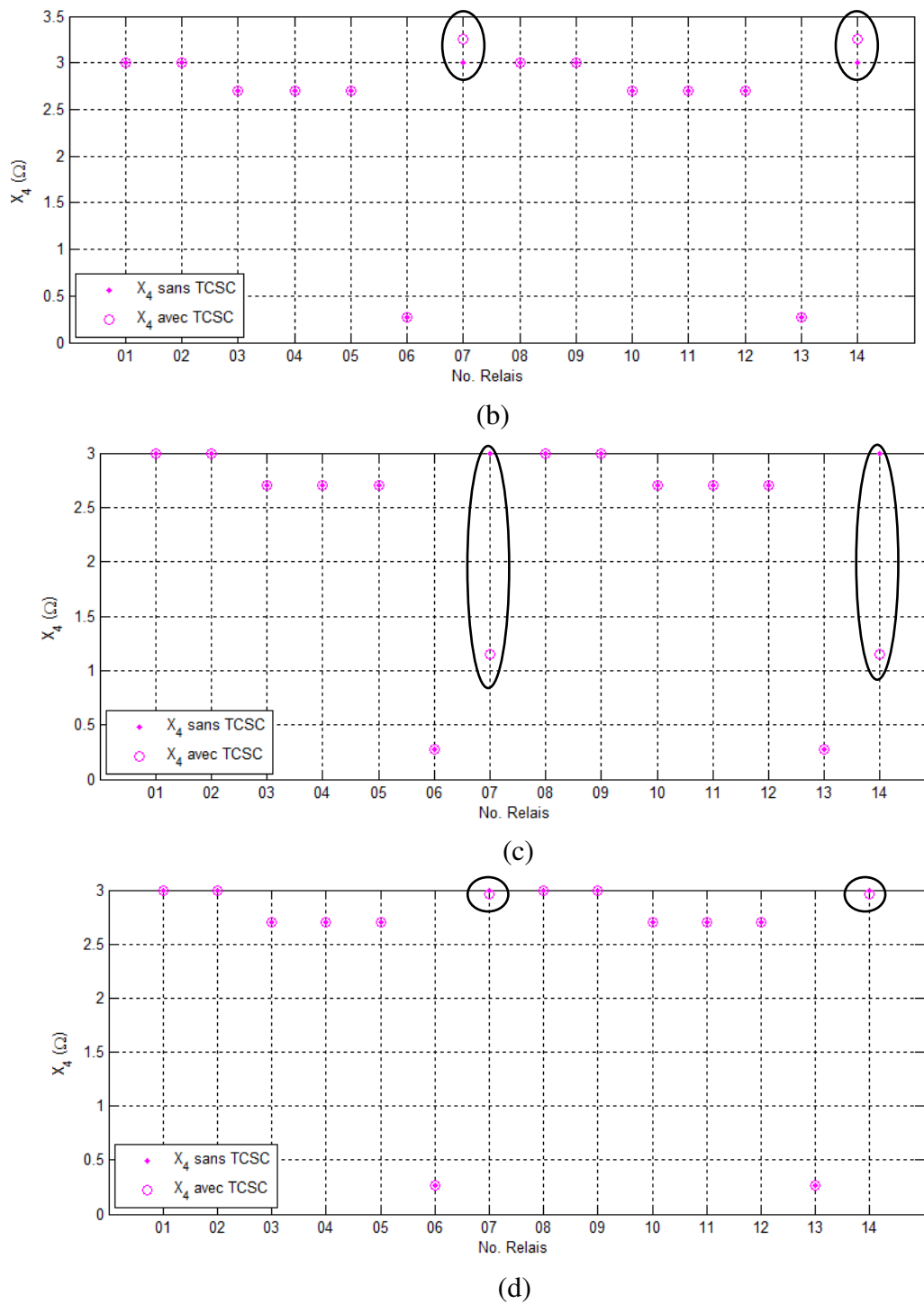
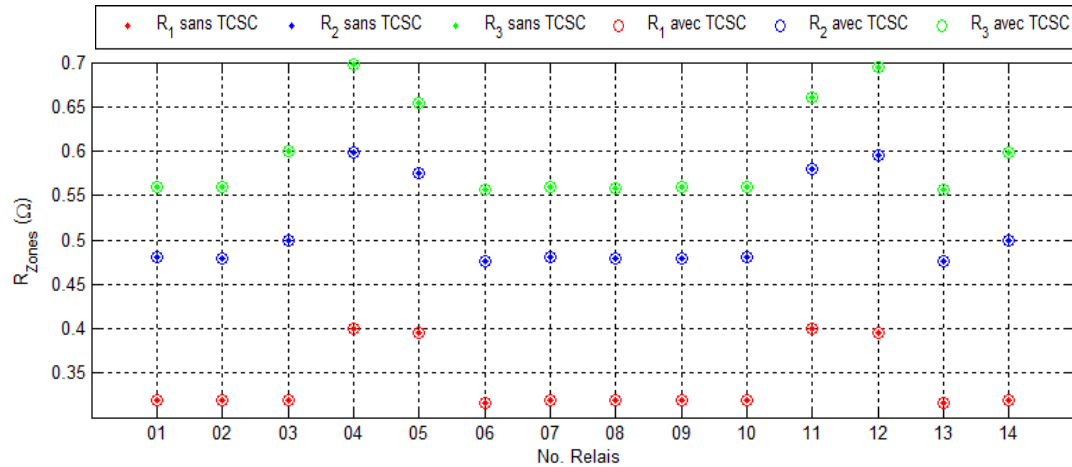


Fig. III.20. Impact de TCSC sur les réglages de la réactance de la zone amont.
a). $\alpha = 105^\circ$, b). $\alpha = 110^\circ$, c). $\alpha = 111^\circ$, d). $\alpha = 115^\circ$.

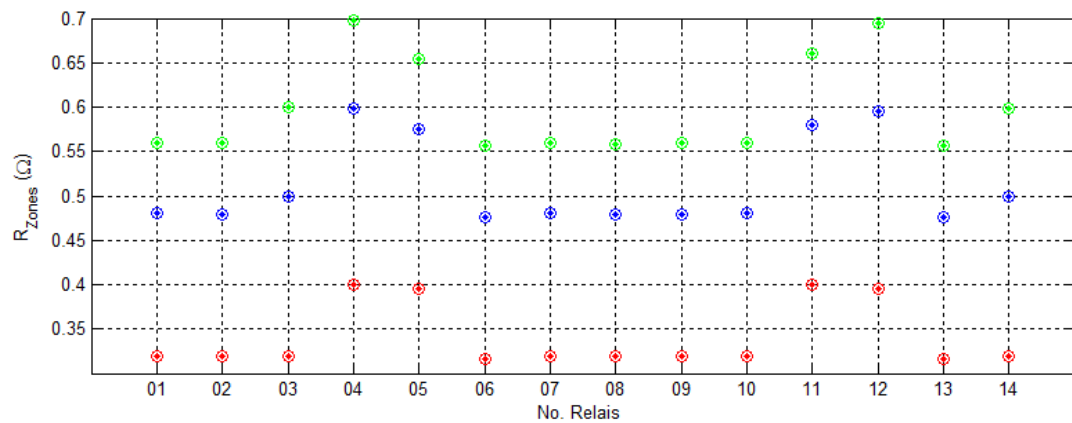
Selon les figures III.19 et III.20, il y a un impact important de la présence du système TCSC sur les réglages de la réactance des trois zones aval et sur la zone amont en fonction de mode d'opération, parce que le système TCSC contrôle une réactance apparente inductive ou capacitive.

III.7.2) - Impact sur la résistance de réglage

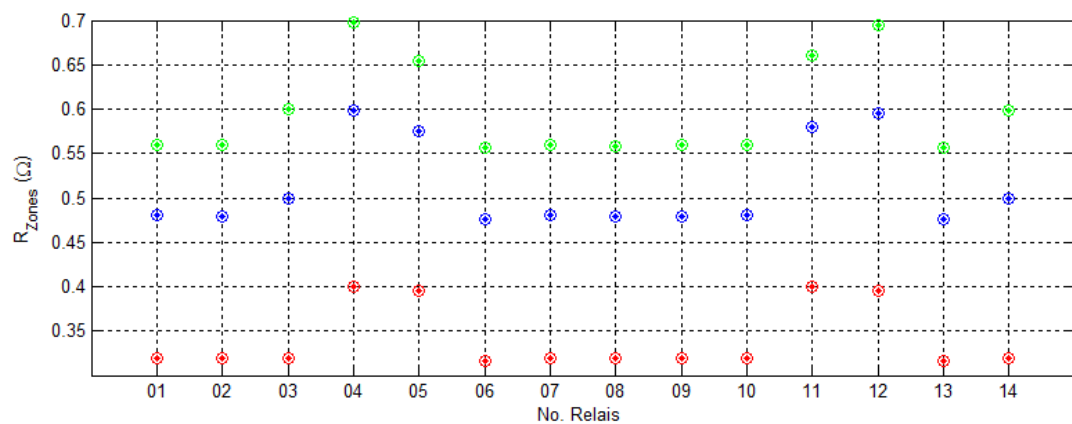
L'impact de la présence du système TCSC sur les réglages de la résistance des trois zones de protection aval (R_1 , R_2 et R_3) et la quatrième zone de protection amont (R_4) avec différents angles d'amorçage en mode inductif (105° et 110°) et capacitif (111° et 115°) est représenté sur les figures III. 21 et III. 22 respectivement.



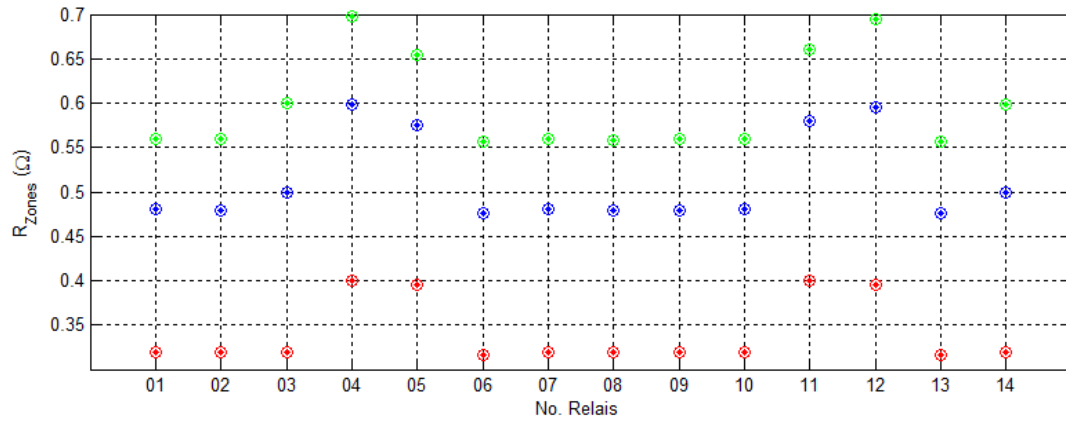
(a)



(b)



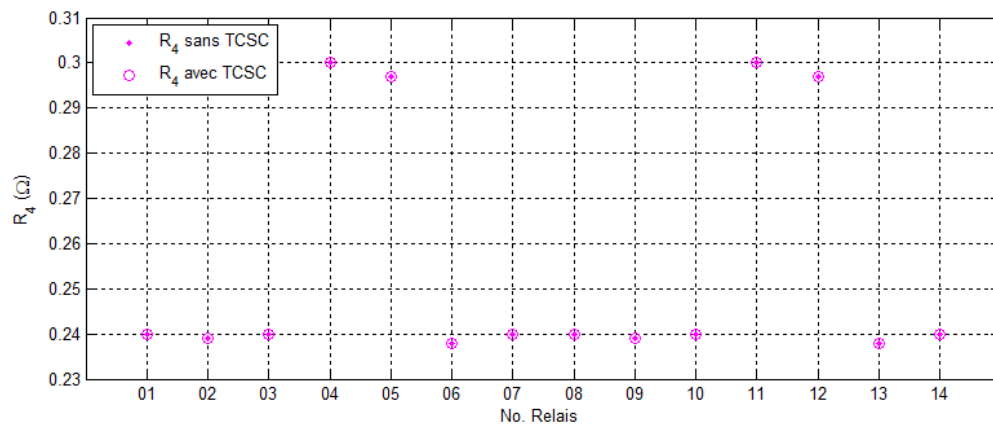
(c)



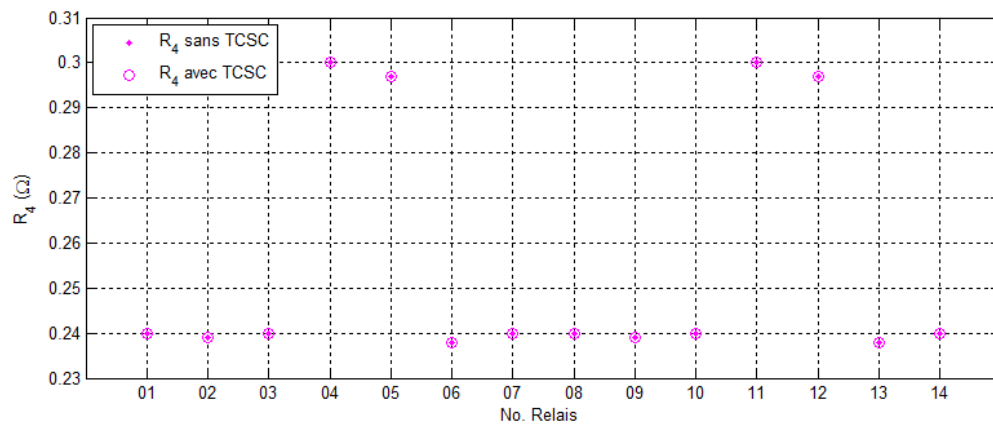
(d)

Fig. III.21. Impact du TCSC sur les réglages de la résistance des zones aval.

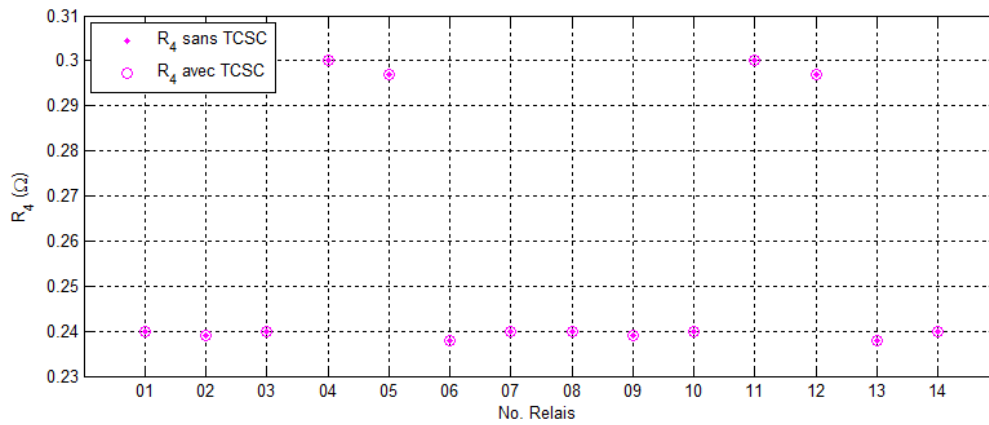
a). $\alpha = 105^\circ$, b). $\alpha = 110^\circ$, c). $\alpha = 111^\circ$, d). $\alpha = 115^\circ$.



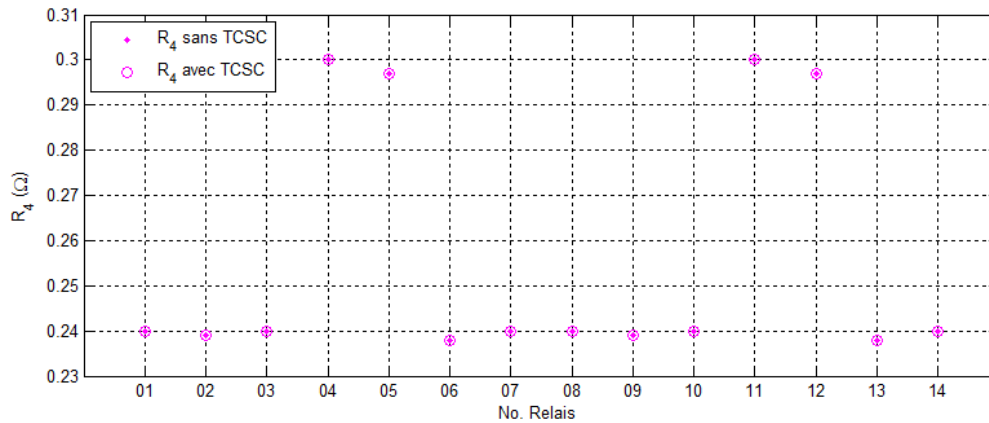
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. III.22. Impact du TCSC sur les réglages de résistance de la zone amont.
a). $\alpha = 105^\circ$, b). $\alpha = 110^\circ$, c). $\alpha = 111^\circ$, d). $\alpha = 115^\circ$.

Selon les figures III.21 et III.22, il n'y a aucun impact de la présence du FACTS TCSC sur les réglages de la résistance des trois zones aval et sur la quatrième zone amont quel que soit le mode d'opération du TCSC, parce que le TCSC contrôle une réactance apparente inductive ou capacitive.

III.8) - Conclusion

Dans ce chapitre nous avons traité dans un premier temps l'impact de la présence de des trois systèmes FACTS séries sur une ligne du transport d'électricité protégée par un relais de protection à distance. Les effets étudiés sont : Impact sur les paramètres de l'impédance mesuré (R_{seen} et X_{seen}) par un relais de protection à distance en présence des défauts monophasé, biphasés isolés et triphasés symétriques, ainsi l'impact des paramètres de défaut (R_F et n_F).

Ensuite dans un second temps, nous avons traité l'impact sur les réglages des zones de protection (R_{Zones} et X_{Zones}) aval et amont suivi de l'impact du TCSC fonctionnant en deux modes (inductif et capacitif) installés sur un réseau de transport bouclé sur les réglages des quatre zones de protection,

Il faut noter que la présence des trois systèmes FACTS série a une influence sur les performances de relais de protection à distance, donc il est impératif de changer les réglages dynamiquement selon la variation de la réactance apparente pour garantir une fiabilité du système de protection et éviter le déclenchement intempestif.

Chapitre IV

Impact des FACTS sur la Protection à Maximum de Courant À Courbe Inverse

IV.1) - Introduction

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 électriques. L'indicateur de défaut le plus commun est généralement l'augmentation significative du courant, par conséquent, la protection contre les surintensités est largement utilisée.

Une protection à maximum de courant est une protection électrique qui consiste à comparer le courant mesuré dans le réseau à une valeur limite. Si le seuil est dépassé la protection conclue qu'un court-circuit ou une surcharge, selon les cas, a lieu. Elle commande alors l'ouverture du réseau électrique, on parle de « déclenchement de disjoncteur ». Elle est utilisée pour protéger les transformateurs de puissance et les lignes électriques HT et MT.

IV.2) - Protection à maximum de courant

IV.2.1) - Principe

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) [93, 94]. 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.

IV.2.2) - Les types de 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.

IV.2.2.1) - 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.

La protection à maximum de courant à temps indépendant est partagée en deux types : temporisé et instantané qui sera représenté sur les figures IV. 1, IV.2 et IV.3 respectivement [94, 95].

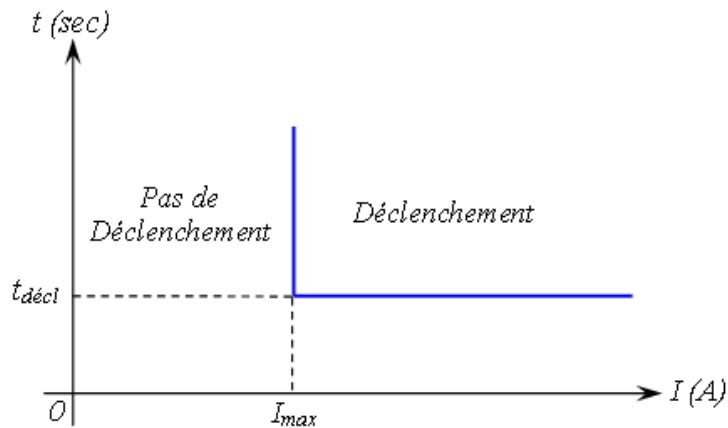


Fig. IV.1. Protection à maximum de courant à temps indépendant.

IV.2.2.2) - Protection à temps inverse

Une protection à temps inverse (IDMT: **I**nverse **D**efinite **M**inimum **T**ime) a un seuil dépendant du temps dont la temporisation diminue quand le courant mesuré augmente. L'idée est qu'en cas de fort courant, il est important que la protection se 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.

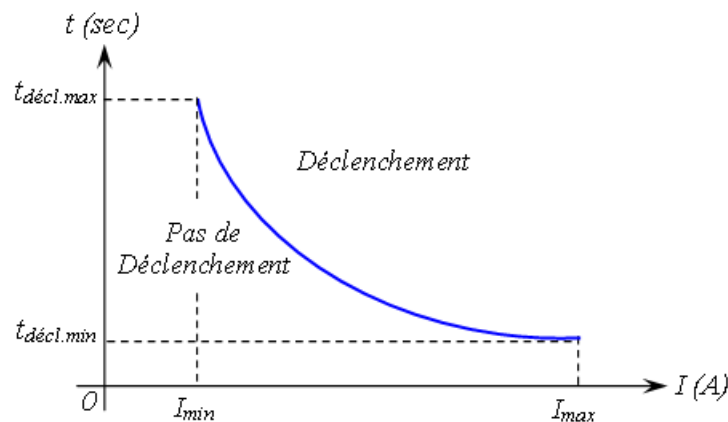


Fig. IV.2. Protection à maximum de courant à temps inverse.

IV.2.2.3) - Protection combiné

Une combinaison de la 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.

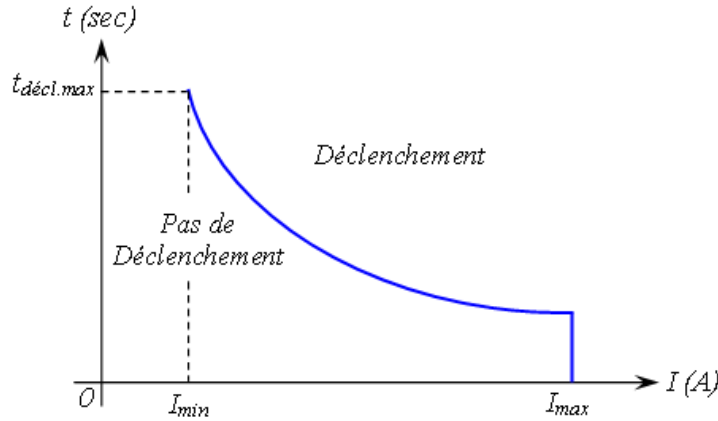


Fig. IV.3. Combinaison d'une protection à temps indépendant et à temps inverse.

IV.2.3) - Courbe caractéristique

L'équation mathématique de la courbe caractéristique d'un relais de protection à maximum de courant à courbe inverse est représentée par [96]:

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

Et,

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

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

Avec :

- t : Temps de fonctionnement (opération),
- β , α et K : Constantes,
- I_{CC} : Courant de court-circuit,
- I_m : Courant mesuré par le relais,
- I_s : Seuil de réglage (dépend surcharge et court-circuit),
- L : Constante (valeur de zéro pour les courbes IEC),
- $S = TD$ ou TDS : dépend de la norme utilisée,
- TMS : Coefficient multiplicateur de temps pour les courbes IEC,
- TD : Réglage de cadran de temps pour les courbes IEEE (time dial).

IV.2.3.1) - 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 IV.4), les courbes sont conformes aux formules suivantes [97]:

Normal Inverse (NI):

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

Very Inverse (VI):

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

Extremely Inverse (EI):

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

Long Time Inverse (LTI):

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

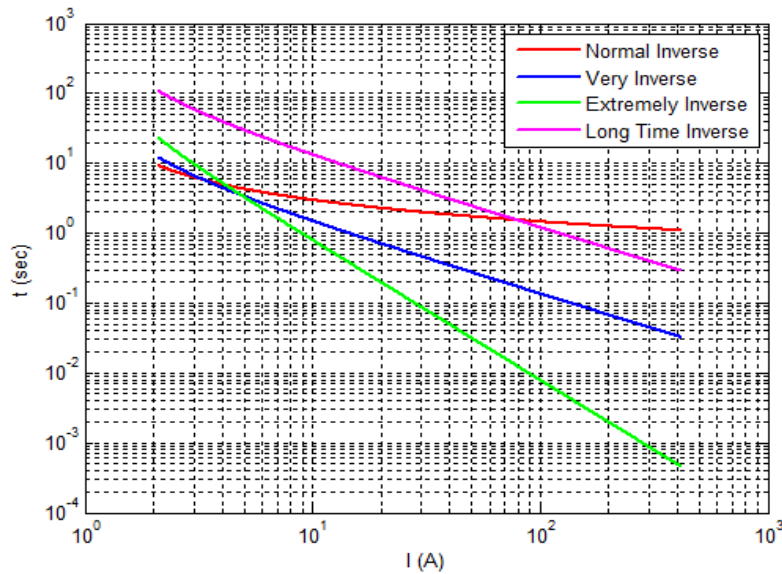


Fig. IV.4. Courbes caractéristiques selon la norme IEC.

A). Impact de la variation du *TDS*

La figure suivante représente l'impact de la variation du coefficient multiplicateur de temps *TDS* sur les courbes caractéristiques des relais de protection avec un courant de déclenchement I_P fixe et égal 1.

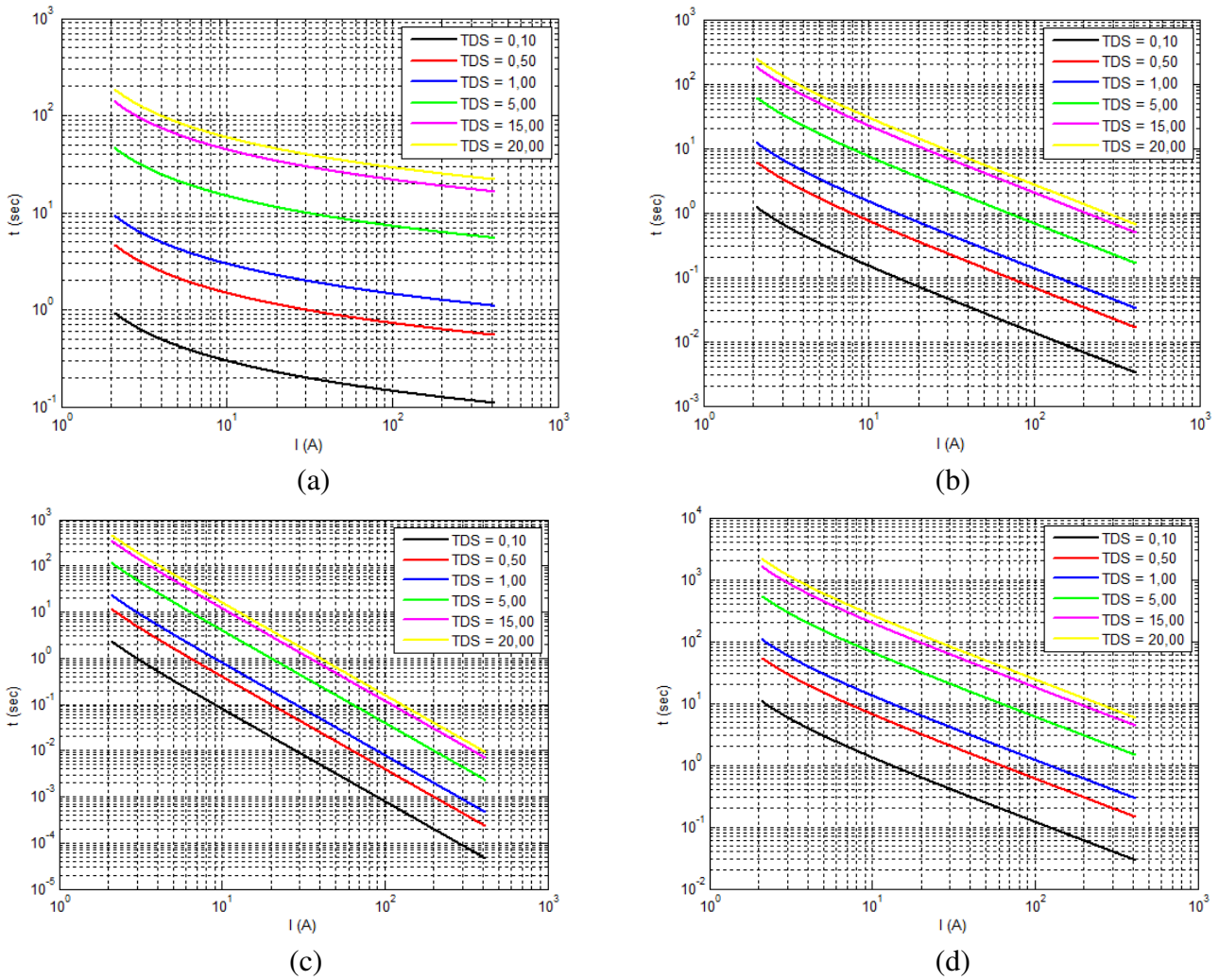
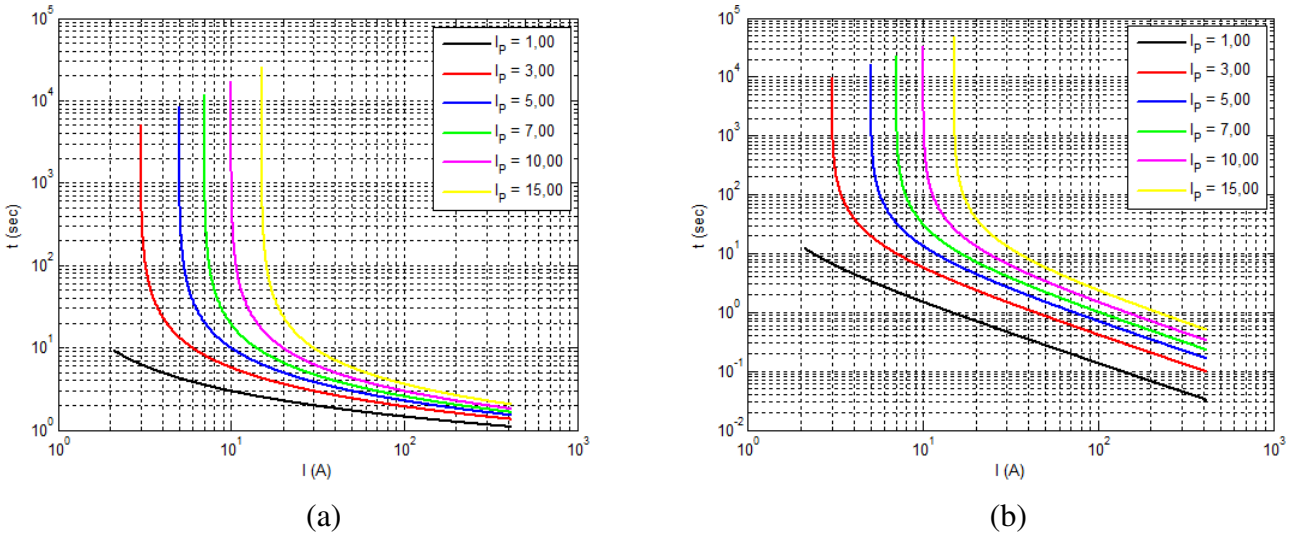
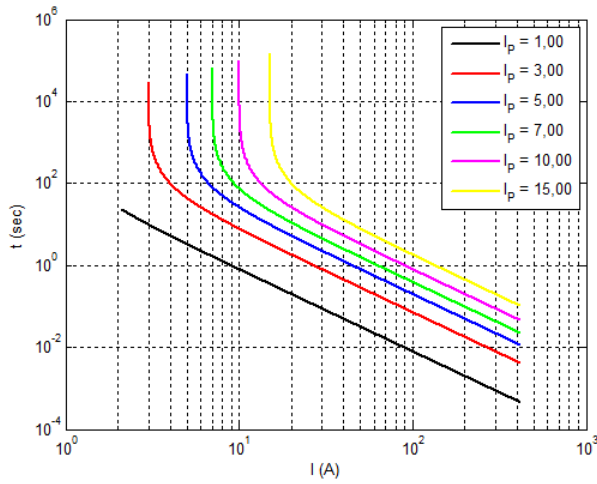


Fig. IV.5. Impact de la variation du TDS sur les courbes caractéristiques avec $I_p = 1$.
a). Normal Inverse, b). Very Inverse, c). Extremely Inverse, d). Long Time Inverse.

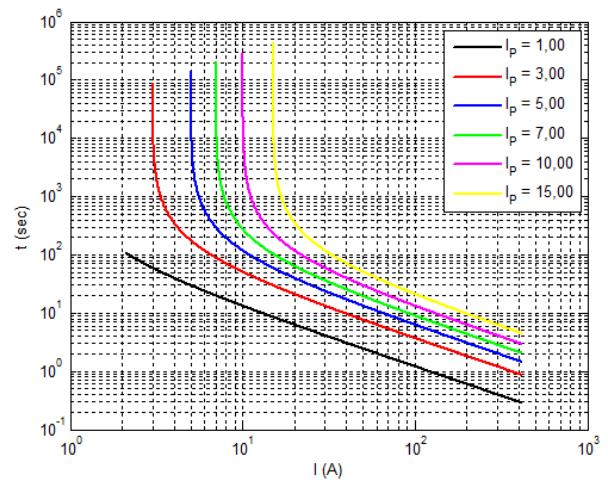
B). Impact de la variation du I_p

La figure suivante représente l'impact de la variation du courant I_p sur les courbes caractéristiques des relais de protection dont le coefficient multiplicateur de temps TDS est fixe et égal 1.





(c)



(d)

Fig. IV.6. Impact de la variation du I_p sur les courbes caractéristiques avec $TDS = 1$.
a). Normal Inverse, b). Very Inverse, c). Extremely Inverse, d). Long Time Inverse.

Selon les figures IV.5 et IV.6, l'accroissement du TDS augmente la marge de temps de déclenchement des relais de protection et l'accroissement du courant I_p augmente la marge de temps de déclenchement par contre diminue la marge du courant mesuré par le relais de protection

IV.2.3.2) - Selon la norme IEEE C37.112

Les courbes caractéristiques d'un relais à de maximum de courant IDMT peuvent être sélectionnées parmi un choix de cinq courbes IEEE (représentées sur la Figure IV.7), les courbes sont conformes aux formules suivantes [98, 99]:

Moderately Inverse (MI):

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

Very Inverse (VI):

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

Extremely Inverse (EI):

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

US CO8 Inverse:

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

US CO2 Short Time Inverse:

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

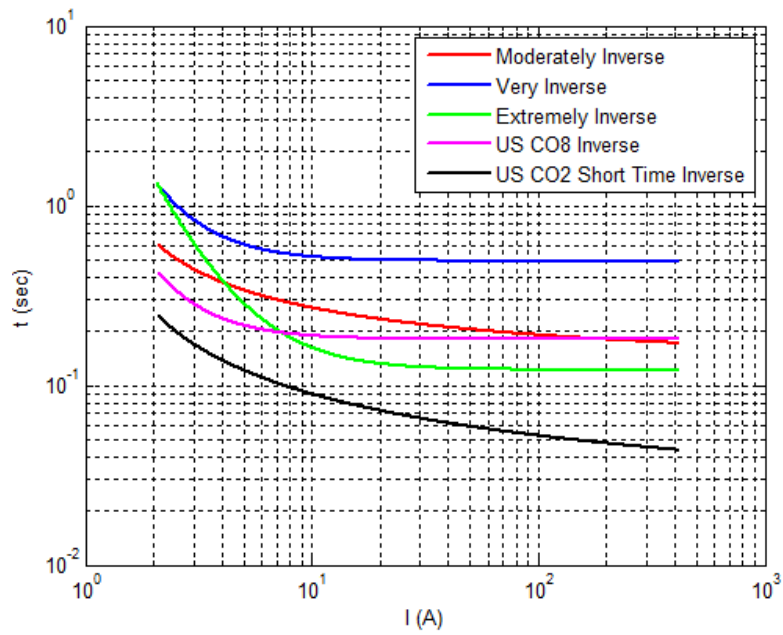
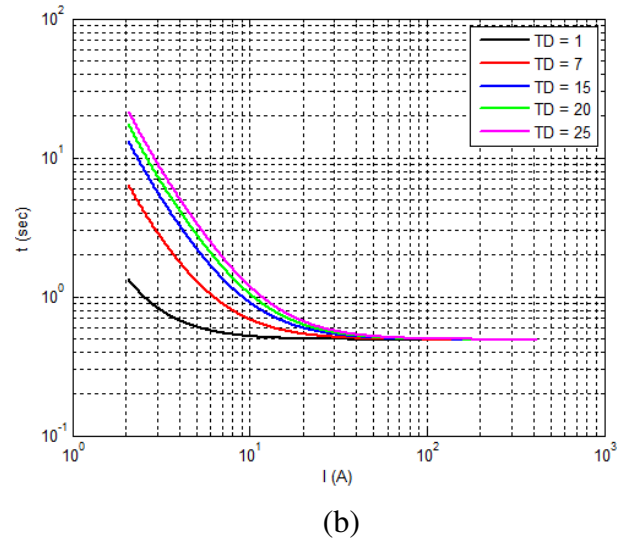
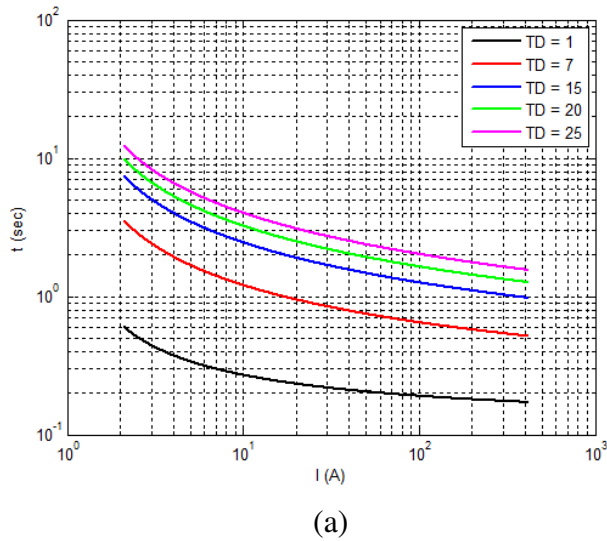


Fig. IV.7. Courbes caractéristiques selon la norme IEEE.

A). Impact de la variation du TD

La figure suivante représente l'impact de la variation du coefficient de temps TD sur les courbes caractéristiques des relais de protection avec un courant I_P fixe et égal 1.



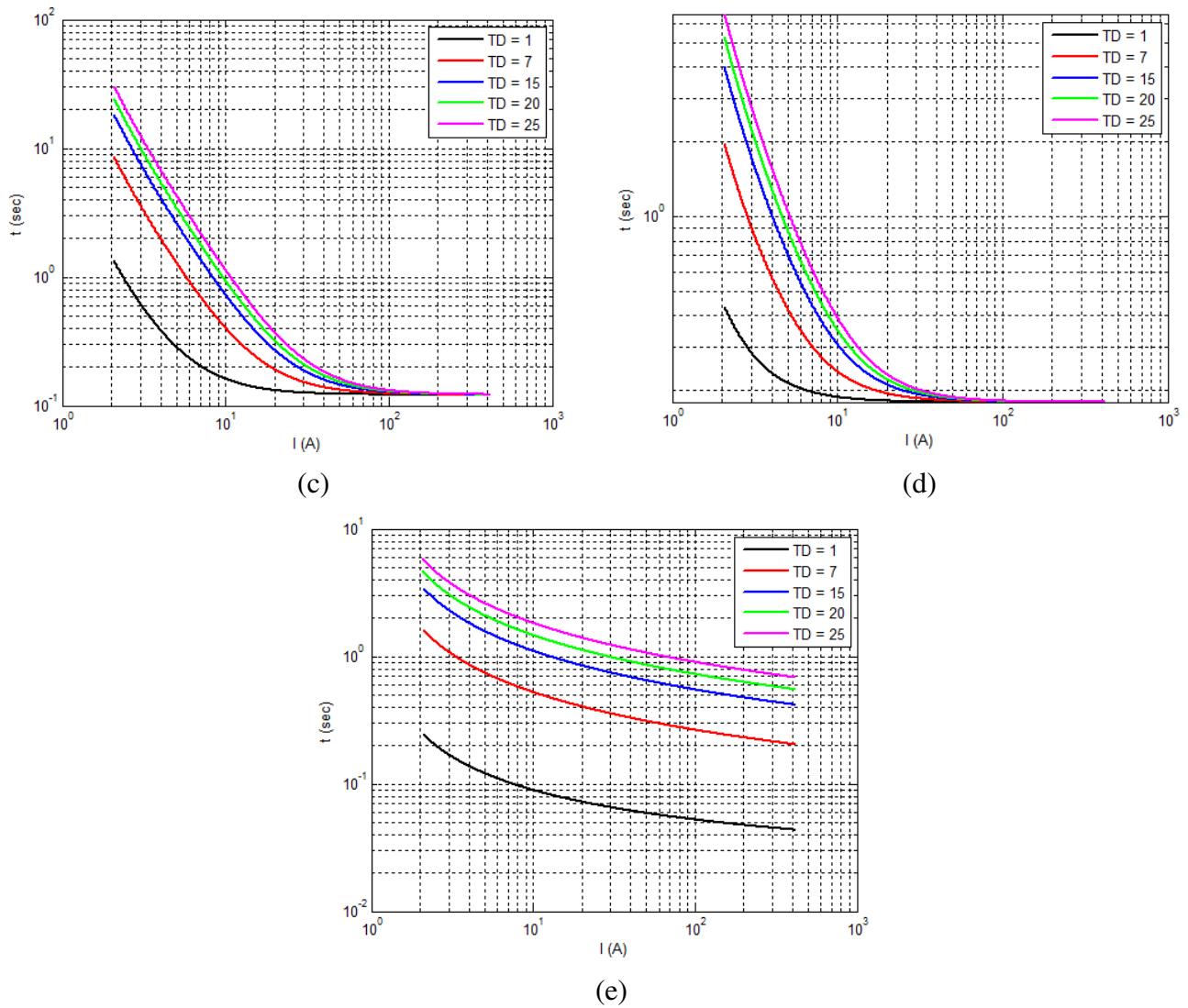
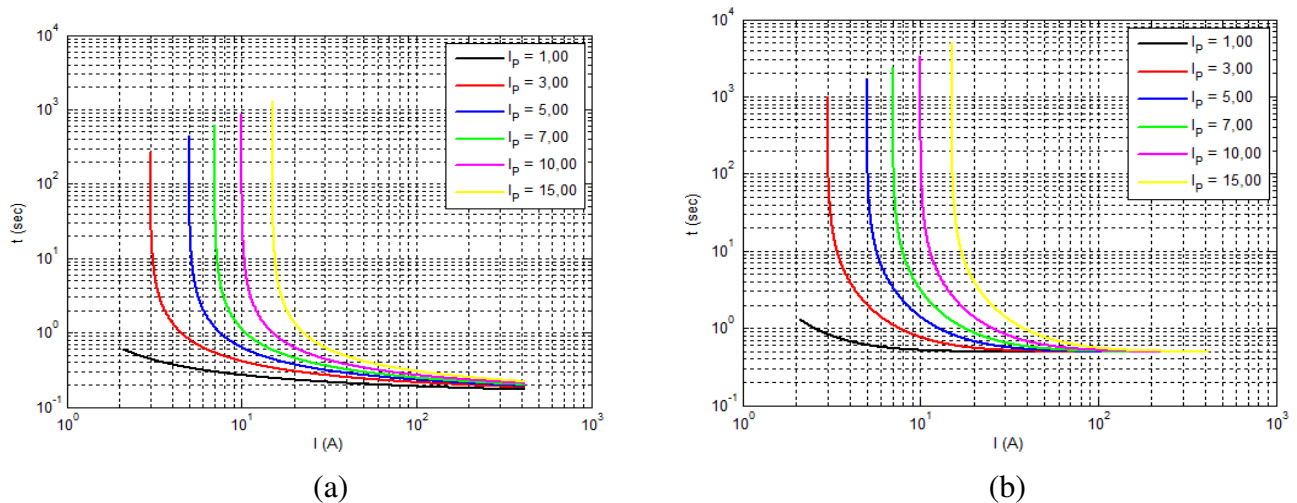


Fig. IV.8. Impact de la variation du TD sur les courbes caractéristiques avec $I_p = 1$.
a). Moderately Inverse, b). Very Inverse, c). Extremely Inverse,
d). US CO8 Inverse, e). US CO2 Short Time Inverse

B). Impact de la variation du I_p

La figure suivante représente l'impact de la variation du courant I_p sur les courbes caractéristiques des relais de protection avec un coefficient de temps TD fixe et égal 1.



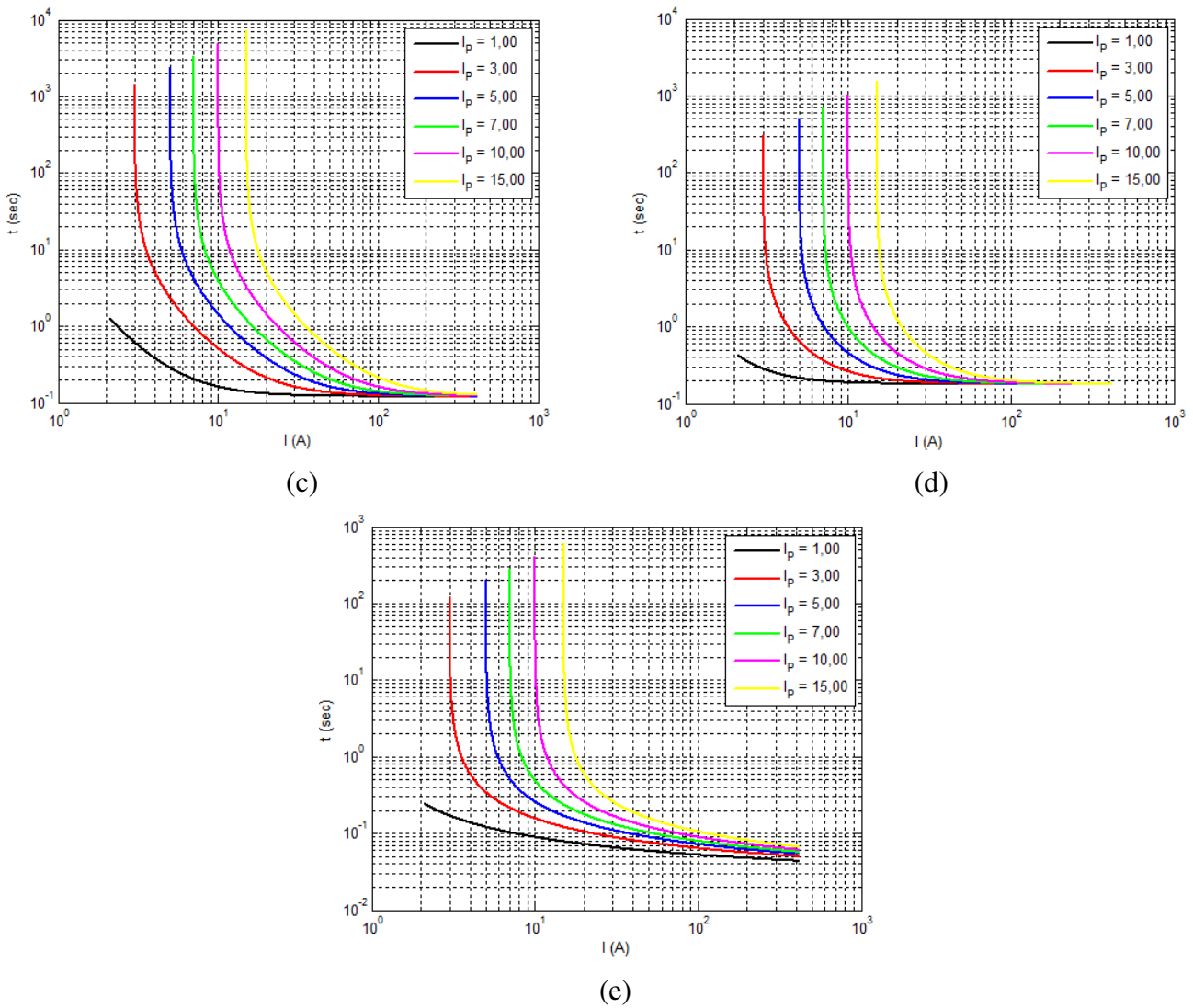


Fig. IV.9. Impact de la variation du I_p sur les courbes caractéristiques avec $TD = 1$.

a). Moderately Inverse, b). Very Inverse, c). Extremely Inverse,
d). US CO8 Inverse, e). US CO2 Short Time Inverse

Selon les figures IV.8 et IV.9, l'augmentation de TD augmente la marge de temps de déclenchement des relais de protection et l'augmentation du courant I_p augmente la marge de temps de déclenchement et diminue la marge de courant mesuré par le relais de protection

Les hypothèses de simulation pour étudier l'impact de la présence des trois systèmes FACTS série (TCSC, GCSC et TCSR) sur les performances d'un relais de protection maximum de courant phase à courbe inverse sont :

- Norme : IEC 60255-3,
- $I_p = 1.00$,
- $TDS = 1.00$,
- Type de courbe : Very inverse.

IV.3) - Impact sur les courbes caractéristiques

La figure IV.10 représente un réseau radial en Algérie de tension 400 kV protégé par trois relais (R_A , R_B et R_C) de protection maximum de courant phase à courbe inverse en présence trois différents systèmes de FACTS séries,

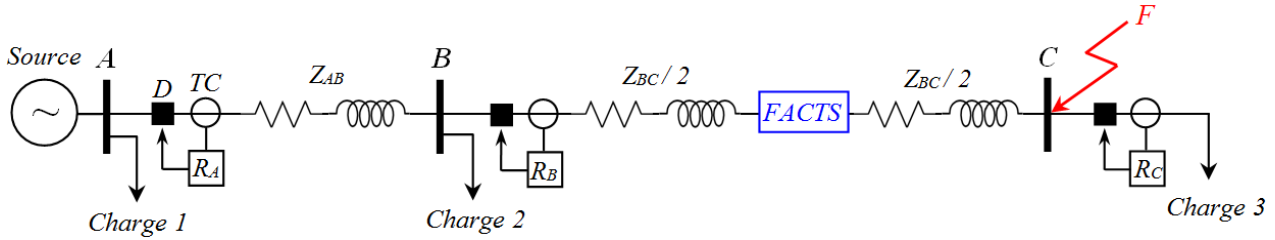
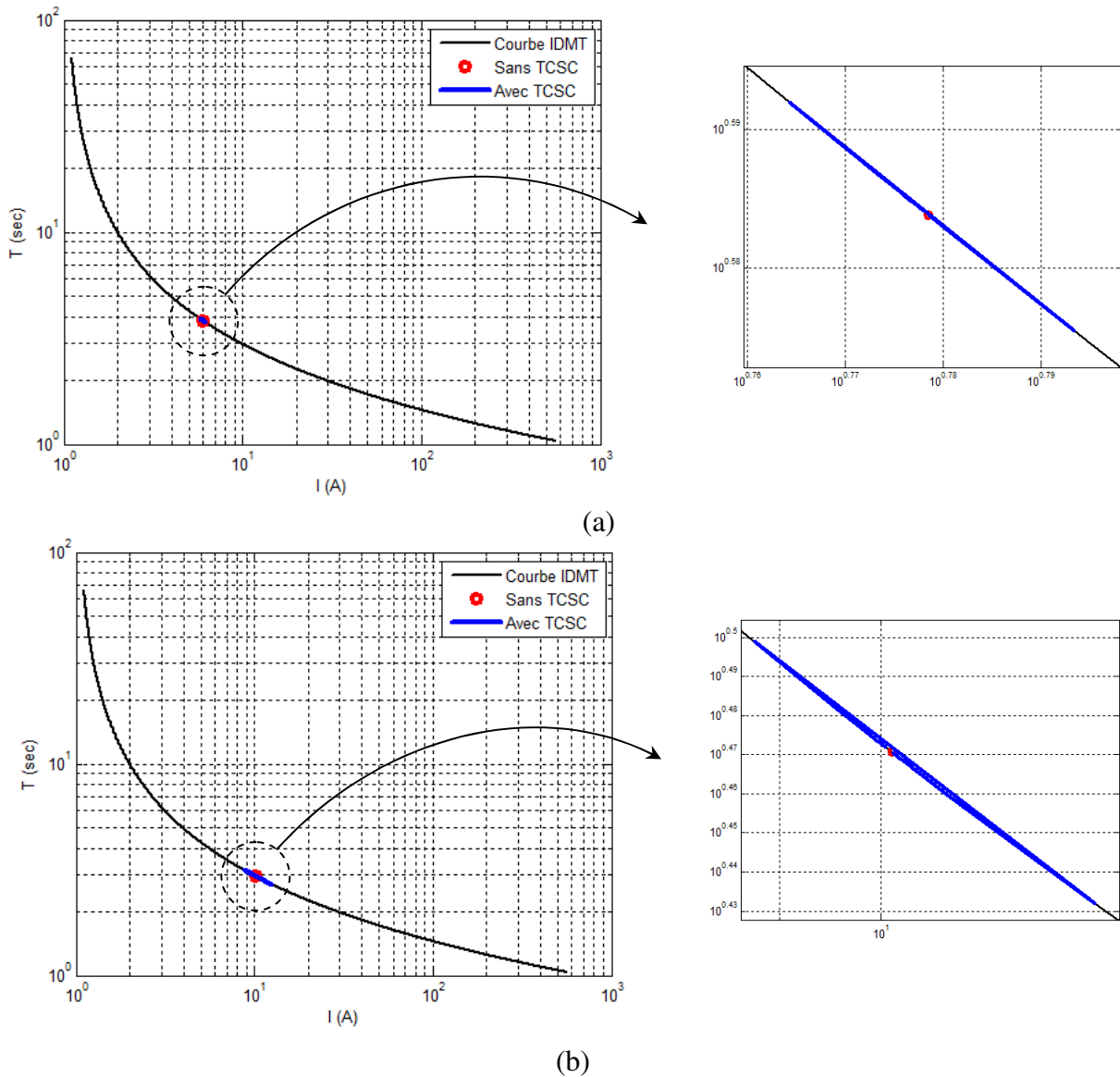


Fig. IV.10. Réseau radial en présence de trois systèmes FACTS séries.

IV.3.1) - TCSC

L'impact du système TCSC sur la courbe caractéristique d'un relais de protection installé au jeu de barre B (R_B) pour trois types de défaut est représenté sur la figure suivante.



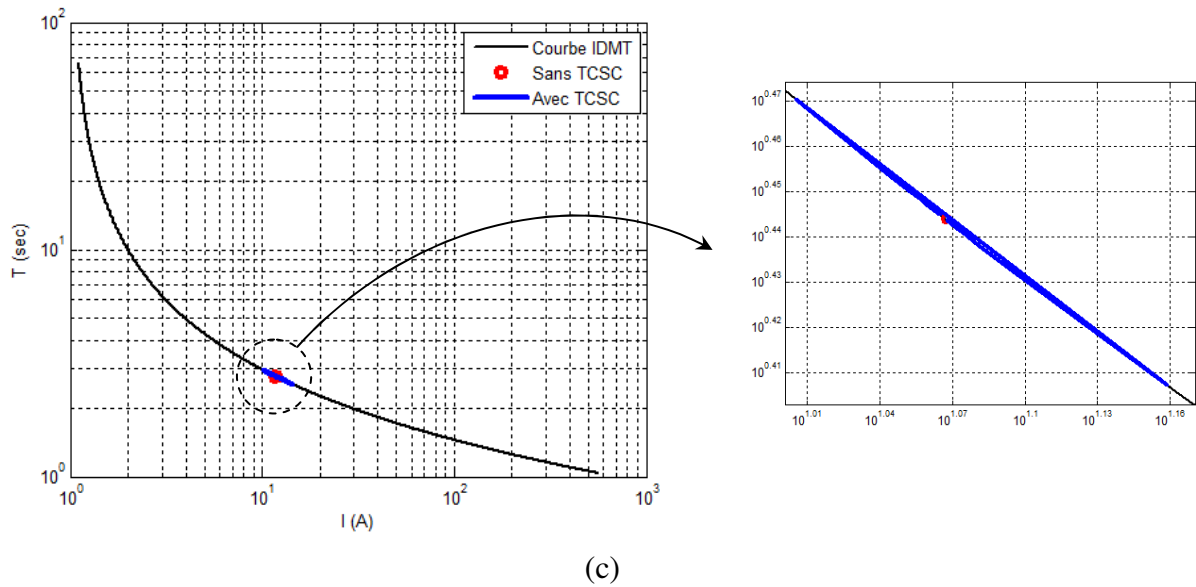


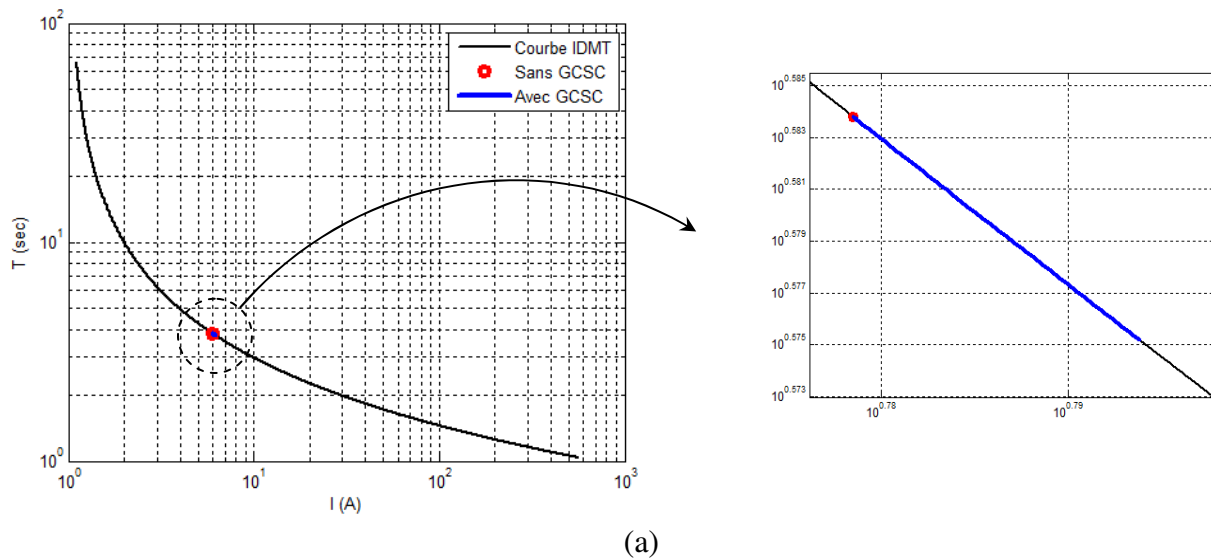
Fig. IV.11. Impact du TCSC sur la courbe caractéristique pour trois types de défaut.
a). Monophasé, b). Biphasé, c). Triphasé.

Selon la figure IV.11, quelque soit le type de défaut sur la ligne protégée, le système TCSC pour les deux modes d'opération influe directement sur le courbe caractéristique du relais de protection R_B .

- En mode inductif : le courant I_m diminue et le temps de déclenchement T augmente par rapport à une ligne sans système TCSC,
- En mode capacitif : le courant I_m augmente et le temps de déclenchement T diminue par rapport à une ligne sans système TCSC.

IV.3.2) - GCSC

L'impact du système GCSC sur la courbe caractéristique d'un relais de protection installé au jeu de barre B (R_B) pour trois types de défaut est représenté sur la figure suivante.



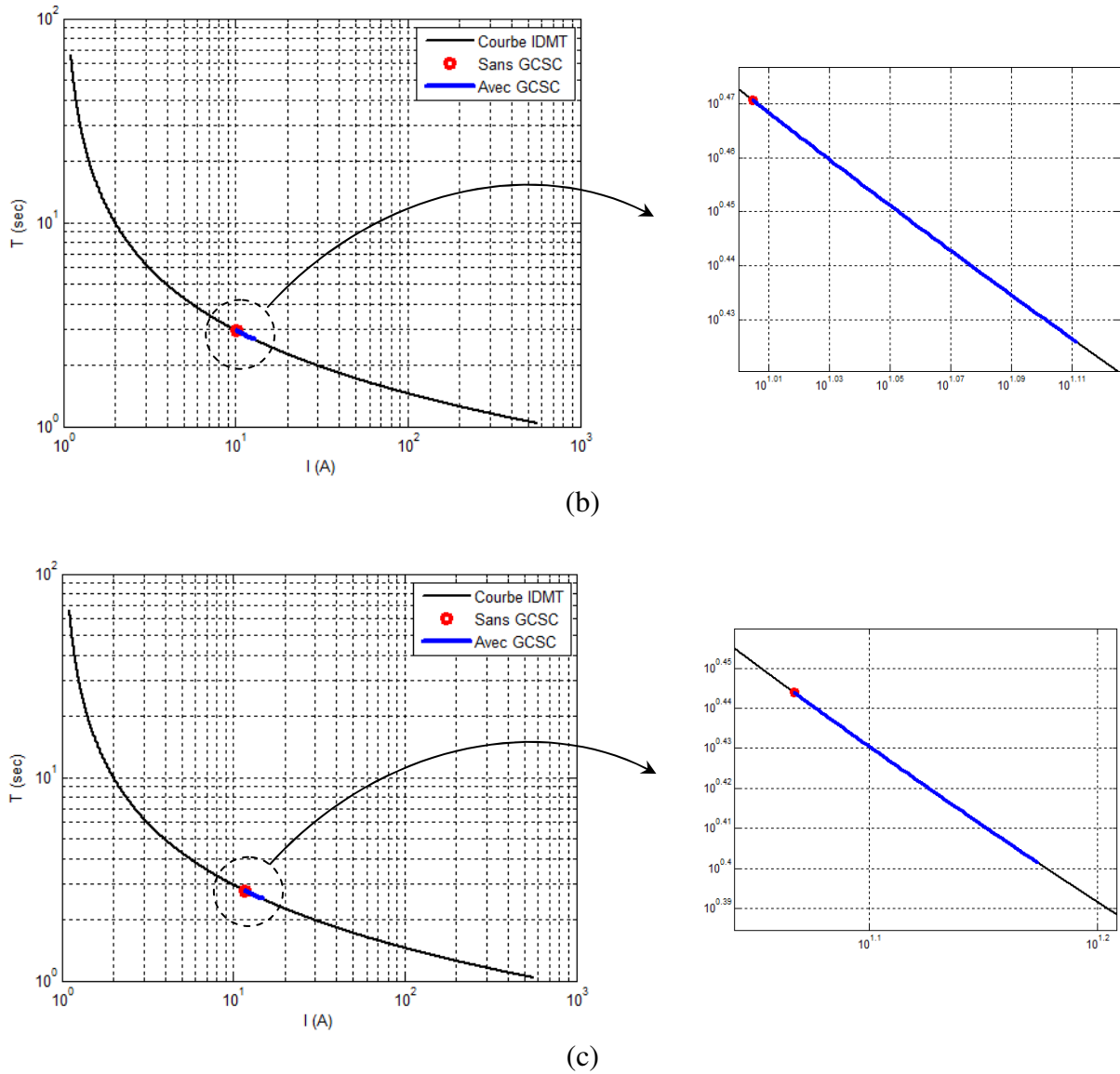


Fig. IV.12. Impact du GCSC sur la courbe caractéristique pour trois types de défaut.
a). Monophasé, b). Biphasé, c). Triphasé.

Suite la figure IV.12, quelque soit le type de défaut sur la ligne protégée le système GCSC influence directement sur la courbe caractéristique du relais R_B en augmentant le courant I_m et en diminuant le temps de déclenchement T par rapport à une ligne sans système GCSC.

IV.3.3) - TCSR

L'impact du système TCSR sur la courbe caractéristique d'un relais de protection installé au jeu de barre B (R_B) pour trois types de défaut est représenté sur la figure suivante.

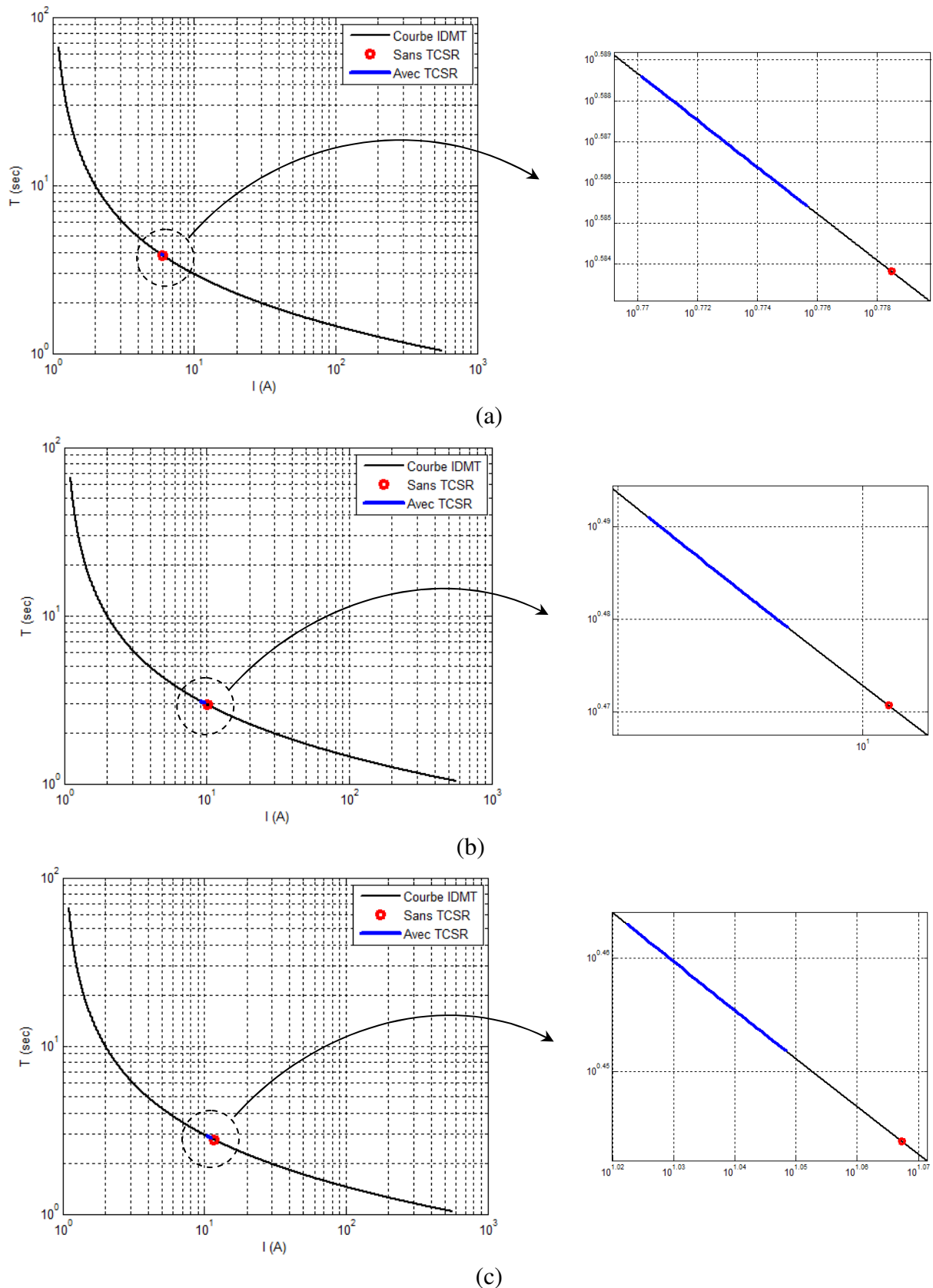


Fig. IV.13. Impact du TCSR sur la courbe caractéristique pour trois types de défaut.
a). Monophasé, b). Biphasé, c). Triphasé.

Suite la figure IV.13, quelque soit le type de défaut sur la ligne protégée le système TCSR a un impact directe sur le courbe caractéristique de relai R_B en diminuant le courant I_m et augmentant le temps de déclenchement T par rapport à une ligne sans système TCSR.

IV.4) - Impact sur le courant mesuré

L'impact des paramètres des trois systèmes FACTS série (*angles* et X_{FACTS}) sur le courant mesuré (I_m) par relais de protection à maximum de courant pour le cas de trois types de défauts monophasé avec R_F égale 100 Ω , biphasé isolé, et triphasé symétriques est représenté sur les figures suivantes.

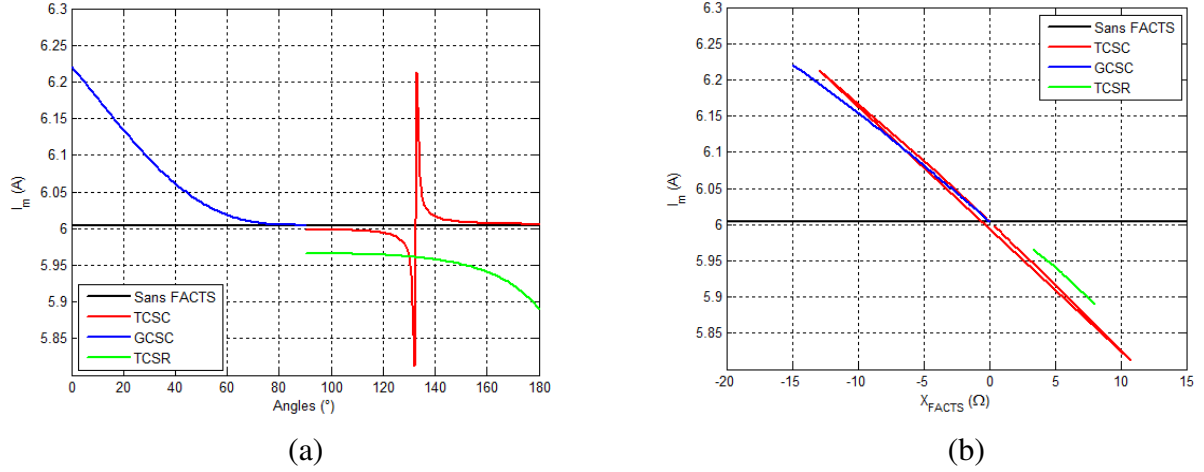


Fig. IV.14. Impact des FACTS sur I_m en cas de défaut monophasé.

a). $I_m = f(Angles)$, a). $I_m = f(X_{FACTS})$.

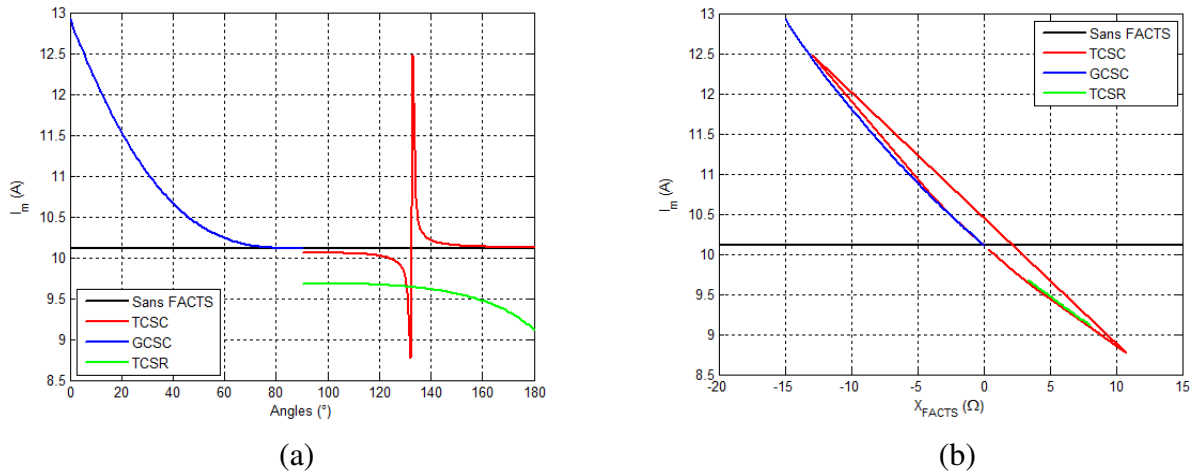


Fig. IV.15. Impact des FACTS sur I_m en cas de défaut biphasé.

a). $I_m = f(Angles)$, a). $I_m = f(X_{FACTS})$.

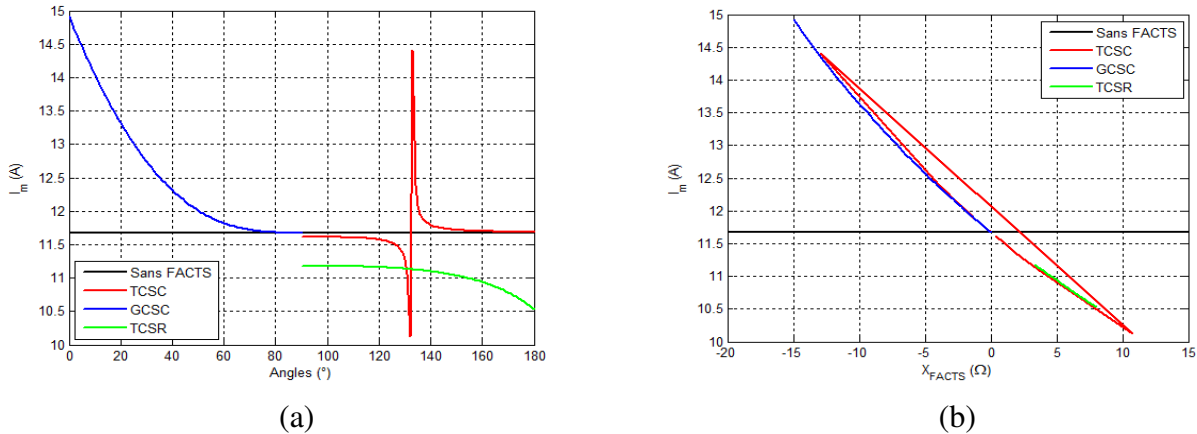


Fig. IV.16. Impact des FACTS sur I_m en cas de défaut triphasé.

a). $I_m = f(Angles)$, b). $I_m = f(X_{FACTS})$.

Selon les figures IV.14, IV.15, et IV.16, il y a un impact important due à la présence des systèmes FACTS sur le courant I_m , quelque soit le type de défaut sur la ligne protégée. La variation des paramètres des FACTS change la valeur du courant I_m par une valeur variable dépendante de ces paramètres. En présence du TCSC le courant I_m diminue en mode inductif et augmente en mode capacitif. Cependant en présence du GCSC le courant I_m augmente par contre en présence du TCSR I_m diminue par rapport aux systèmes sans FACTS.

IV.5) - Impact sur le temps de déclenchement

L'impact des paramètres de trois systèmes FACTS série (*angles* et X_{FACTS}) sur le temps de déclenchement (T) de relais de protection à maximum de courant à courbe inverse en présence des défauts : monophasé à la terre avec R_F égale 100 Ω , biphasé isolé et triphasé symétriques est représenté sur les figures suivantes.

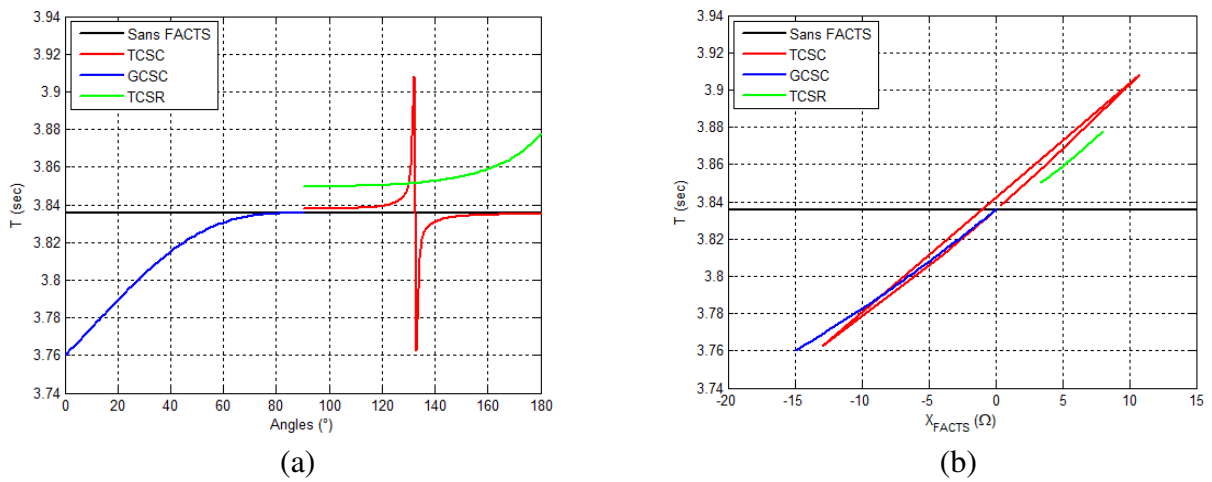


Fig. IV.17. Impact des FACTS sur le temps de déclenchement T pour un défaut monophasé.
a). $T = f(\text{Angles})$, b). $T = f(X_{FACTS})$.

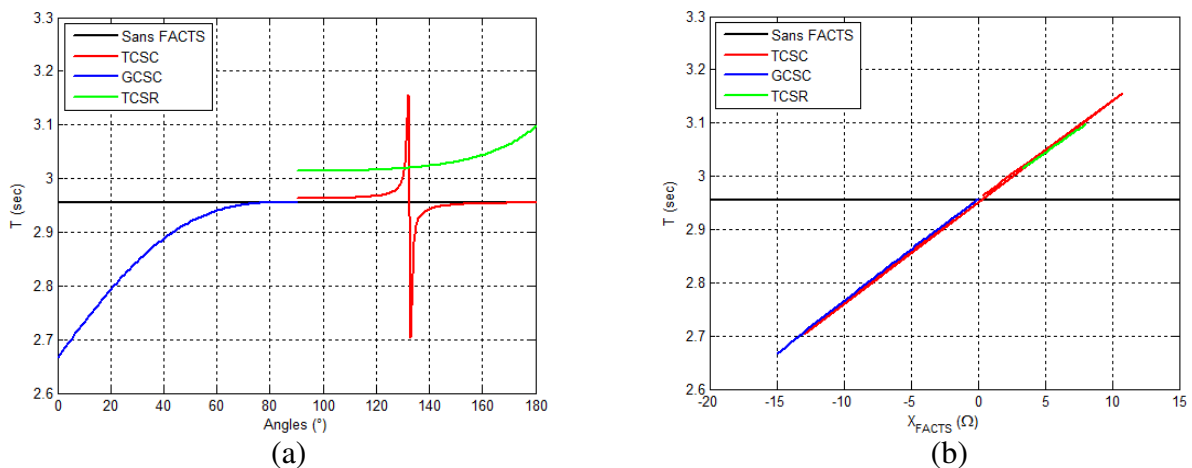


Fig. IV.18. Impact des FACTS sur le temps de déclenchement T pour un défaut biphasé.
a). $T = f(\text{Angles})$, b). $T = f(X_{FACTS})$.

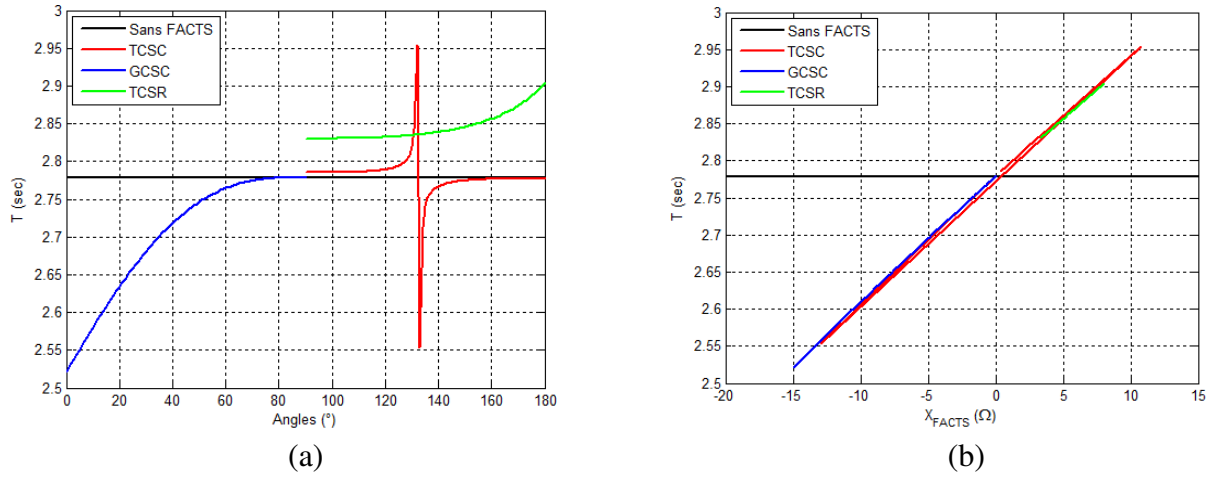


Fig. IV.19. Impact des FACTS sur le temps de déclenchement T pour un défaut triphasé
a). $T = f(\text{Angles})$, b). $T = f(X_{FACTS})$.

Suite les figures IV.17, IV.18, et IV.19, il y a un impact direct de la présence des FACTS séries sur le temps de déclenchement T , quelque soit le type de défaut. En effet la variation des paramètres des FACTS change la valeur du temps T en une valeur variable dépendante de ces paramètres. En présence du TCSC le courant I_m augmente en mode inductif et diminue en mode capacitif. Cependant en présence du GCSC le courant I_m diminue par contre en présence du TCSR augmente par rapport aux systèmes sans FACTS.

IV.6 - Impact de la résistance de défaut

L'impact de R_F qui varie entre 0 à 50Ω sur le courant mesuré et le temps de déclenchement d'un relais de protection à maximum de courant à courbe inverse protégeant une ligne compensée par trois systèmes FACTS séries est représenté sur les figures suivantes.

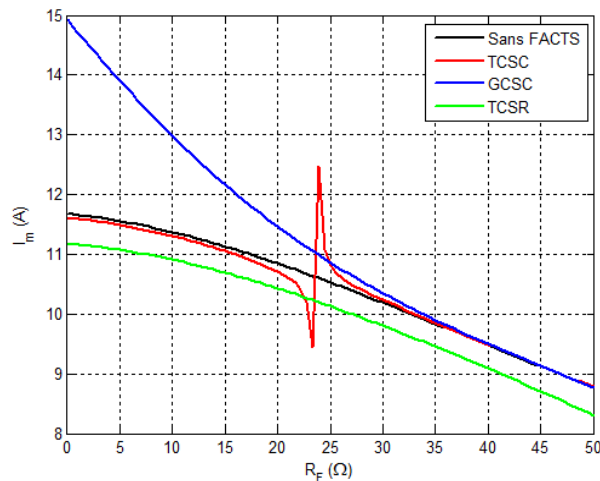


Fig. IV.20. Impact de R_F sur le courant mesuré I_m en présence de trois FACTS.

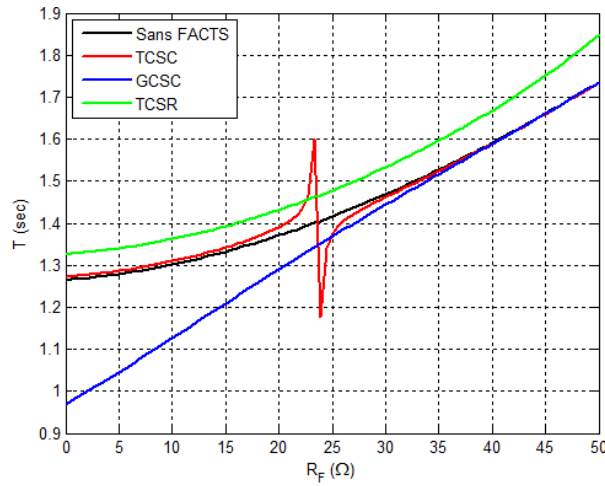


Fig. IV.21. Impact de R_F sur le temps de déclenchement T en présence de trois FACTS.

Selon les figure IV.20 et IV.21, l'augmentation de valeur R_F diminue la valeur du courant mesuré I_m et augmente la valeur de temps du déclenchement T en présence ou en absence des trois systèmes FACTS.

IV.7) - Impact du point de défaut

L'impact du point de défaut n_F qui varie entre 50 à 100 % sur le courant mesuré et le temps de déclenchement d'un relais de protection à maximum de courant à courbe inverse protégeant une ligne compensée par trois systèmes FACTS séries pour différents défauts est représenté sur les figures suivantes.

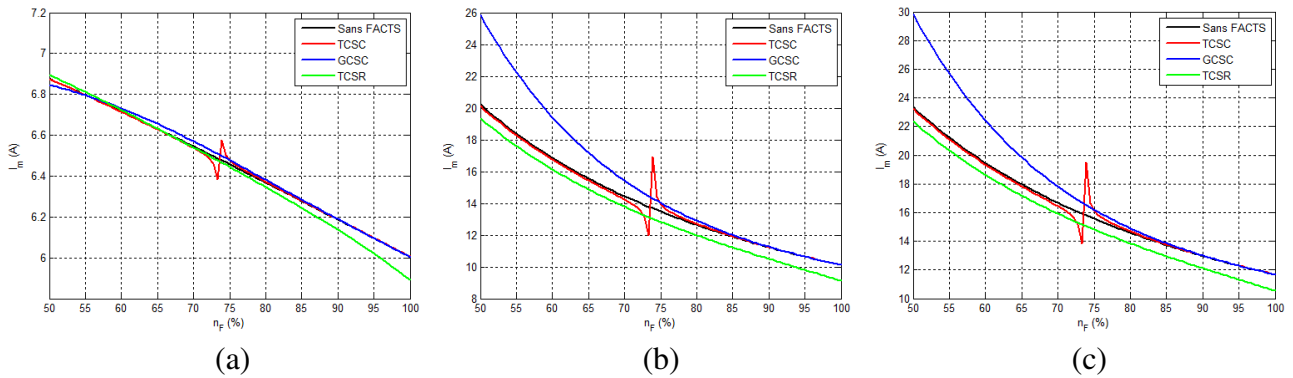


Fig. IV.22. Impact de n_F sur le courant mesuré I_m en présence de trois FACTS.

a). Défaut monophasé, b). Défaut biphasé, c). Défaut triphasé.

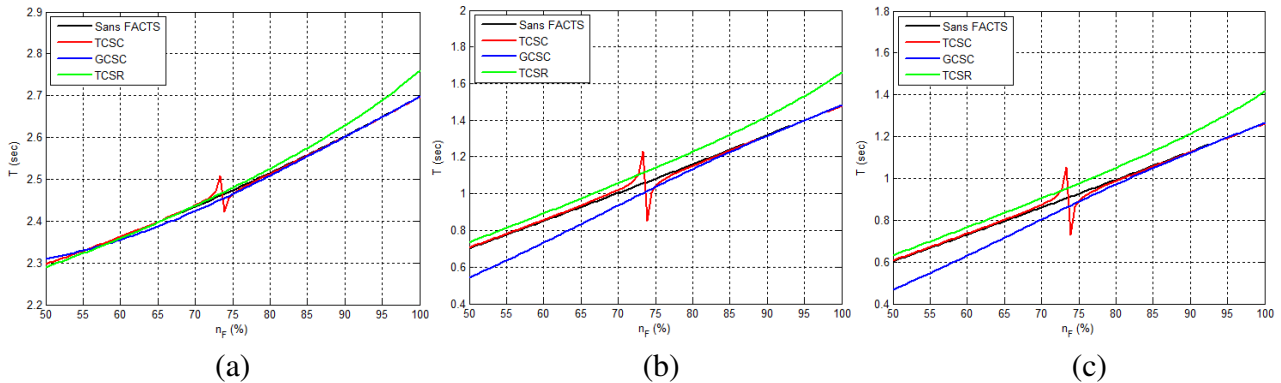


Fig. IV.23. Impact de n_F sur le temps de déclenchement T pour trois FACTS.

a). Défaut monophasé, b). Défaut biphasé, c). Défaut triphasé.

Selon les figures IV.23 et IV.23, l'augmentation de la valeur n_F diminue la valeur du courant mesuré I_m et augmente la valeur du temps de déclenchement T en présence ou en absence des trois systèmes FACTS.

IV.8) - Conclusion

Dans ce chapitre nous avons traité l'impact de trois systèmes FACTS séries sur les performances de relais de protection à maximum de courant à courbe inverse surtout sur le courant mesuré (I_m) et le temps de déclenchement (T) en présence des défauts monophasé, biphasé isolé et triphasé symétrique tenant compte de la variation des paramètres de défaut (R_F et n_F). Nous avons aussi étudié l'impact de la variation de la résistance de défaut (R_F), et la localisation du point de défaut sur la ligne (n_F) en absence et en présence des systèmes FACTS.

Les paramètres des systèmes FACTS et de défaut (R_F et n_F) influent directement sur les paramètres de calcul des différents courants de court-circuit qui à leur tour influent sur les réglages des relais des systèmes de protection. Suite à la variation de la réactance apparente, il faut donc envisager un changement des réglages des relais de protection pour éviter un déclenchement intempestif et aussi respecter la coordination et la sélectivité chronométrique entre les relais.

Chapitre V

Applications des Techniques d'Optimisation au Problème de la Coordination

V.1) - Introduction

Depuis la vingtaine d'années, les systèmes de puissance doivent faire face à des défis très importants sur la qualité et la sécurité à un prix économique qui devient de plus en plus important pour les clients.

La complexité des problèmes de coordination des relais de protection dans un réseau électrique surtout avec la dérégulation du marché d'électricité et 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 métaheuristiques constituent alors une stratégie de résolution de plus en plus privilégiée.

Dans ce chapitre, nous présenterons trois techniques d'optimisation métaheuristiques (GSA, FOA et SOA) pour résoudre le problème de la coordination en absence et en présence d'un système FACTS série de type TCSC installé sur un réseau de transport bouclé.

V.2) - Formules de coordination

Le problème de la coordination des relais maximum de courant à temps inverse est formulé comme un problème d'optimisation sous contraintes, où la fonction d'optimisation et les contraintes se présentent comme suit:

V.2.1) - Fonction objectif

Le but de cette fonction est de minimiser le temps total de déclenchement de tous les relais directionnels à maximum de courant (DOCR: Directional Over-Current Relay) dans le système par rapport à la contrainte de temps de coordination entre les relais primaires et secours [60-67, 71, 80] :

$$f = \min \sum_{i=1}^{n_R} t_i \quad (V.1)$$

Avec, t_i représentant le temps de déclenchement du disjoncteur (ou opération) du relais i , et n_R est le nombre de relais à maximum de courant installés sur le réseau électrique.

Pour chaque relais de protections dans ce chapitre, nous avons utilisé la courbe caractéristique *Normal Inverse (NI)* selon la norme IEC qui est définie par la relation suivante :

$$t_i = TDS_i \times \left(\frac{0,14}{\left(\frac{I_m}{I_{p_i}} \right)^{0,02} - 1} \right) \quad (V.2)$$

La figure V.1 illustre un exemple de système de protection d'un réseau radial.

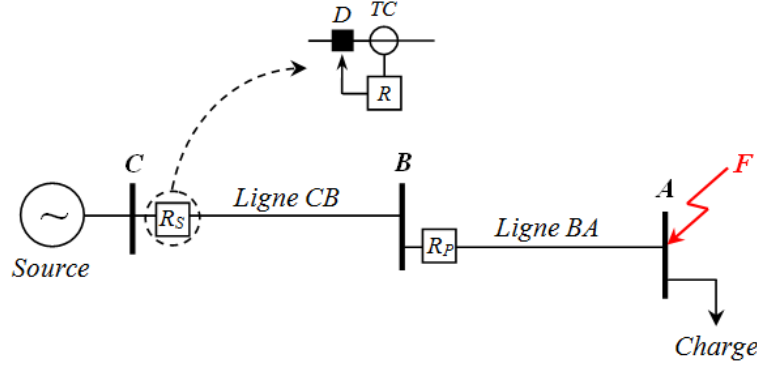


Fig. V.1. Relais à maximum de courant primaire et de secours.

V.2.2) - Contraintes d'optimisation

V.2.2.1) - Réglage du temps TDS

Le TDS (Time Dial Setting) ajuste le temps de retard avant que le relais fonctionne quand le courant de défaut atteint une valeur plus grande que le réglage du courant de déclenchement I_P [60-67, 71, 80] :

$$TDS_{\min} \leq TDS \leq TDS_{\max} \quad (V.3)$$

Avec, $TDS_{\min}$ et $TDS_{\max}$ sont les valeurs de limites minimales et maximales du TDS respectivement.

V.2.2.2) - Réglage du courant I_P

Le réglage du courant de déclenchement I_P est donné par la relation suivante :

$$I_{P,\min} \leq I_P \leq I_{P,\max} \quad (V.4)$$

Avec, $I_{P\min}$ et $I_{P\max}$ sont les valeurs de limites minimales et maximales du courant I_P respectivement.

V.2.2.3) - Intervalle du temps de coordination CTI

La figure V.2, représente le principe de l'intervalle de coordination CTI entre deux relais de protection à maximum de courant à courbe inverse (R_P) et (R_S).

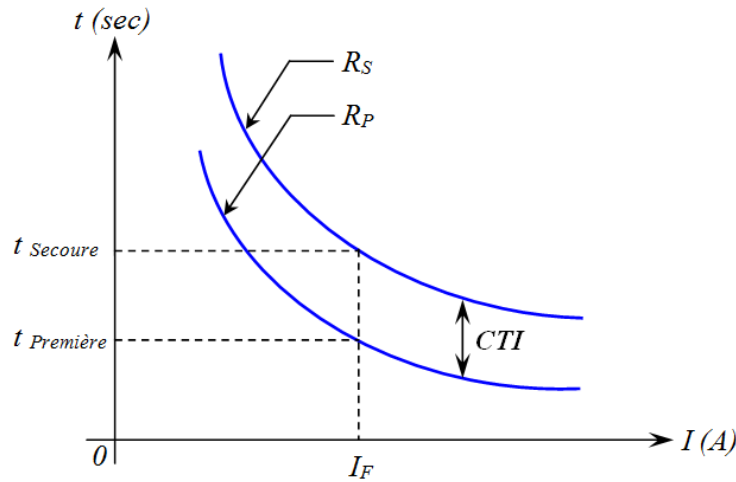


Fig. V.2. Représentation de CTI.

Au cours de la procédure d'optimisation pour toutes les techniques proposées, la coordination entre les relais primaires et secours doit être vérifiée. Dans cette étude, la coordination chronométrique entre les relais utilise la formule suivante [60-67, 71, 80] :

$$t_{Secours} - t_{Première} \geq CTI \quad (V.5)$$

CTI est l'intervalle de temps minimum de coordination. Pour les relais électromécaniques, le CTI varie de 0,30 à 0,40 sec, par contre pour les relais numériques, il varie de 0,10 à 0,20 sec [20].

V.3) - Système FACTS sur un réseau électrique bouclé

La figure V.3, présente un réseau électrique de transport de 150 kV exploité dans notre étude [71]. Ce réseau est constitué de 8 jeux de barre, 2 génératrices synchrones, 7 lignes de transport, et 4 charges électriques (les paramètres du réseau et la valeur du rapport du transformateur de courant TC sont donnés dans l'annexe D). La puissance de court-circuit du réseau est de 400 MVA.

Le système de compensation utilisé est de type TCSC, installé au milieu de la ligne électrique entre les deux jeux de barre (1 et 6) fonctionnant pour différents angles d'amorçage.

Comme mentionné précédemment, le problème de coordination des relais est formulé comme étant un problème à contrainte mono-objective et résolu par l'utilisation d'algorithmes d'optimisation considérant 28 variables de décision (14 variables représentant le TDS et 14 variables représentant le courant I_P).

Le réseau comporte 14 relais à maximum de courant directionnels à courbe inverse. La coordination du système de protection doit déterminer les valeurs de I_P et de TDS pour chaque relais de manière à donner un temps de fonctionnement le plus faible possible.

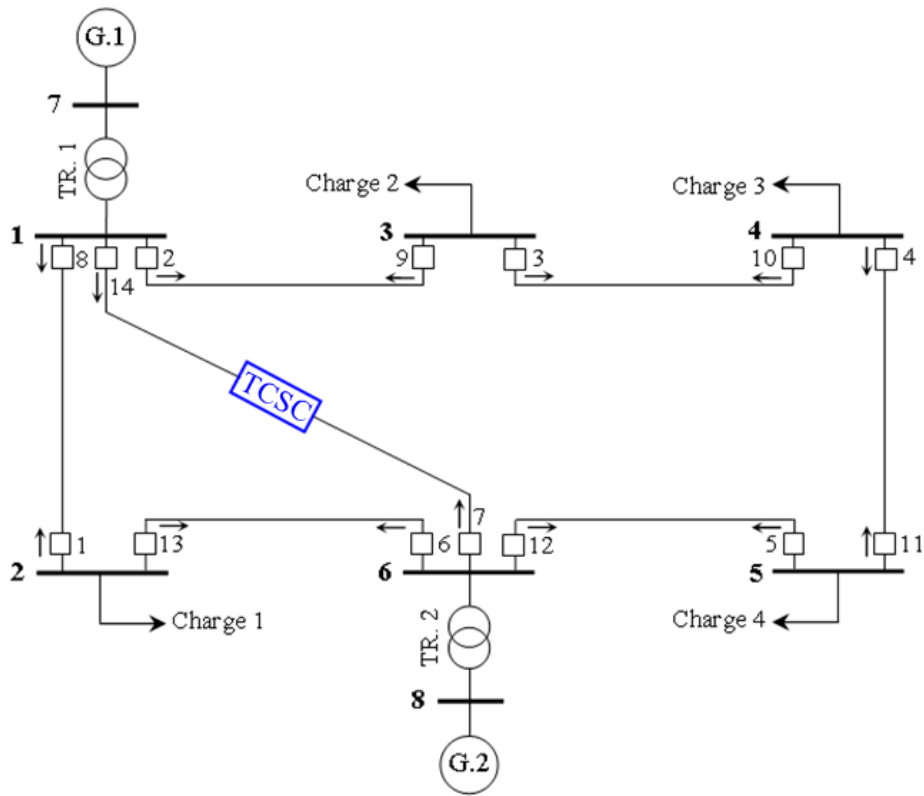
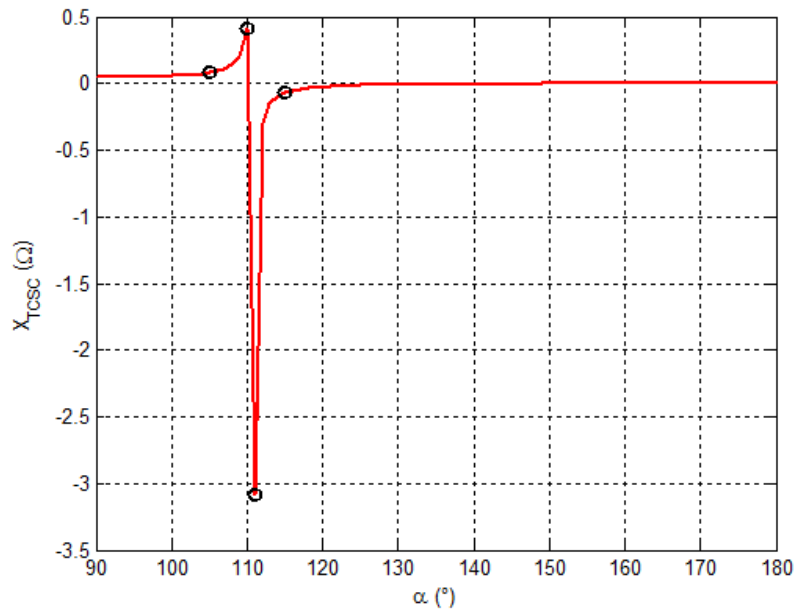


Fig. V.3. Réseau de 8 jeux de barre avec un TCSC.

La figure ci-dessous, représente la courbe caractéristique du système TCSC installé au milieu de la ligne électrique entre les deux jeux de barre 1 et 6.

Fig. V.4. Courbe caractéristiques $X_{TCSC} = f(\alpha)$ du système TCSC.

V.4) - Impact sur le courant de court-circuit triphasé

Les figures V.5 et V.6, représentent l'impact de la présence du système TCSC en modes de fonctionnement (inductif : $\alpha = 105$ et 110° et capacitif : $\alpha = 111$ et 115°) sur le courant de court-circuit (I_{CC}) traversant les relais de protection primaire et de secours respectivement.

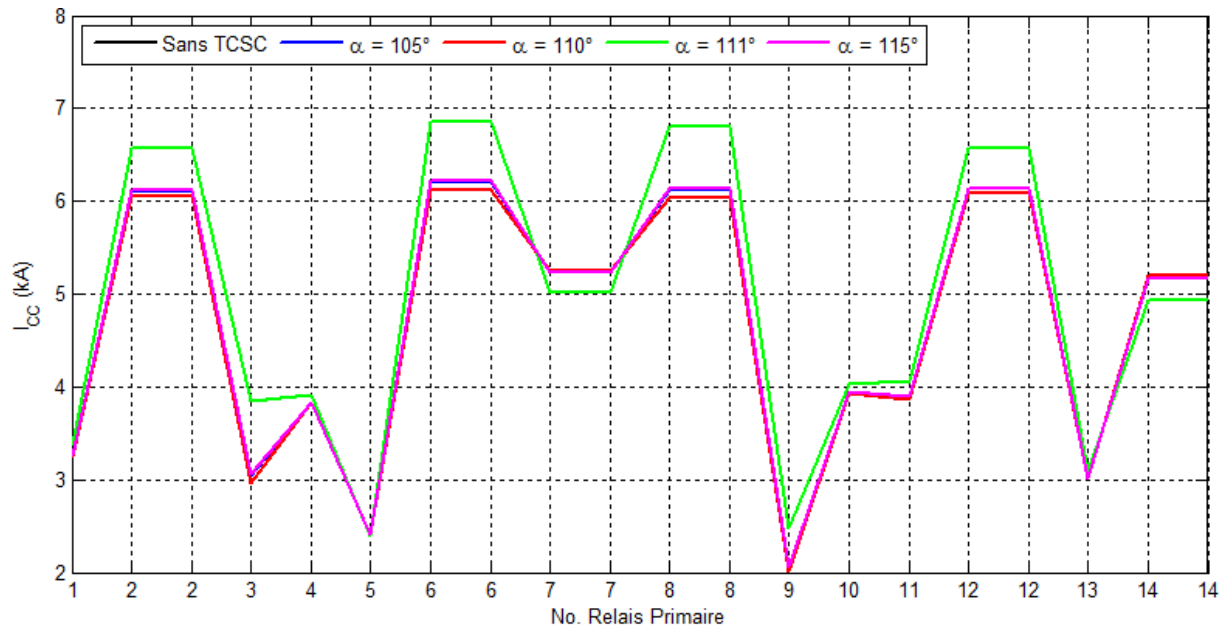


Fig. V.5. Impact du TCSC sur le courant I_{CC} mesuré par le relais primaire.

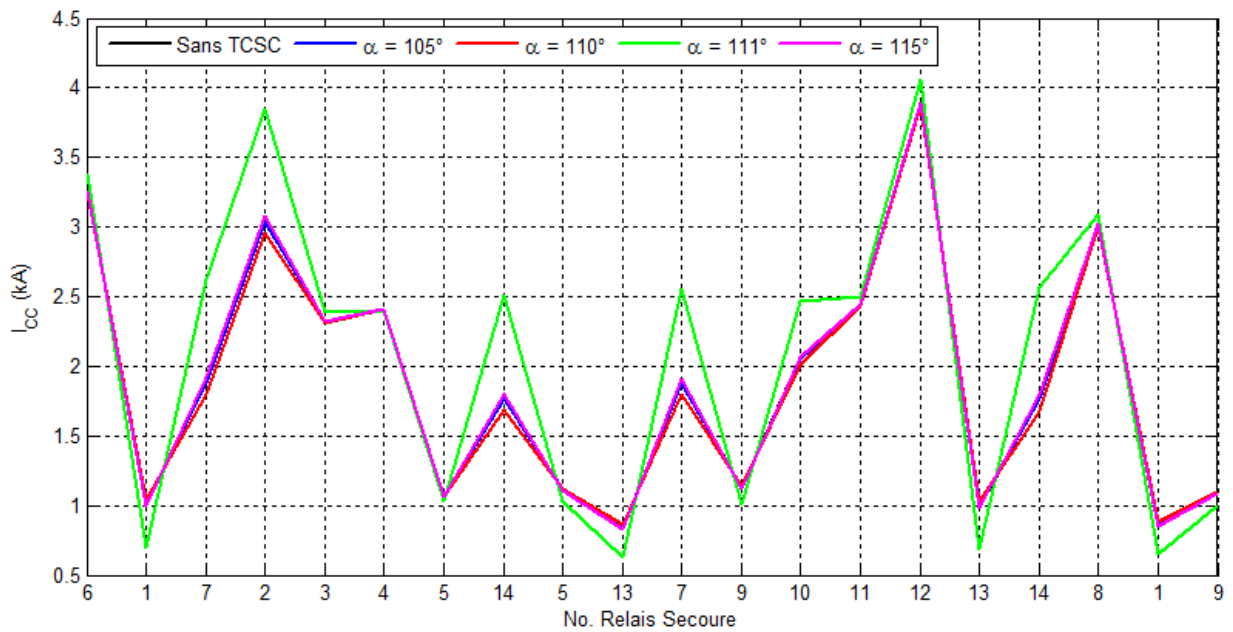


Fig. V.6. Impact du TCSC sur le courant I_{CC} mesuré par le relais de secours.

On peut noter à partir de ces figures que l'impact du TCSC pour les deux modes (inductif : $\alpha = 105$ et 110° et capacitif : $\alpha = 111$ et 115°) sur le courant de court-circuit I_{CC} est important.

V.5) - Impact sur l'intervalle du temps de coordination CTI

Les tableaux V.1 et V.2, représente les réglages de base des différents relais de protection et la valeur du CTI respectivement.

Tab. V.1. Réglages de base des relais de protection.

No. Relais	$TDS (sec)$	$I_P (A)$
1	0,1531	2,5000
2	1,1000	0,5000
3	0,2112	2,5000
4	0,1689	2,5000
5	0,1286	2,5000
6	0,4011	0,5000
7	0,4709	2,5000
8	0,1469	2,5000
9	0,2716	0,5000
10	0,1367	2,5000
11	0,1419	2,5000
12	0,3713	0,5000
13	0,1000	2,5000
14	0,1913	2,5000

Tab. V.2. Intervalles du temps de coordination CTI

No. P/S Relais	No. Relais Primaire	No. Relais Secours	$CTI (sec)$
1	1	6	0,2000
2	2	1	0,2000
3	2	7	0,2000
4	3	2	1,5893
5	4	3	0,2000
6	5	4	0,2000
7	6	5	0,8891
8	6	14	0,2000
9	7	5	0,2000
10	7	13	0,8688
11	8	7	1,6580
12	8	9	0,2680
13	9	10	0,2000
14	10	11	0,2000
15	11	12	0,2000
16	12	13	0,7616
17	12	14	0,2486
18	13	8	0,2000
19	14	1	2,4852
20	14	9	0,2000

La figure V.7, représente l'impact du système TCSC en mode inductif ($\alpha = 105^\circ$ et 110°) et en mode capacitif ($\alpha = 111^\circ$ et 115°) sur l'intervalle du temps de Coordination *CTI* sans changement des réglages de base.

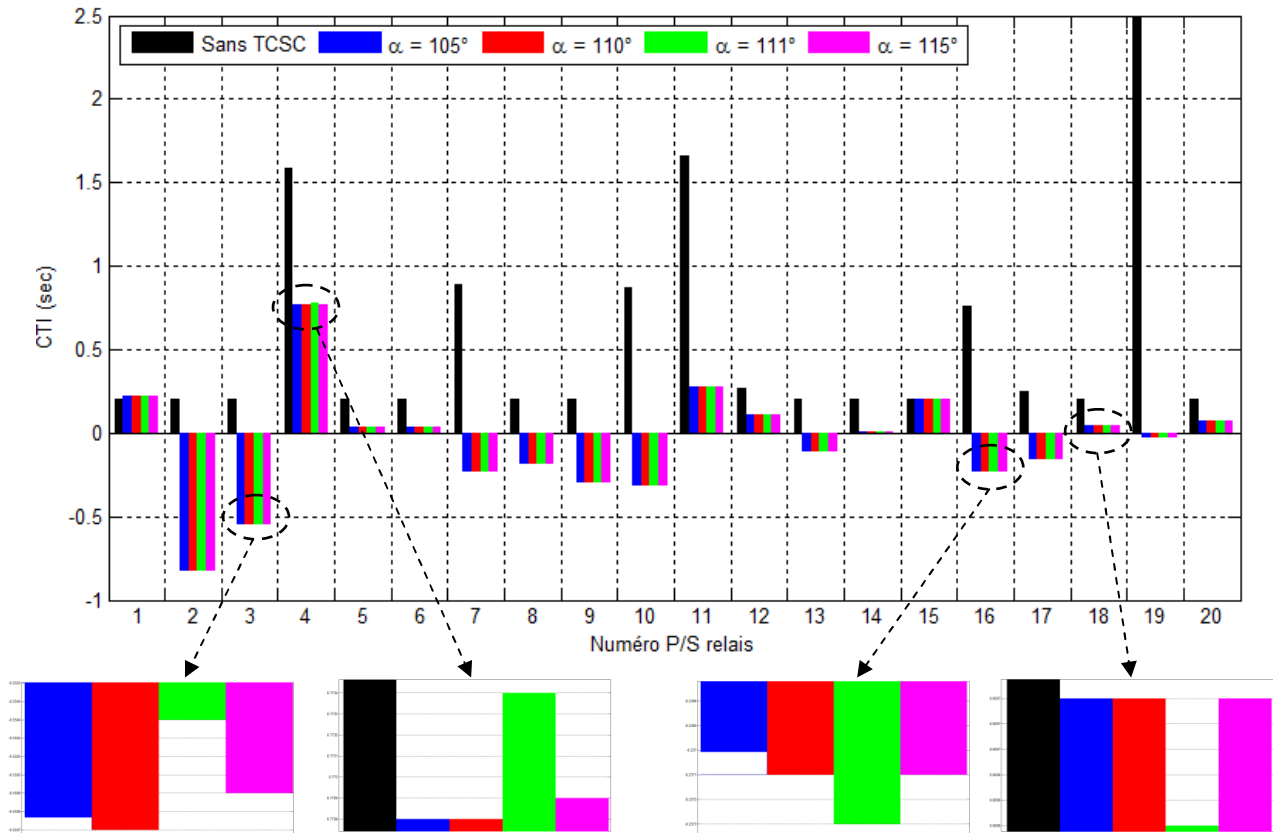


Fig. V.7. Impact de présence TCSC sur CTI.

Selon la figure V.7, il y a un l'impact direct de la présence de système TCSC pour les deux modes de fonctionnement (inductive et capacitif) sur le paramètre *CTI*, surtout sur les paires relais suivants : (P/S) (2-1), (2-7), (6-5), (6-14), (7-5), (7-13), (9-10), (12-13), (12-14), et (14-1).

Compte tenu de ces résultats on voit qu'il y'a une dis-coordination entre certains relais en présence du système TCSC. Il est donc impératif de changer les réglages des différents relais à maximum de courant pour garantir une coordination entre ces relais et éviter un déclenchement intempestif. Dans ce contexte, l'application des nouvelles techniques d'optimisation pour une meilleure coordination des réglages des relais est utilisée.

Hypothèse :

- Norme : IEC
- Courbe de déclenchement : Very Inverse
- $0,1 \leq TDS \leq 1,1$
- $0,5 \leq I_p \leq 2,5$
- $CTI \geq 0,2$ seconde.

Les paramètres de réseau étudié et les paramètres des techniques d'optimisation appliquées au problème de la coordination sont données dans les Annexes D et E respectivement.

V.6.) - Application des techniques d'optimisation

Pour une meilleure coordination des réglages des relais trois techniques d'optimisation ont été exploitées à savoir la technique Gravitational Search Algorithm (GSA) [100, 101], la technique Firefly Optimization Algorithm (FOA) [102, 103], et la technique Seeker Optimization Algorithm (SOA) [104-106].

V.6.1) - Application de la technique GSA

Les courbes de convergence de la technique GSA qui donnent la somme des temps de déclenchement des relais en fonction des itérations en absence et en présence du TCSC pour les deux modes de fonctionnement sont illustrées sur la figure suivante.

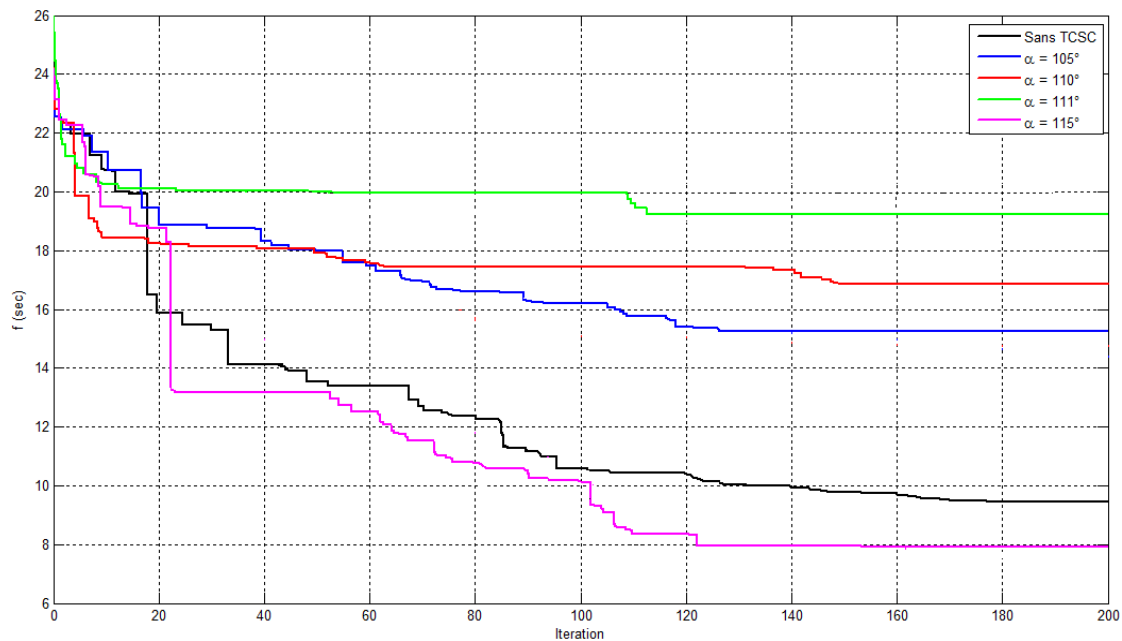


Fig. V.8. Courbes de convergence de la technique GSA.

Selon la technique GSA, les réglages optimisés des TDS et I_p en absence et présence de TCSC (mode inductif et capacitif) sont résumés sur le tableau ci-dessous :

Tab. V.3. Réglages optimisés par la technique GSA.

No. Relais	Cas No. 1 : Sans FACTS		Cas No. 2 : Avec TCSC							
			Mode inductif				Mode capacitif			
			$\alpha = 105^\circ$ $X_{TCSC} = 0,0800 \Omega$		$\alpha = 110^\circ$ $X_{TCSC} = 0,4164 \Omega$		$\alpha = 111^\circ$ $X_{TCSC} = -3,0856 \Omega$		$\alpha = 115^\circ$ $X_{TCSC} = -0,0718 \Omega$	
	TDS	I_p	TDS	I_p	TDS	I_p	TDS	I_p	TDS	I_p
1	0,1531	2,5043	0,1514	2,4492	0,1215	1,4744	0,2301	1,3064	0,1000	1,8690
2	1,3246	0,6578	1,3100	0,6433	1,0509	0,3873	0,9043	0,3495	0,3930	0,5000
3	0,2112	2,1843	0,2089	2,1362	0,1676	1,2860	0,4238	1,7475	0,1842	2,5000
4	0,1954	2,5000	0,1933	2,4450	0,1550	1,4719	0,3228	1,7475	0,1403	2,5000
5	0,1286	2,5657	0,1272	2,5093	0,1020	1,5106	0,2301	1,7475	0,1000	2,5000
6	0,4011	0,7500	0,3967	0,7335	0,3182	0,4416	0,6128	0,3495	0,2663	0,5000
7	0,4709	2,5954	0,4657	2,5383	0,3736	1,5281	0,4567	1,7475	0,1985	2,5000
8	0,1469	2,4567	0,1453	2,4027	0,1165	1,4464	0,3380	1,7475	0,1469	2,5000
9	0,2716	0,5000	0,2686	0,4890	0,2155	0,2944	0,6003	0,3495	0,2609	0,5000

10	0,1367	2,3468	0,1352	2,2952	0,1085	1,3817	0,3067	1,7475	0,1333	2,5000
11	0,1419	2,5433	0,1403	2,4873	0,1126	1,4974	0,3208	1,7475	0,1394	2,5000
12	0,3713	0,5000	0,3672	0,4890	0,2946	0,2944	0,8481	0,3495	0,3686	0,5000
13	0,2345	2,4571	0,2319	2,4030	0,1860	1,4466	0,2301	1,7475	0,1000	2,5000
14	0,1913	1,5504	0,1892	1,5163	0,1518	0,9128	0,4165	1,7475	0,1810	2,5000
$f(sec)$	9,4322		16,5329		17,0321		19,6532		7,9342	

La valeur du CTI en absence et en présence du TCSC basée sur la technique GSA, est représentée sur la figure suivante.

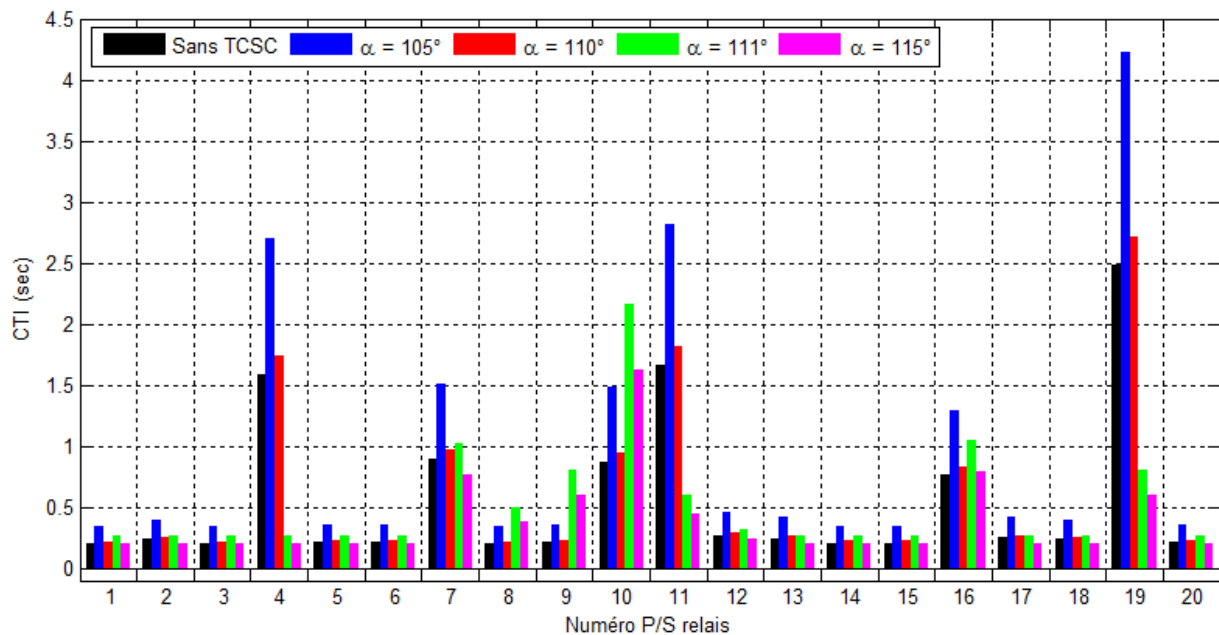


Fig. V.9. CTI optimisés par la technique GSA.

V.6.2) - Application de la technique FOA

Les courbes de convergence de technique FOA qui donne la somme des temps de déclenchement des relais en fonction des itérations en absence et en présence du TCSC pour les deux modes de fonctionnement sont illustrées par la figure suivante.

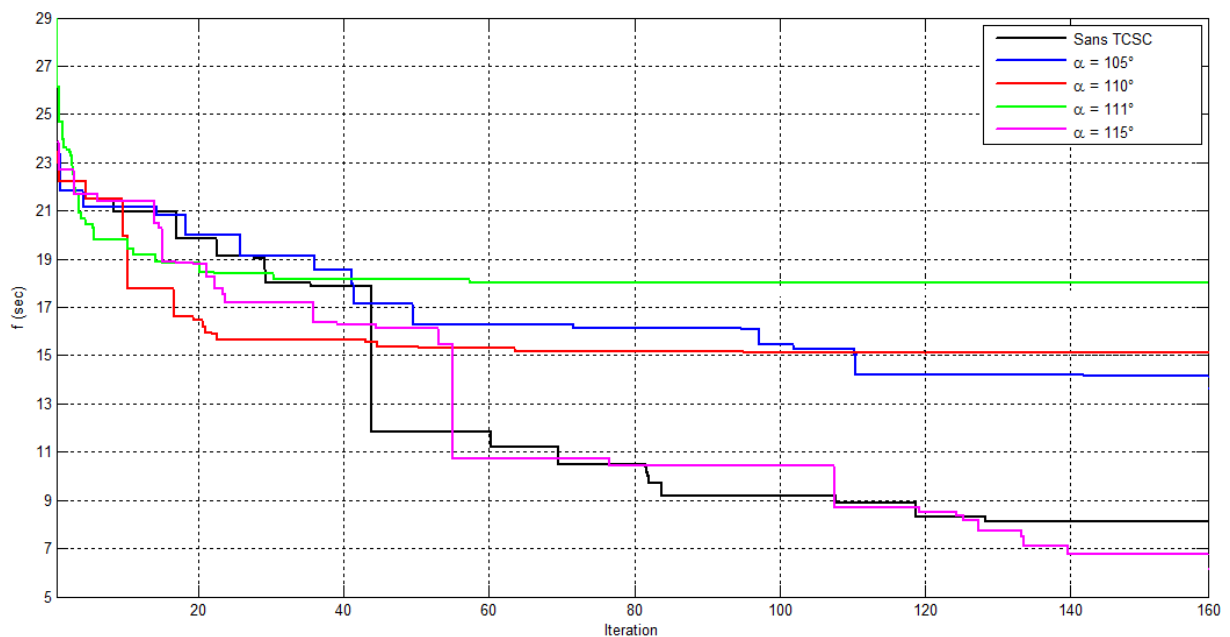


Fig. V.10. Courbes de convergence de la technique FOA.

Selon la technique FOA, les réglages optimisés des TDS et I_p en absence et en présence du TCSC en (mode inductif et capacitif) sont résumés sur le tableau ci-dessous :

Tab. V.4. Réglages optimisés par la technique FOA.

No. Relais	Cas No. 1 : Sans FACTS		Cas No. 2 : Avec TCSC							
			Mode inductif				Mode capacitif			
			$\alpha = 105^\circ$ $X_{TCSC} = 0,0800 \Omega$		$\alpha = 110^\circ$ $X_{TCSC} = 0,4164 \Omega$		$\alpha = 111^\circ$ $X_{TCSC} = -3,0856 \Omega$		$\alpha = 115^\circ$ $X_{TCSC} = -0,0718 \Omega$	
	TDS	I_p	TDS	I_p	TDS	I_p	TDS	I_p	TDS	I_p
1	0,1000	1,8307	0,1000	1,2675	0,1000	1,6403	0,1076	1,7649	0,1943	1,7257
2	0,2455	1,7843	0,1667	2,1464	0,2372	1,5395	0,2552	1,6565	0,2314	1,6819
3	0,2247	1,8407	0,1712	1,8483	0,1907	2,0280	0,2052	2,1821	0,2118	1,7351
4	0,2282	0,9286	0,1532	1,2595	0,1681	1,4742	0,1809	1,5862	0,2151	0,8753
5	0,1000	2,2071	0,1000	1,2943	0,1000	1,8731	0,1076	2,0154	0,0943	2,0805
6	0,1542	1,9299	0,1288	1,8942	0,1445	1,9437	0,1555	2,0914	0,1454	1,8192
7	0,2220	1,9113	0,1476	2,1755	0,2209	1,6985	0,2377	1,8276	0,2093	1,8017
8	0,3393	0,6784	0,1695	1,4703	0,1892	1,3738	0,2036	1,4782	0,3198	0,6395
9	0,2139	1,2261	0,2875	0,5038	0,3026	0,6438	0,3256	0,6927	0,2016	1,1558
10	0,1533	2,3653	0,1333	2,1839	0,1591	2,2950	0,1712	2,4694	0,1445	2,2296
11	0,2344	1,1702	0,1972	1,1872	0,2156	1,4324	0,2320	1,5412	0,2210	1,1031
12	0,3789	0,7010	0,3299	1,2556	0,5075	0,5877	0,5461	0,6324	0,3572	0,6608
13	0,1075	1,8142	0,1000	1,8821	0,1082	1,8887	0,1164	2,0322	0,1013	1,7101
14	0,3630	0,7889	0,2743	1,3448	0,2881	1,7714	0,3100	0,1076	0,3422	0,9043
$f(\text{sec})$	8,2561		14,2112		15,1943		18,3244		6,8323	

La valeur du CTI en absence et en présence du TCSC basé sur la technique FOA, est représentée sur la figure suivante.

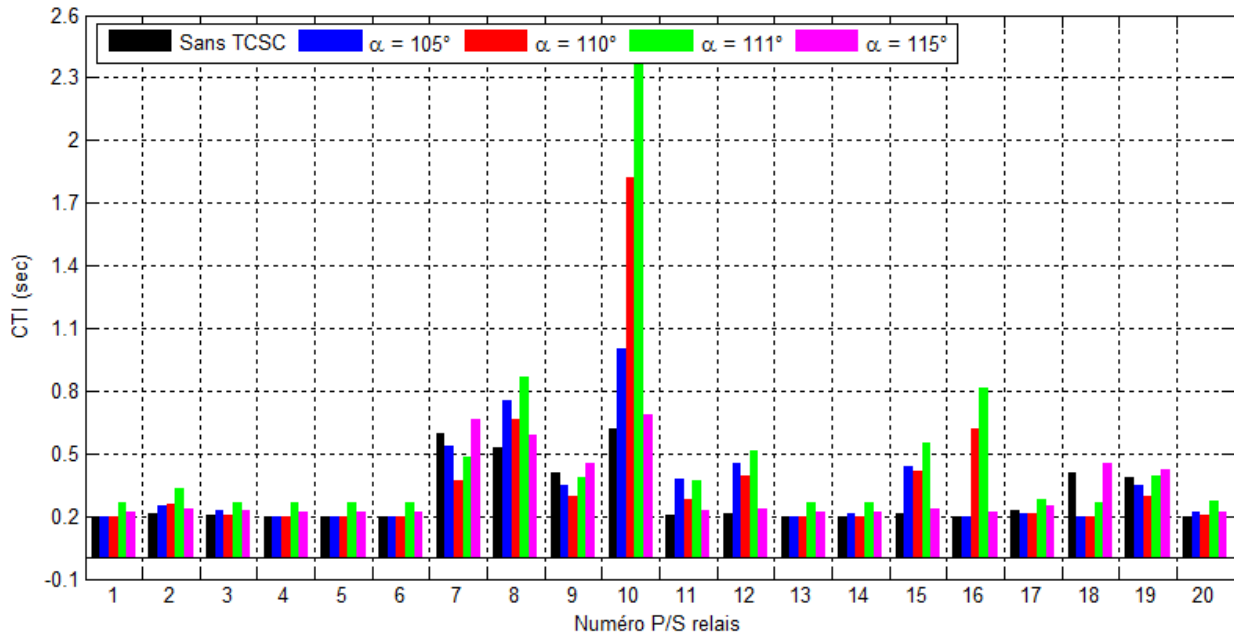


Fig. V.11. CTI optimisés par la technique FOA.

V.6.3) - Application de la technique SOA

Les courbes de convergence de la technique SOA qui donne la somme des temps de déclenchement des relais en fonction des itérations en absence et en présence du TCSC pour les deux modes de fonctionnement sont illustrées par la figure suivante.

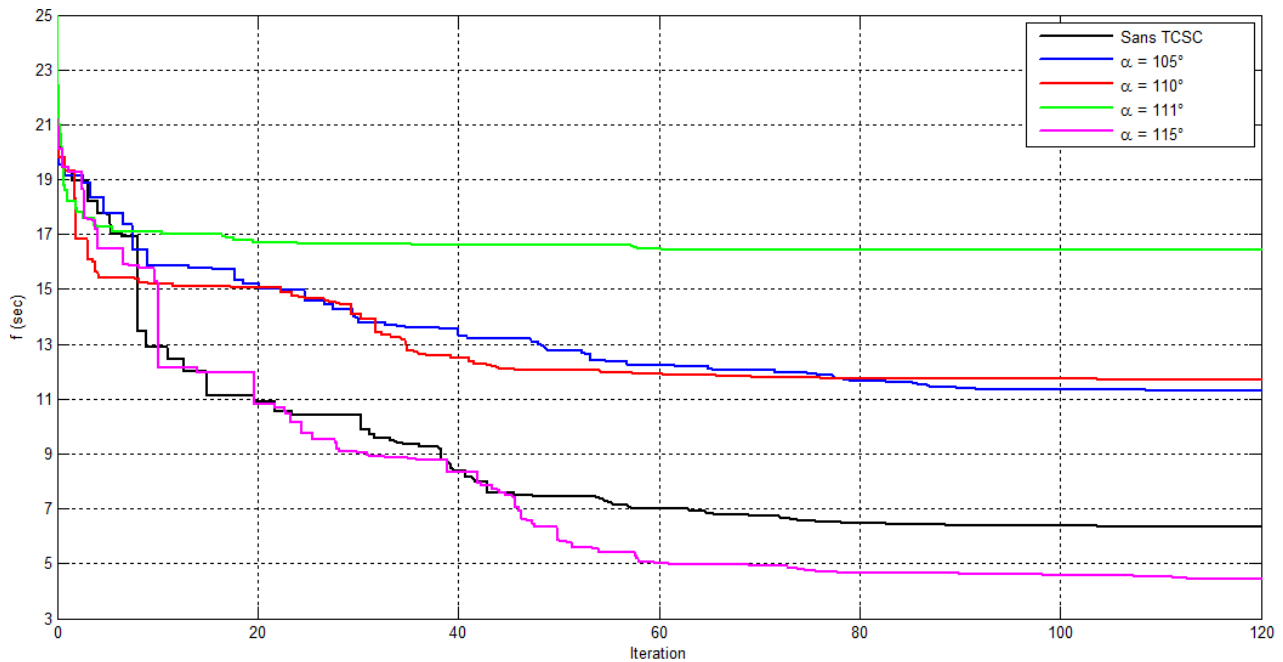


Fig. V.12. Courbes de convergence de la technique SOA.

Selon la technique SOA, les réglages optimisés des TDS et I_P en absence et en présence du TCSC pour les deux modes (mode inductif et capacitif) sont résumés sur le tableau ci-dessous :

Tab. V.5. Réglages optimisés par la technique SOA.

No. Relais	Cas No. 1 : Sans FACTS		Cas No. 2 : Avec TCSC							
			Mode inductif				Mode capacitif			
			$\alpha = 105^\circ$ $X_{TCSC} = 0,0800 \Omega$		$\alpha = 110^\circ$ $X_{TCSC} = 0,4164 \Omega$		$\alpha = 111^\circ$ $X_{TCSC} = -3,0856 \Omega$		$\alpha = 115^\circ$ $X_{TCSC} = -0,0718 \Omega$	
	TDS	I_P	TDS	I_P	TDS	I_P	TDS	I_P	TDS	I_P
1	0,1531	2,5000	0,1000	1,2469	0,1067	1,7606	0,1214	2,0038	0,1649	1,6707
2	1,1000	0,5000	0,2036	1,6090	0,2143	2,1715	0,2439	2,4715	0,2249	0,6671
3	0,2112	2,5000	0,2689	0,6478	0,2923	0,8671	0,3327	0,9869	0,1502	0,8417
4	0,1689	2,5000	0,1438	1,3337	0,1952	1,0940	0,2222	1,2451	0,0772	1,2947
5	0,1286	2,5000	0,1000	1,1949	0,1004	1,6828	0,1143	1,9153	0,1489	1,0875
6	0,4011	0,5000	0,1280	1,8970	0,1935	1,4135	0,2202	1,6088	0,1838	1,1595
7	0,4709	2,5000	0,1710	1,8833	0,2389	1,5071	0,2719	1,7153	0,1629	0,6980
8	0,1469	2,5000	0,1780	0,9674	0,2117	0,9072	0,2409	1,0325	0,1191	1,1549
9	0,2716	0,5000	0,1159	1,4962	0,1548	1,5010	0,1762	1,7084	0,1278	1,2454
10	0,1367	2,5000	0,1114	1,8699	0,1661	1,6187	0,1890	1,8423	0,1247	1,4718
11	0,1419	2,5000	0,1888	0,8975	0,1621	1,9130	0,1845	2,1773	0,2051	0,9801
12	0,3713	0,5000	0,1946	1,7622	0,2666	1,2739	0,3034	1,4499	0,0773	1,2814
13	0,1000	2,5000	0,1000	1,2231	0,1005	1,6655	0,1144	1,8956	0,1843	1,1848
14	0,1913	0,5000	0,1872	1,5117	0,2396	1,5399	0,2727	1,7526	1,0546	0,1649
$f(sec)$	6,5137		11,2133		11,8435		16,4321		4,7134	

La valeur de CTI en absence et présence de TCSC par la technique SOA, est représentée sur la figure suivante.

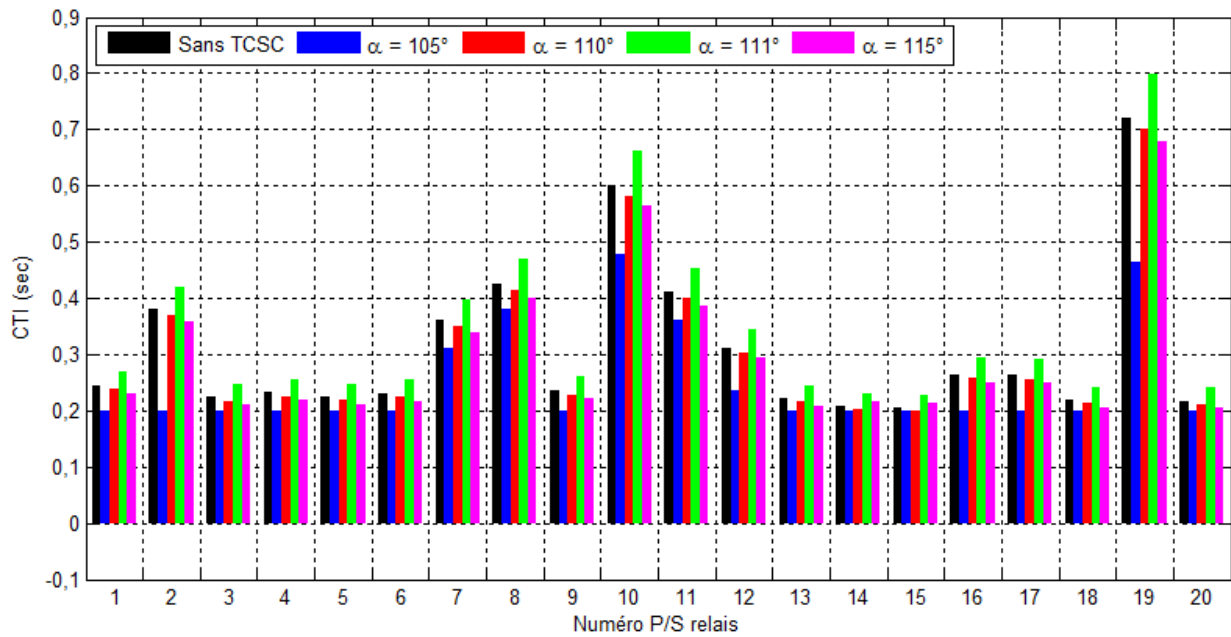


Fig. V.13. CTI optimisés par la technique SOA.

V.6.4) - Comparaison des résultats

Le tableau V.6, donne une comparaison des résultats de travaux de recherche publiés par certains auteurs en absence du système TCSC.

Tab. V.6. Comparaison avec des résultats publiés pour le cas sans TCSC

	LP [107]	GA [68]	GA-LP [68]	PSO-LP [108]	PSO [109]	Techniques proposés		
						GSA	FOA	SOA
$f(sec)$	11,0645	11,0010	10,9499	10,4267	10,0047	9,4322	8,2561	6,5137

Selon ces résultats, la technique d'optimisation SOA est meilleure comparativement aux autres techniques d'optimisation pour résoudre le problème de la coordination en absence du système TCSC pour un réseau de transport de 8 jeux de barre.

Le tableau V.7, donne une comparaison entre les différentes techniques d'optimisation proposées en présence du système TCSC en mode inductif et capacitif.

Tab. V.7. Comparaison entre les techniques proposées pour le cas avec TCSC

		GSA	FOA	SOA
$f(sec)$	$X_{TCSC} = 0,0800 \Omega$	16,5329	14,2112	11,2133
	$X_{TCSC} = 0,4164 \Omega$	17,0321	15,1943	11,8435
	$X_{TCSC} = - 3,0856 \Omega$	19,6532	18,3244	16,4321
	$X_{TCSC} = - 0,0718 \Omega$	7,9342	6,8323	4,7134

Selon ces résultats, la technique d'optimisation SOA est meilleure comparativement aux autres techniques d'optimisation à savoir GSA et FOA pour résoudre le problème de la coordination en présence du système TCSC pour un réseau de transport de 8 jeux de barre

Les Figures V.14 et 15, représentent l'impact du TCSC sur la courbe de déclenchement des relais de protection No. 7 et 14 respectivement.

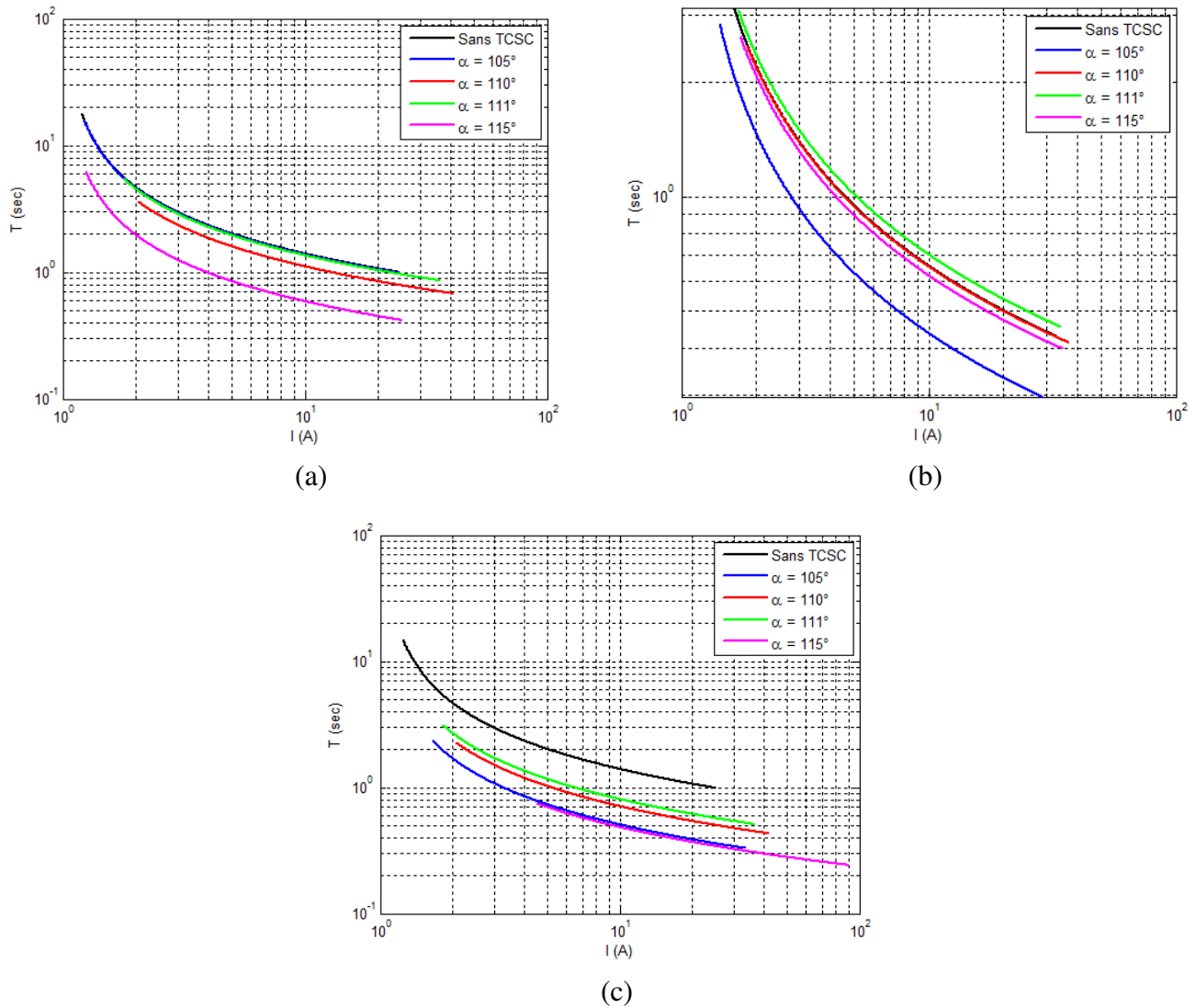


Fig. V.14. Variation de la courbe de déclenchement du relais N° 7.
a). GSA, b). FOA, c). SOA.

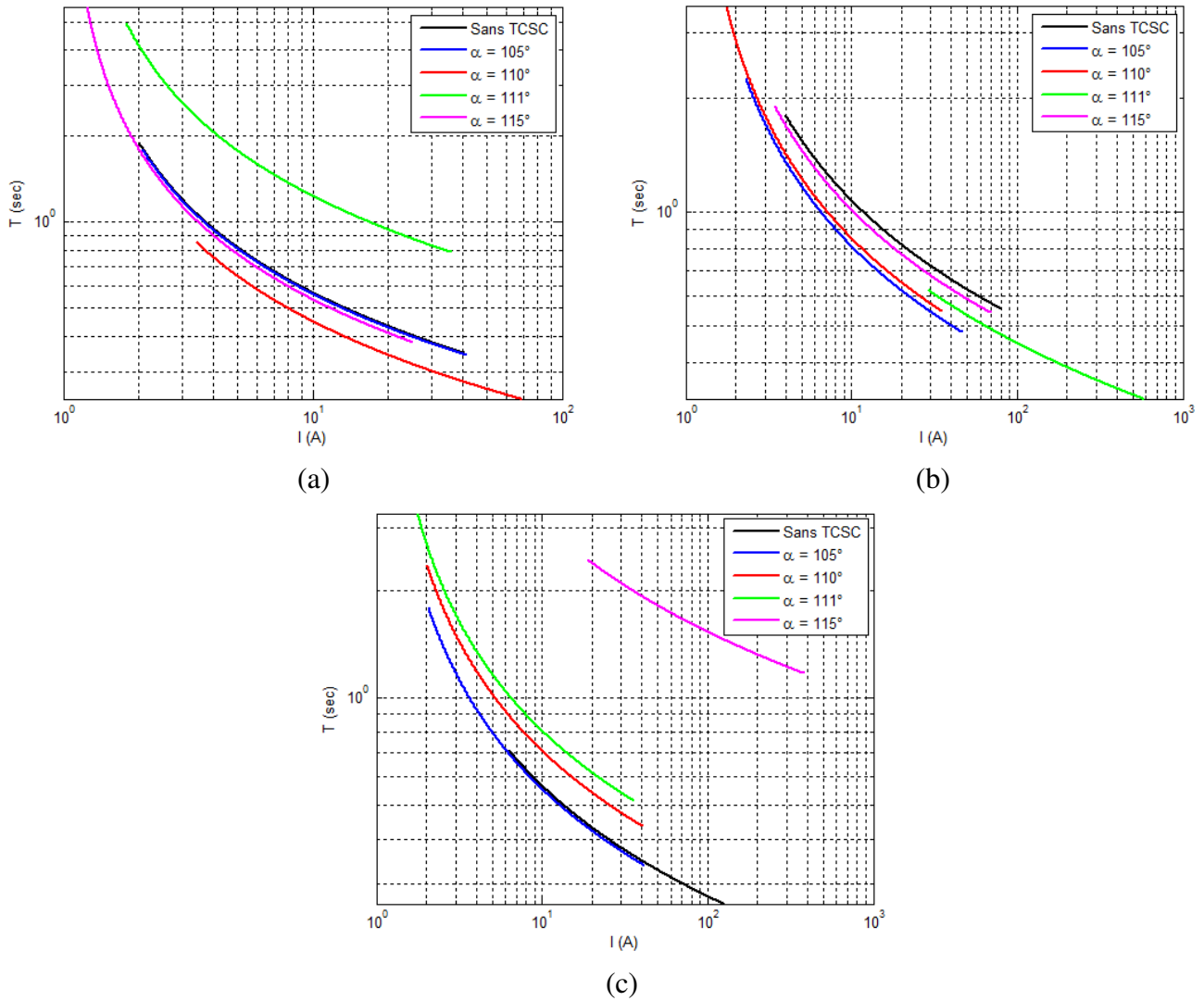
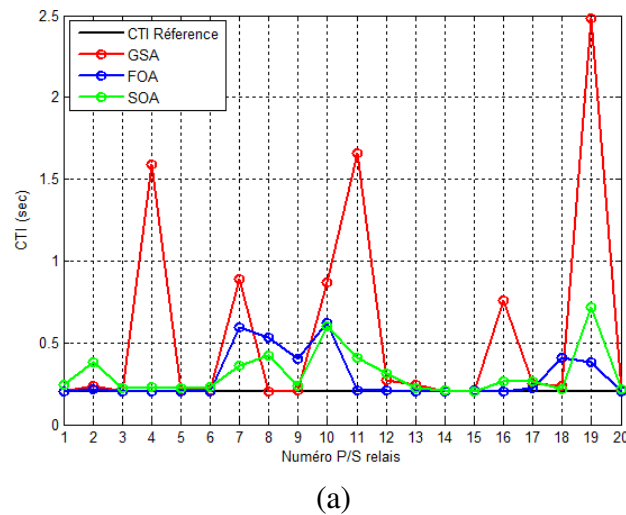


Fig. V.15. Variation de la courbe de déclenchement du relais N°. 14.
a). GSA, b). FOA, c). SOA.

Les figures suivantes représentent l'impact des techniques d'optimisations proposées sur la valeur du CTI en absence et présence de TCSC.



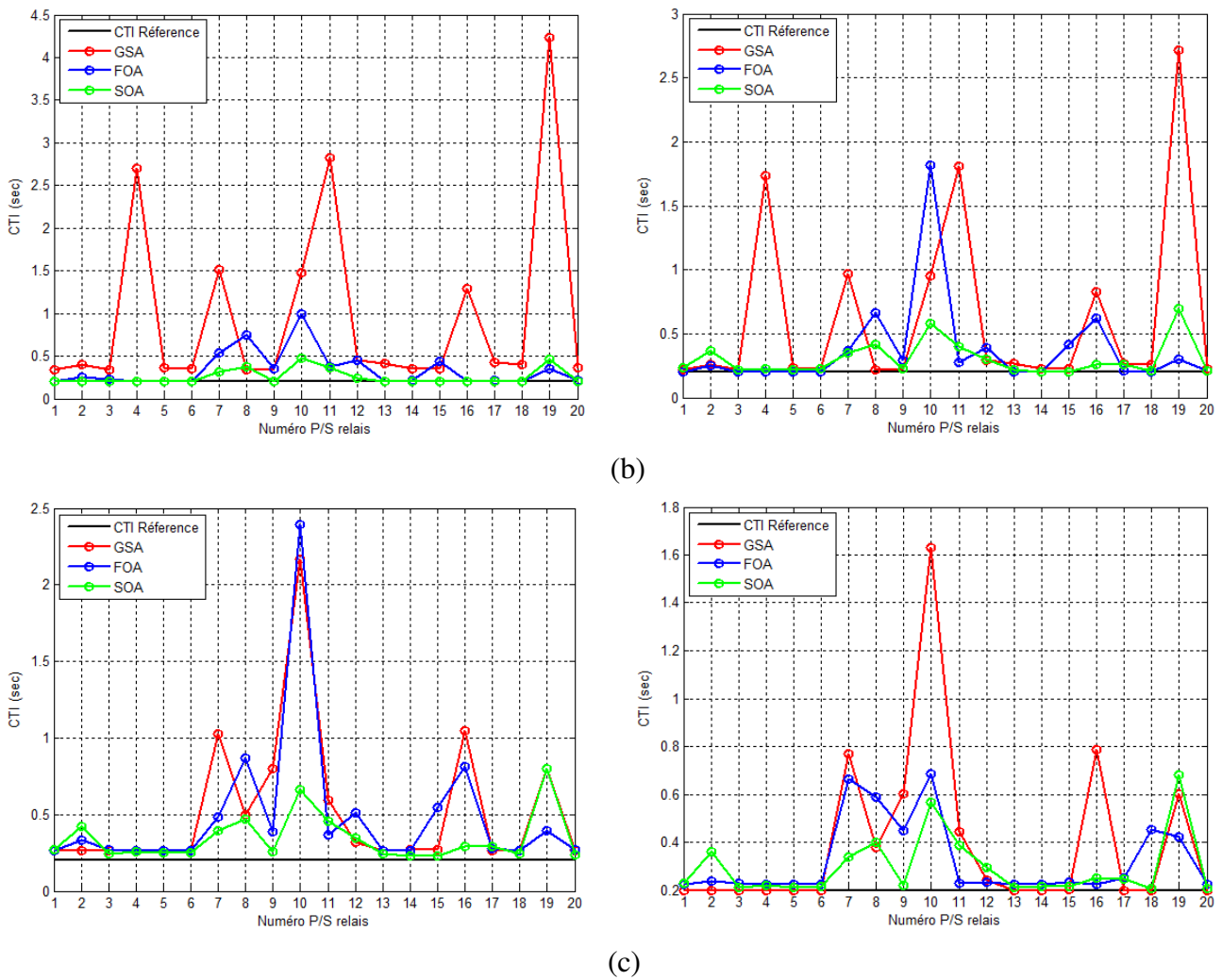


Fig. V.16. Impact des techniques d'optimisation sur le CTI.

a). Sans TCSC, b). Avec TCSC en mode inductif, c). Avec TCSC en mode capacitif.

Selon ces résultats, la technique SOA est la meilleure technique d'optimisation qui permet de minimiser la valeur de CTI à la valeur de référence quel que soit le système étudié en absence et en présence du TCSC.

V.7) - Conclusion

Dans ce chapitre on a proposé trois techniques d'optimisation métaheuristiques pour résoudre le problème de la coordination entre les relais de la protection à maximum de courant à courbe inverse basée sur une seule fonction objectif minimisée avec contraintes. Les trois techniques ont été testées et validées sur un réseau électrique standard de 8 jeux de barres pour déterminer les nouveaux réglages optimaux des relais de protection en présence d'un TCSC pour les deux modes d'opération (inductif et capacitif).

D'après les résultats obtenus, on constate que les trois techniques convergent vers un minimum global tenant compte de toutes les contraintes imposées par le fonctionnement du système de protection sur un réseau de transport électrique. Ceci démontre l'efficacité et la robustesse des techniques métaheuristiques.

Il faut noter ici que la technique SOA est la plus efficace par rapport aux techniques GSA et FOA en termes de convergence, rapidité et des résultats optimisés notamment ceux relatif au CTI.

Conclusion Générale et Perspectives

Les travaux de cette thèse ont porté sur la problématique de l'intégration des systèmes FACTS séries (TCSC, GCSC et TCSR) sur les performances de deux relais de protection principale à savoir protection à distance et protection à maximum de courant à courbe inverse protégeant dans un premier cas une ligne de transport algérien et dans un deuxième cas un réseau bouclé de huit jeux de barre pour trois types de défauts : monophasé, biphasé isolé et triphasé symétrique.

Dans un premier temps, nous avons rappelé exposer le principe de fonctionnement et la réactance apparente contrôlée de trois systèmes FACTS séries suivi de l'impact de ces trois FACTS sur les systèmes de protection et plus spécialement le problème que pose la coordination des relais.

Nous avons d'abord analysé les problèmes classiques induits par l'intégration des systèmes FACTS notamment sur plan de protection et leur impacts sur l'impédance mesurée et plus particulièrement sur la réactance des zones de la protection à distance ainsi que l'impact sur le courant mesuré et le temps de déclenchement des relais de protection à maximum de courant à courbe inverse.

Ensuite dans un deuxième temps nous avons présenté d'une manière générale, la manière d'implanter de nouveaux algorithmes d'optimisation pour résoudre le problème de la coordination entre les relais de protection à maximum de courant à courbe inverse en présence des systèmes FACTS.

Nous avons proposé une solution basée sur l'application de trois nouveaux algorithmes d'optimisation métaheuristique : GSA (Gravitational Search Algorithm), FOA (Firefly Optimization Algorithm) et SOA (Seeker Optimization Algorithm) pour résoudre le problème de la coordination entre les relais de protection maximum de courant à courbe inverse en absence et en présence d'un système FACTS de type TCSC fonctionnant en deux modes d'opération (inductif et capacitif) installé sur une ligne d'un réseau de transport bouclé de huit jeux de barres.

Perspectives :

Dans le cadre de ce travail de recherche nous envisageons plusieurs voies principales à approfondir à savoir :

- Etudier l'impact des systèmes FACTS shunt et hybride notamment le STATCOM, SVC, TCVR et UPFC.
- Le deuxième point porte sur la méthode de la protection coordonnée proposée dans le dernier chapitre, il serait nécessaire de l'appliquer sur des réseaux plus grands à savoir les réseaux de transport (IEEE 14, 30 et 57 bus, ... etc.) et les réseaux de distribution (IEEE 33, 69 et 118 bus, ... etc.).

- Envisager différentes techniques d'optimisation : telle que les techniques Hierarchical Multi-Objectives : Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II), Non-dominated Sorting Particle Swarm Optimization (NSPSO), et Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2). Ainsi les technique d'optimisation hybride : PSO-GA, PSO-EA et LP-DEA, ... etc.
- Etudier l'impact de ces systèmes sur autres relais de protection notamment : protection wattermique homopolaire (PWH), protection de terre résistante (PTR), protection différentielle ligne (PDL) et protection de composante inverse (PCI).
- Etudier l'impact de d'autres équipements installés dans le réseau électrique sur le calcul le court-circuit et les systèmes de protection comme : limiteur de courant de court-circuit (LCC), sources d'énergie renouvelable (SER), génératrice d'énergie dispersée (GED), et les harmoniques, ainsi que le problème de saturation de transformateurs de courant.

Enfin nous pouvons imaginer, à terme, de valider la stratégie de protection proposée sur un système étudié en implémentant de vraies protections sur un banc d'essai expérimental au laboratoire.

Références Bibliographiques

- [1] K.K. Sen, and M.L. Sen, “*Introduction to FACTS Controllers: Theory, Modeling and Applications*”, John Wiley & Sons, Inc., and IEEE Press, New Jersey - USA, 2009.
- [2] K.R. Padiyar, “*FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution*”, New Age International Publishers, New Delhi - India, 2007.
- [3] X.P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, “*Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*”, Springer Publishers, Heidelberg - Germany, 2006.
- [4] E. Acha, C.R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, and C. Angeles-Camacho, “*FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*”, John Wiley & Sons Ltd Publication, London - England, 2004.
- [5] R.M. Mathur, and R.K. Varma, “*Thyristor Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*”, John Wiley & Sons, Inc. Publication and IEEE Press, New York - USA, 2002.
- [6] N.G. Hingorani, and L. Gyugyi, “*Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*”, published by IEEE Press, New York - USA, 2000.
- [7] S. Gerbex, “*Métaheuristiques Appliquées au Placement Optimal de Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique*”, thèse de doctorat à l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Suisse, 2003.
- [8] 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.
- [9] M. Zellagui, “*Étude des Protections des Réseaux Électriques Moyenne Tension (30 et 10 kV)*”, thèse de magistère en électrotechnique à l'université de Constantine, Algérie, juillet 2010.
- [10] M. Lami, “*Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Energie Electrique*”, Vol. 2, publié par Electricité de France (EDF), Paris - France, février 2003.
- [11] AREVA, “*Network Protection & Automation Guide*”, Published by AREVA, Paris - France, 2010.
- [12] J.L. Blackburn, and T.J. Domin, “*Protective Relaying: Principles and Applications*”, Third Edition, Published by CRC Press and Taylor & Francis Group, USA, 2006.
- [13] 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), USA, 18-21 August, 1998.
- [14] 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.
- [15] T.S. Sidhu, and M. Khederzadeh, “*TCSC Impact on Communication-Aided Distance Protection Schemes and Mitigation*”, IET Conference on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 152, Issue 5, pp. 714-728, September, 2005.
- [16] S.R. Samantaray, P.K. Dash, G. Panda, and B.K. Panigrahi, “*Distance Protection of Compensated Transmission Line Using Computational Intelligence*”, Journal of Computer Science, Vol. 3801, pp.163-169, 2005.
- [17] 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, 2006.

- [18] S. Jamali, and H. Shateri, “*Effects of Instrument Transformers Location on Measured Impedance by Distance Relay in Presence of TCSC*”, 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC), London - UK, 28-31 March, 2006.
- [19] 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.
- [20] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Comparing TCSC Placements on Line Ends and Mid-Point from Measured Impedance Point of View*”, 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), Harbin - China, pp. 1129- 1134, 23-25 May, 2007.
- [21] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Measured Impedance by Distance Relay for Inter Phase Faults in Presence of TCSC on Next Line*”, IEEE Region 10 Conference TENCON, Hyderabad - India, 19-21 November 2008.
- [22] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Measured Impedance by Distance Relay for Inter Phase Faults with TCSC on a Double Circuit Line*”, 18th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Sydney - Australia, 14-17 December, 2008.
- [23] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Measured Impedance for Inter Phase Faults in Presence of TCSC Considering MOV Operation*”, IEEE Canada Electric Power Conference (EPEC), Vancouver - Canada, 6-7 October, 2008.
- [24] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Comparing TCSC Placements on Mid-point and Ends of Second Circuit of Double Circuit Line from Measured Impedance Point of View*”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago - USA, 21-24 April, 2008.
- [25] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Effects of Voltage Transformers Connection Point on Measured Impedance at Relaying Point for Inter Phase Faults in Presence of TCSC*”, 2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Johor Baharu - Malaysia, 1-3 December, 2008.
- [26] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Distance Relay Over-Reaching due to TCSC Presence on Second Circuit of Double Circuit Line Considering MOV Operation*”, The 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON), pp. 738-743, Ajaccio - France, 5-7 May, 2008.
- [27] Q. Liu, and Z. Wang, “*Research on the Influence of TCSC to EHV Transmission Line Protection*”, International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technology (DRPT), Nanjing - China, 6-9 April, 2008.
- [28] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Measured Impedance by Distance Relay with Positive Sequence Voltage Memory in Presence of TCSC*”, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE), Seattle - USA, 15-18 March, 2009.
- [29] A. Hosny, and M. Safiuddin, “*ANN-Based Protection System for Controllable Series-Compensated Transmission Lines*”, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE), Seattle - USA, 15-18 March, 2009.
- [30] P.A. Kulkarni, R.M. Holmukhe, K.D. Deshpande, and P.S. Chaudhari, “*Impact of TCSC on Protection of Transmission Line*”, International Conference on Energy Optimization and Control (ICEOC), Maharashtra - India, 28-30 December, 2010.
- [31] P.S. Chaudhari, P.P. Kulkarni, R.M. Holmukhe, and P.A. Kulkarni, “*TCSC for Protection of Transmission Line*”, 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology, Goa - India, 19-21 November, 2010.
- [32] H. Rastegar, and A.P. Khansaryan, “*A New Method for Adaptive Distance Relay Setting in the Presence of SSSC Using Neural Networks*”, 1st IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (CIEA), Singapore - Malaysia, 24-26 May, 2006.

- [33] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Effects of Instrument Transformers Connection Point on Measured Impedance by Distance Relay in Presence of SSSC*”, IEEE International Conference on Power System Technology (PowerCon), Chongqing - China, 22-26 October, 2006.
- [34] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Effects of SSSC on Distance Relay Tripping Characteristic*”, IEEE International Power and Energy Conference (PECon), Putra Jaya - Malaysia, 28-29 November, 2006.
- [35] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Distance Relay Tripping Characteristic in Presence of SSSC on Next Line*”, IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (PowerEng), Setubal - Portugal, 12-14 April, 2007.
- [36] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Voltage Inversion due to SSSC Presence on Second Circuit of Double Circuit Line Causing Distance Relay Mal-operation*”, Mediterranean Conference on Control & Automation (MED), Athens-Greece, 27-29 June, 2007.
- [37] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Distance Relay Mal-Operation due to Presence of SSSC on Adjacent Lines in Inter Phase Faults*”, IEEE Region 5 Conference, Kansas City - USA, 17-20 April, 2008.
- [38] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Effect of Instrument Transformers Connection Point on Distance Relay Operation in Presence of SSSC*”, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pennsylvania - USA, 20-24 July, 2008.
- [39] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Effects of Instrument Transformers Connection Point on Measured Impedance by Distance Relay in Presence of SSSC*”, Scientia Iranica, Vol. 15, No. 6, pp. 517-524, 2008.
- [40] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Effects of Voltage Transformer Connection Point on Measured Impedance at Relaying Point in Presence of SSSC for Inter Phase Faults*”, Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Sydney - Australia, 14-17 December, 2008.
- [41] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Effects of SMES Equipped SSSC on Distance Relay Tripping Characteristic*”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago - USA, 21-24 April, 2008.
- [42] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Measured Impedance by Distance Relay for Inter Phase Faults in Presence of SSSC on a Double Circuit Transmission Line*”, IEEE Region 10 Conference (TENCON), Hyderabad - India, 19-21 November, 2008.
- [43] A. Kazemi, S. Jamali, and H. Shateri, “*Distance Relay Ideal Tripping Characteristic for Inter Phase Faults in Presence of SSSC on Next Line*”, International Conference on Electrical and Computer Engineering (ICECE), Dhaka-Bangladesh, 20-22 December, 2008.
- [44] S. Jamali, A. Kazemi, H. Shateri, “*Voltage Inversion due to Presence of SSSC on Adjacent Lines and Distance Relay Mal-Operation*”, IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), Chengdu - China, 21-24 April, 2008.
- [45] S. Jamali, A. Kazemi, H. Shateri, “*Distance Relay Over-reaching due to SSSC Presence on Second Circuit of Double Circuit Line*”, 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), Singapore - Malaysia, 3-5 June, 2008.
- [46] A. Kazemi, S. Jamali, H. Shateri, “*Comparing Impacts of SSSC and STATCOM on Measured Impedance at Relaying Point*”, IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES-GM), Calgary - Canada, 26-30 July, 2009.
- [47] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Modified Distance Protection in Presence of SSSC on a Transmission Line*”, IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES-GM), Calgary - Canada, 26-30 July, 2009.
- [48] S. Jamali, A. Kazemi, and H. Shateri, “*Measured Impedance by Distance Relay for Inter Phase Faults in Presence of SSSC*”, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, (PSCE), Seattle - USA, 15-18 March, 2009.

- [49] M. Khederzadeh, A. Ghorbani, and A. Salemnia, “*Impact of SSSC on the Digital Distance Relaying*”, IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES), Calgary - Canada, 26-30 July, 2009.
- [50] A. Shojaei, and S.M. Madani, “*Analysis of Measured Impedance by Distance Relay in Presence of SSSC*”, 5th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD), Brighton - UK, 19-21 April, 2010.
- [51] S. Maturu, and U.J. Shenoy, “*Impact of STATCOM and SSSC Based Compensation on Transmission Line Protection*”, 16th National Power Systems Conference, Hyderabad - India, 15-17 December, 2010.
- [52] S. Jamali, and H. Shateri, “*Locus of Apparent Impedance of Distance Protection in the Presence of SSSC*”, European Transactions on Electrical Power (ETEP), Vol. 21, No. 1, pp. 398-412, 2011.
- [53] P. Jena, and A.K. Pradhan, “*A Positive Sequence Directional Relaying Algorithm for Series Compensated Line*”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 25, No. 4, pp. 2288-2298, 2010.
- [54] P. Jena, and A.K. Pradhan, “*An Integrated Approach for Directional Relaying of the Double-Circuit Line*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No. 3, pp. 1783-1792, 2011.
- [55] M. Biswal, B.B. Pati and A.K. Pradhan, “*Directional Relaying of Series-Compensated Line using an Integrated Approach*”, Electric Power Components and Systems, Vol. 40, No. 7, pp. 691-710, 2012.
- [56] M. Biswal, B.B. Pati, and A.K. Pradhan, “*Directional Relaying for Double Circuit Line with Series Compensation*”, IET Generation, Transmission and Distribution, Vol. 7, No. 4, pp. 405-413, April 2013.
- [57] P. Jena, and A.K. Pradhan, “*Directional Relaying in the Presence of a Thyristor-Controlled Series Capacitor*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No. 2, pp. 628-636, April 2013.
- [58] A.J. Urdaneta, H. Restrepo, S. Marquez, and J. Sanchez, “*Coordination of Directional Overcurrent Relay Timing using Linear Programming*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, pp. 122-129, 1996.
- [59] A.S. Braga, and J.T. Saraiva, “*Coordination of Directional Overcurrent Relays in Meshed Networks using the Simplex Method*”, IEEE Mediterranean on Electrotechnical Conference (MELECON), Bari - Italy, 13-16 May 1996.
- [60] D. Birla, R.P. Maheshwari, and H.O. Gupta, “*A New Nonlinear Directional Overcurrent Relay Coordination Technique, and Banes and Boons of Near-End Faults Based Approach*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 3, pp. 1176-1182, 2006.
- [61] P.P. Bedekar, S.R. Bhide, and V.S. Kale, “*Optimum Time Coordination of Overcurrent Relays using Two Phase Simplex Method*”, Journal of World Academy of Science, Engineering and Technology, Vol. 28, pp. 1110-1114, 2009.
- [62] A.S. Noghabi, H.R. Mashhadi, and J. Sadeh, “*Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Different Network Topologies using Interval Linear Programming*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 3, pp. 1348-1354, 2010.
- [63] D. Birla, R. Prakash, H. Om, K. Deep, and M. Thakur, “*Application of Random Search Technique in Directional Overcurrent Relay Coordination*”, International Journal of Emerging Electrical Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 1-14, 2006.
- [64] M. Ojaghi, Z. Sudi, and J. Faiz, “*Implementation of Full Adaptive Technique to Optimal Coordination of Overcurrent Relays*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No. 1, pp. 235-244, 2013.
- [65] C.R. Chen, C.H. Lee, and C.J. Chang, “*Optimal Overcurrent Relay Coordination in Power Distribution System using a New Approach*”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 45, pp. 217-222, 2013.
- [66] F. Razavi, H.A. Abyaneh, M. Al-Dabbagh, R. Mohammadi, and H. Torkaman, “*A New Comprehensive Genetic Algorithm Method for Optimal Overcurrent Relays Coordination*”, Electric Power Systems Research, Vol. 78, No. 4, pp. 713-720, 2008.

- [67] P.P. Bedekar, and S.R. Bhide, "*Optimum Coordination of Overcurrent Relay Timing using Continuous Genetic Algorithm*", Expert Systems with Applications, Elsevier, Vol. 38, pp. 11286-11292, 2011.
- [68] A.S. Noghabi, J. Sadeh, and H.R. Mashhadi, "*Considering Different Network Topologies in Optimal Overcurrent Relay Coordination Using a Hybrid GA*", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 4, pp. 1857-1863, 2009.
- [69] P.P. Bedekar and S.R. Bhide, "*Optimum Coordination of Directional Overcurrent Relays using the Hybrid GA-NLP Approach*", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No. 1, pp. 109-119, 2011.
- [70] M.M. Mansour, S.F. Mekhamer, and N. El-Sherif El-Kharbawe, "*A Modified Particle Swarm Optimizer for the Coordination of Directional Overcurrent Relays*", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 3, pp. 1400-1410, 2007.
- [71] H.H. Zeineldin, E.F. El-Saadany, and M.M.A. Salama, "*Optimal Coordination of Overcurrent Relays using a Modified Particle Swarm Optimization*", Electric Power Systems Research, Vol. 76, pp. 988-995, 2006.
- [72] H. Leite, J. Barros, and V. Miranda, "*The Evolutionary Algorithm EPSO to Coordinate Directional Overcurrent Relays*", 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP), Manchester - UK, 29 March -1 April, 2010.
- [73] D. Uthitsunthorn, P. Pao-la-Or, and T. Kulworawanichpong, "*Application of Artificial Bees Colony Algorithm for Optimal Overcurrent Relay Coordination Problems*", ECTI Transactions on Electrical Eng., Electronics, and Communications, Vol. 10, No. 1, pp. 98-107, 2012.
- [74] J.A. Sueiro, E. Diaz-Dorado, E. Míguez, and J. Cidrás, "*Coordination of Directional Overcurrent Relay using Evolutionary Algorithm and Linear Programming*", Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, Vol. 42, pp. 299-305, 2012.
- [75] R. Thangaraj, T.R. Chelliah, and M. Pant, "*Overcurrent Relay Coordination by Differential Evolution Algorithm*", IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), Bengaluru - India, December16-19, 2012.
- [76] R. Thangaraj, M. Pant, and K. Deep, "*Optimal Coordination of Overcurrent Relays using Modified Differential Evolution Algorithms*", Engineering Applications of Artificial Intelligence, Elsevier, Vol. 23, No. 5, pp. 820-829, 2010.
- [77] M. Mohseni, A. Afroomand, and F. Mohsenipour, "*Optimum Coordination of Overcurrent Relays Using SADE Algorithm*", 16th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC), Bandar Abbas - Iran, 19-20 April, 2011.
- [78] M. Barzegari, S.M.T. Bathaee, and M. Alizadeh, "*Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays using Harmony Search Algorithm*", 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Prague - Czech Republic, 16-19 May, 2010.
- [79] A. Fetanat, G. Shafipour, and F. Ghanatir, "*Box-Muller Harmony Search Algorithm for Optimal Coordination of directional Overcurrent Relays in Power System*", Scientific Research and Essays, Vol. 6, No.19, pp. 4079-4090, 2011.
- [80] T. Amraee, "*Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm*", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, No. 3, pp. 1415-1422, 2012.
- [81] M. Singh, B.K. Panigrahi, and A.R. Abhyankar, "*Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays using Teaching Learning-Based Optimization (TLBO) Algorithm*", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 50, pp. 33-41, 2013.
- [82] J. Grainger, and W.D. Stevenson, "*Power System Analysis*", USA, 1994.
- [83] O.I. Elgerd, "*Electric Energy Systems Theory*", McGraw-Hill International Edition, Canada, 1983.
- [84] P.M. Anderson, "*Analysis of Faulted Power Systems*", published by Iowa State Press, USA, 1973.

- [85] J. Schlabbach, “*Short-Circuit Currents*”, second edition, Published by the Institution of Engineering and Technology (IET), London - UK, June 2008.
- [86] N.D. Tleis, “*Power Systems Modelling and Fault Analysis - Theory and Practice*”, Published by Elsevier Limited, Oxford - UK, 2008.
- [87] C.L. Fortescue, “*Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks*”, *Transactions of AIEE*, Vol. 37, pp. 1027-1140, 1918.
- [88] J.L. Blackburn, “*Symmetrical Components for Power Systems Engineering*”, 1993.
- [89] G. Zigler, “*Numerical Distance Protection: Principles and Applications*”, Third Edition, Publics Corporate Publishing, Berlin - Germany, March 2008.
- [90] M. Zellagui, and A. Chaghi, “*Distance Protection for Electrical Transmission Line: Equipments, Settings Zones and Tele-Protection*”, Published by LAP Lambert Academic Publishing, ISSN: 978-3-659-15790-5, Saarbrücken - Germany, June 2012.
- [91] IEEE Standard C37.113-1999, “*IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*”, Published by the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), New York - USA, 1999.
- [92] N. Manamani, “*Philosophie des Réglages des Protections de Réseaux Sonelgaz*”, *Document Technique de Group Sonelgaz*”, GRTE Sétif, Département contrôles et essais, Juin 2010.
- [93] P.M. Anderson, “*Power System Protection*”, published by McGraw-Hill, New York, USA, 1999.
- [94] J.L. Blackburn, and T.J. Domin, “*Protective Relaying: Principles and Applications*”, Third Edition, Published by CRC Press and Taylor & Francis Group, USA, 2006.
- [95] S.H. Horowitz, and A.G. Phadke, “*Power System Relaying*”, 3rd Edition, Published by John Wiley & Sons Ltd, London, England, 2008.
- [96] 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.
- [97] Standard, “IEC 60255-3: Electrical Relay - Part 3”, published by International Electrotechnical Commission, Geneva - Switzerland, March 1998.
- [98] 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.
- [99] IEEE Committee Report, “*Computer Representation of Overcurrent Relay Characteristics*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, pp. 1659-1667, 1989.
- [100] E. Rashedi, H. Nezamabadi-Pour, and S. Saryazdi, “*BGSA: Binary Gravitational Search Algorithm*”, *Natural Computing*, Vol. 9, No. 3, pp.727-745, 2009.
- [101] E. Rashedi, H. Nezamabadi-Pour, and S. Saryazdi, “*GSA: A Gravitational Search Algorithm*”, *Information Sciences*, Vol. 179, No. 13, pp. 2232-2248, 2009.
- [102] X.S. Yang, “*Nature-Inspired Meta-Heuristic Algorithms*”, published by Luniver Press, United Kingdom, March 2008.
- [103] X.S. Yang, “*Firefly Algorithm for Multimodal Optimization, Stochastic Algorithms: Foundations and Applications*”, SAGA, Lecture Notes in Computer Sciences, Springer, Vol. 5792, pp. 169-178, 2009.
- [104] X.S. Yang, “*Firefly Algorithm, Stochastic Test Functions and Design Optimisation*”, *International Journal of Bio-Inspired Computation (IJBIC)*, Vol. 2, No. 2, pp.78-84, 2010.
- [105] C. Dai, Y. Zhu, and W. Chen, “*Seeker Optimization Algorithm*”, *Computational Intelligence and Security, Lecture Notes in Artificial Intelligence*, Springer, Vol. 4456, pp. 167-176, 2007.
- [106] C. Dai, W. Chen, Y. B. Shaw, V. Mukherjee, and S.P. Ghoshal, “*Seeker Optimisation Algorithm - Application to the Solution of Economic Load Dispatch Problems*”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 5, No. 1, pp. 81-91, 2011.

- [107] M. Ezzeddine, and R. Kaczmarek, “*Reduction of Effect of Coordination Constraints in the Linear Optimization of Operating Times of Overcurrent Relays*”, 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON), Ajaccio - France, 5-7 May, 2008.
- [108] M. Bashir, M. Taghizadeh, J. Sadeh, and H.R. Mashhadi, “*A New Hybrid Particle Swarm Optimization for Optimal Coordination of Overcurrent Relay*”, IEEE International Conference on Power System Technology (PowerCon), Hangzhou - China, 24-28 October, 2010.
- [109] R. Benabid, M. Zellagui, M. Boudour, and A. Chaghi, “*Considering the Series Compensation in Optimal Coordination of Directional Overcurrent Protections using PSO Technique*”, IEEE Jordan Conference on Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT), Oman - Jordan, 3-5 December, 2013.

A.1) - Architecture du réseau groupe SONELGAZ

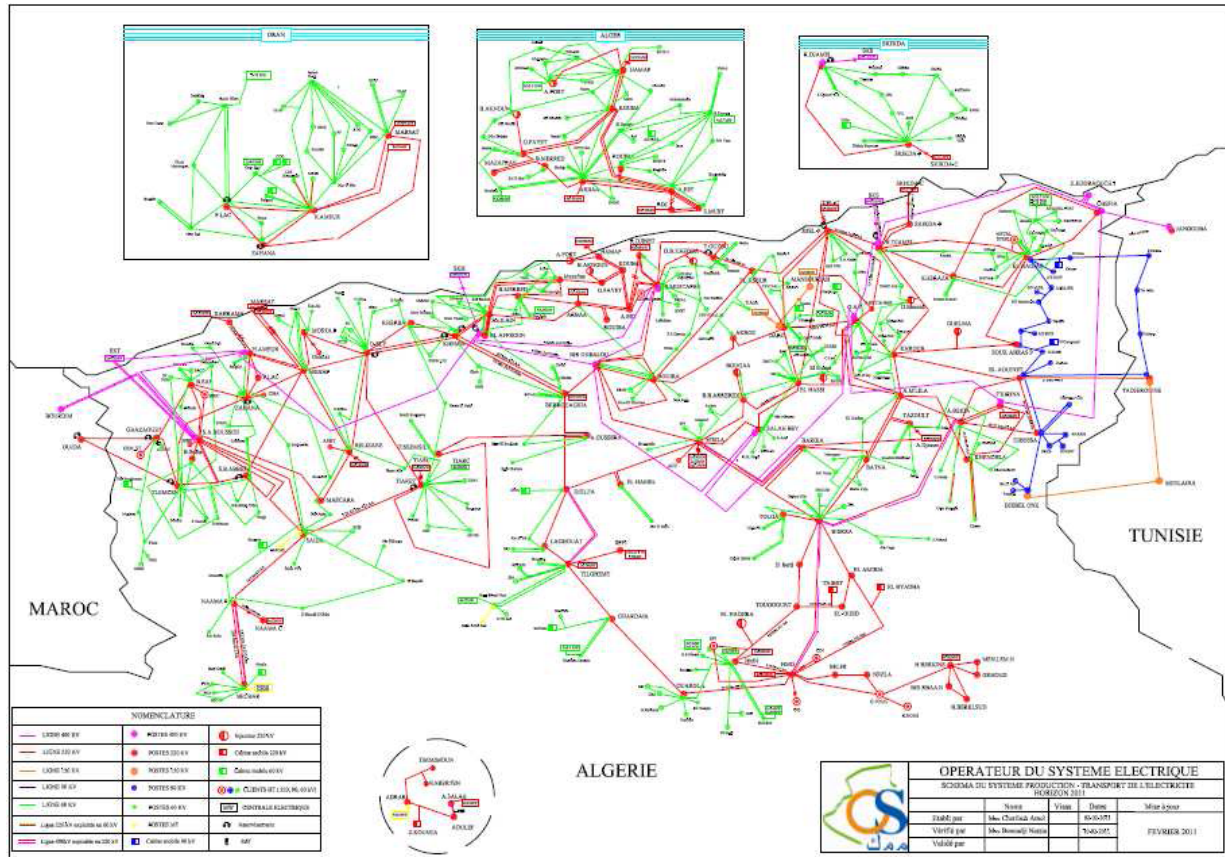


Fig. 1. Architecteur du réseau du transport d'électricité en Algérie (Groupe Sonelgaz, 2011).

A.2) - Paramètres de la ligne protégée

Poste A : SALAH BEY (Sétif)

Poste B : BIR GHBALOU (Bouira)

Longueur : 205 km

Section = 954 mm²

$f = 50$ Hz

$U_{nom} = 400$ kV

$I_{nom} = 1700$ A

$FP = 0.90$

$S_{nom} = 1200$ MVA

$Z_1 = 0,0291 + j 0,3081 \Omega/\text{km}$

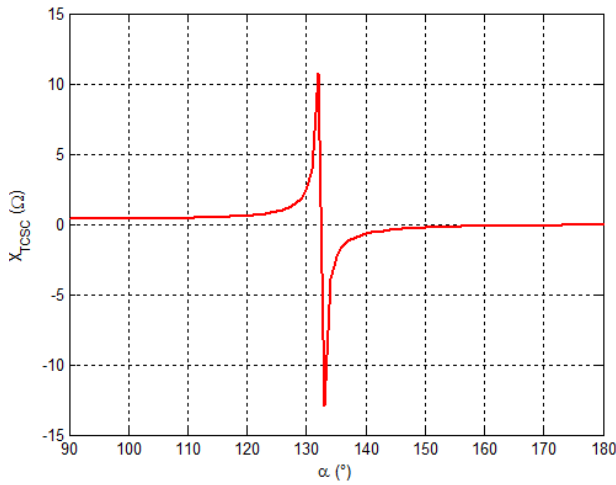
$Z_0 = 0,0873 + j 0,9243 \Omega/\text{km}$

$G = 0,000$

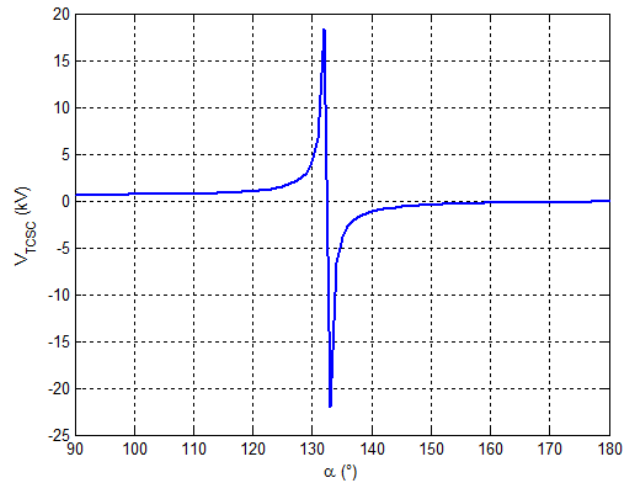
$C = 12,002$ nF/km

B.1) - TCSC

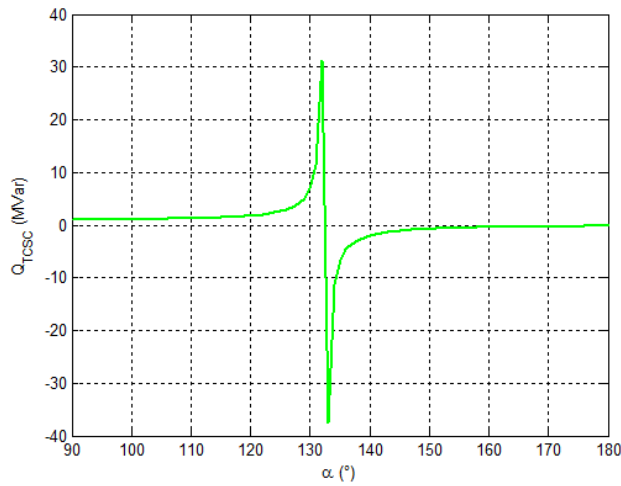
Capacité (C) = 83,00 μF ,
 Inductance (L) = 0,19 mH,
 Réactance inductif minimum ($X_{L.min}$) = 0,383 Ω ,
 Réactance inductif maximum ($X_{L.max}$) = 10,768 Ω ,
 Réactance capacitif minimum ($X_{C.min}$) = 0,0707 Ω ,
 Réactance capacitif maximum ($X_{C.max}$) = - 12,977 Ω ,
 Puissance réactive absorbé ($Q_{L.max}$) = 31 MVar,
 Puissance réactive fournie ($Q_{C.max}$) = - 38 MVar,
 Semi-conducteur : Thyristor.



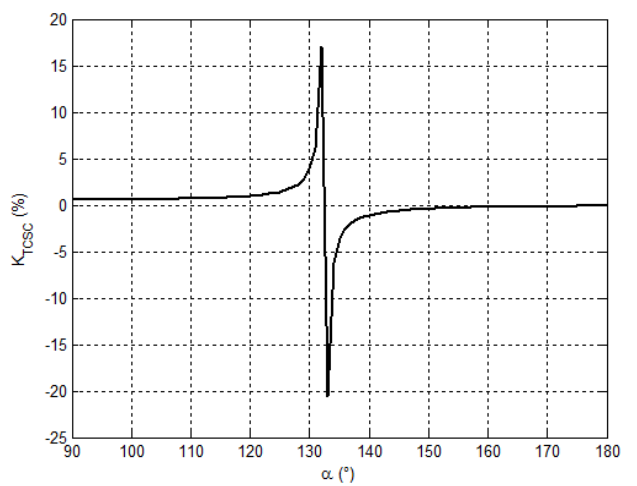
(a)



(b)



(c)

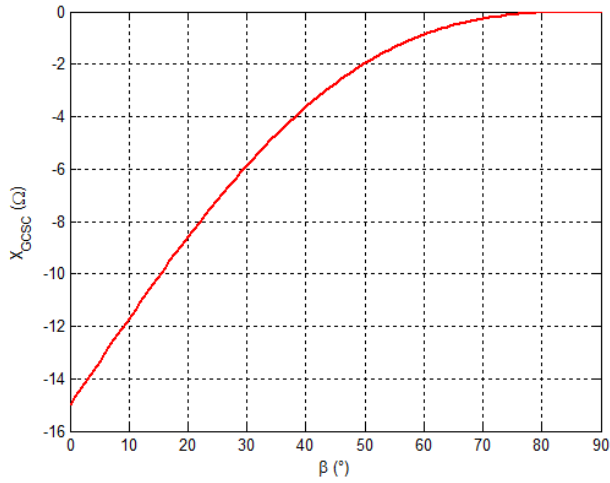


(d)

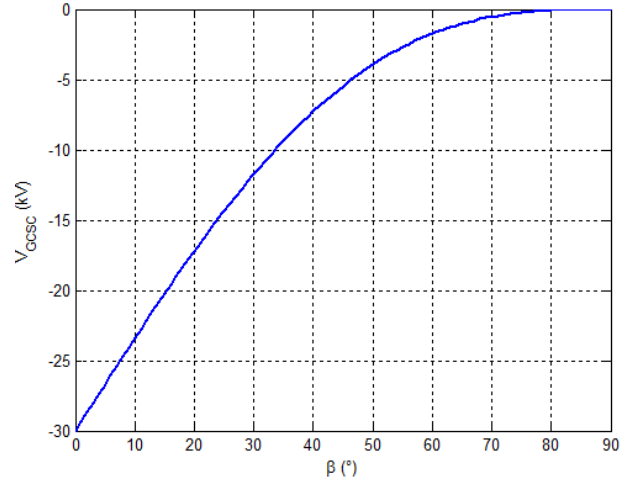
Fig. B.1. Les courbes caractéristiques du TCSC étudié.
 a). $X_{TCSC}(\alpha)$, b). $V_{TCSC}(\alpha)$, c). $Q_{TCSC}(\alpha)$, d). $K_{TCSC}(\alpha)$.

B.2) - GCSC

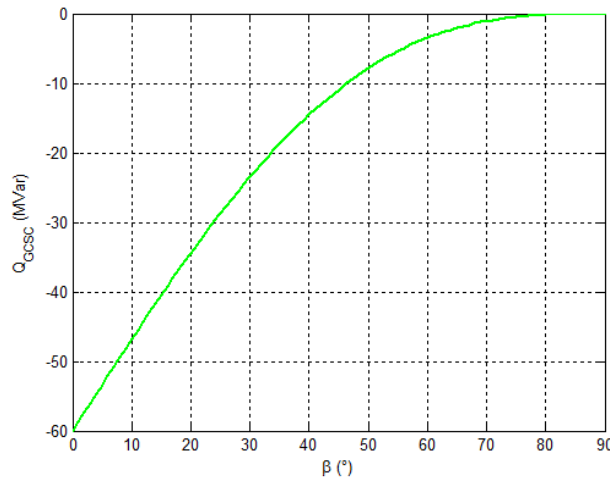
Capacité (C) = 212,206 μF ,
 Réactance maximale ($X_{C,max}$) = 15,00 Ω ,
 Puissance réactive maximum (Q_{C-max}) = 60 MVar,
 Semi-conducteur : GTO.



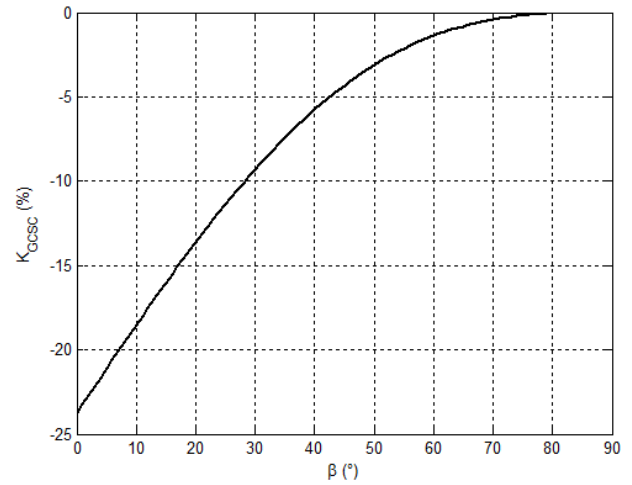
(a)



(b)



(c)

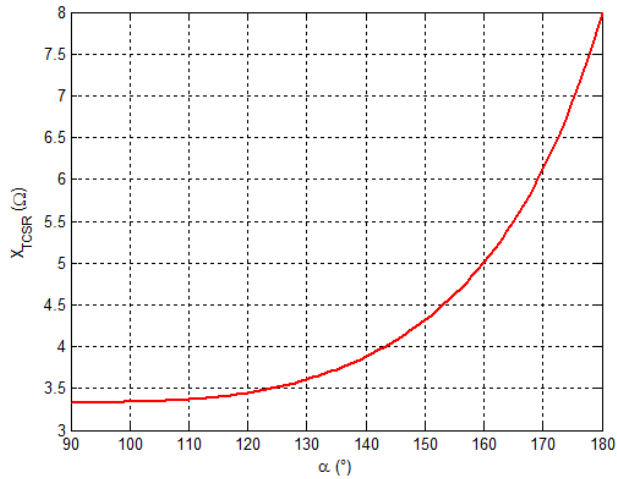


(d)

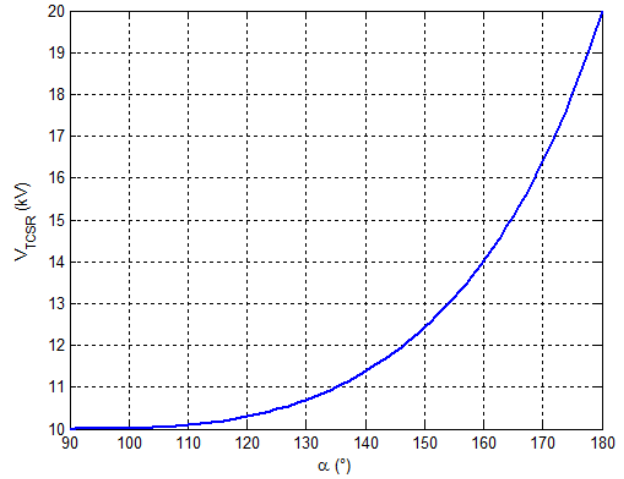
Fig. B.2. Les courbes caractéristiques du GCSC étudié.
 a). $X_{GCSC}(\beta)$, b). $V_{GCSC}(\beta)$, c). $Q_{GCSC}(\beta)$, d). $K_{GCSC}(\beta)$.

B.3) - TCSR

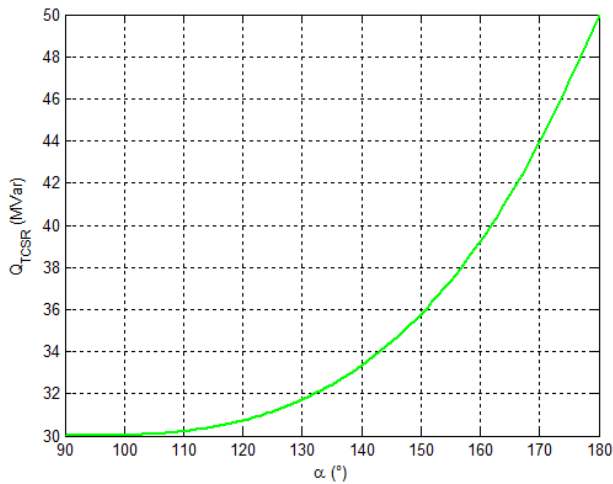
Inductance fixe (L_1) = 10,600 mH,
 Inductance commandé (L_2) = 18,189 mH,
 Réactance maximale (X_{max}) = 8,00 Ω ,
 Réactance minimum (X_{min}) = 3,40 Ω ,
 Puissance réactive contrôlé (Q_L) = 50 MVar,
 Puissance réactive fixe (Q_C) = 20 MVar,
 Semi-conducteur : Thyristor.



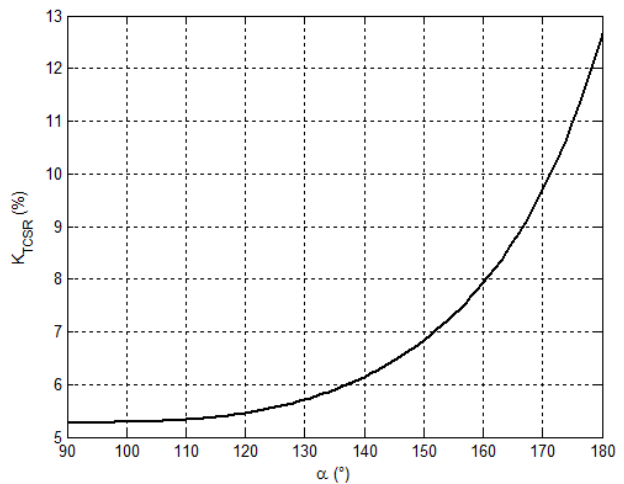
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. B.3. Les courbes caractéristiques du TCSR étudié.

a). $X_{TCSR}(\alpha)$, b). $V_{TCSR}(\alpha)$, c). $Q_{TCSR}(\alpha)$, d). $K_{TCSR}(\alpha)$.

C. 1). Transformateur de courant

$$I_{TC1} = 1800 \text{ A},$$

$$I_{TC2} = 1 \text{ A},$$

Puissance de précision = 60 VA,

Class de précision = 10P10.

C. 2). Transformateur de tension

$$V_{TT1} = 400000 / \sqrt{3} \text{ V},$$

$$V_{TT2} = 100 / \sqrt{3} \text{ V},$$

Puissance de précision = 120 VA,

Class de précision = 3P10.

D. 1) - Ligne du transport

Ligne	V_n (kV)	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Y (S/km)	l (km)
1 - 2	150	0,0040	0,0500	0,0000	100
1 - 3	150	0,0057	0,0714	0,0000	70
3 - 4	150	0,0050	0,0563	0,0000	80
4 - 5	150	0,0050	0,0450	0,0000	100
5 - 6	150	0,0045	0,0409	0,0000	110
2 - 6	150	0,0044	0,0050	0,0000	90
1 - 6	150	0,0040	0,0500	0,0000	100

D. 2) - Générateur synchrone

No.	Bus	S_n (MVA)	V_n (kV)	X_{sc} (%)
1	7	150	10	15
2	8	150	10	15

D. 3) - Transformateur de puissance

No.	Bus-Bus	S_n (MVA)	$V_{n,p}$ (kV)	$V_{n,s}$ (kV)	R_{TR} (Ω)	X_{TR} (Ω)	X_{sc} (%)
1	7 – 1	150	10	150	0,145	0,325	4
2	8 – 6	160	10	150	0,145	0,325	4

D. 4) - Charge électrique

No.	Bus	P (MW)	Q (MVar)
1	2	40	20
2	3	60	40
3	4	70	40
4	5	70	50

D. 5) - Rapport des TC

No. Relais	I_{n2} / I_{n1}	K_{TC}
1	1200 / 5	240
2	1200 / 5	240
3	800 / 5	160
4	1200 / 5	240
5	1200 / 5	240
6	1200 / 5	240
7	800 / 5	160
8	1200 / 5	240
9	800 / 5	160
10	1200 / 5	240
11	1200 / 5	240
12	1200 / 5	240
13	1200 / 5	240
14	800 / 5	160

E.1) - Gravitational Search Algorithm (GSA)

- $G_0 = 100$,
- $\alpha = 10$,
- $N = 50$,
- $K_0 = 50$,
- $Iter_{max} = 200$.

E.2) - Firefly Optimization Algorithm (FOA)

- $\alpha = 0.5$,
- $\gamma = 1.0$,
- $\beta_0 = 0.2$,
- $n = 100$,
- $Iter_{max} = 180$.

E.3) - Seeker Optimization Algorithm (SOA)

- $S = 80$,
- $\mu_{max} = 0.9500$,
- $\mu_{min} = 0.0111$,
- $K = 3.0$,
- $\omega_{max} = 0.8$,
- $\omega_{min} = 0.2$,
- $Iter_{max} = 120$.