

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف 1

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF 1

UFAS (ALGERIE)

THÈSE

En vue de l'obtention du diplôme de

Doctorat en sciences en électrotechnique

Option : Réseaux électriques

Présentée par : **Fethi BOUSSADIA**

Thème

Optimisation de la sécurité des réseaux électriques de puissance par des systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS

Soutenu le 18/04/2019 devant le jury proposé de:

M. Ahmed GHARBI	Prof à Université Ferhat Abbas Sétif 1	Président
M. Saad BELKHIAT	Prof à Université Ferhat Abbas Sétif 1	Directeur de thèse
M. Tarek BOUKTIR	Prof à Université Ferhat Abbas Sétif 1	Examineur
M. Lotfi ALOUI	Prof à Université Med Khider Biskra	Examineur
M. Mohmed Mimoune SOURI	Prof à Université Med Khider Biskra	Examineur
M. Sabir MESSALTI	Prof à Université Med Boudiaf M'sila	Examineur

Année 2019

-Dédicace-

A la mémoire de mon père disparu trop tôt, Que Dieu, le miséricordieux, vous accueille dans son éternel paradis.

A ma très chère mère, qu'ALLAH ta protège et t'accorde longue vie dans la santé !

A ma femme et mon fils Mohamed Younes, merci pour votre patience,

A mes frères et sœur, merci pour vos encouragements,

A tous ceux qui m'ont enseigné, je vous suis très reconnaissant,

A tous mes amies, merci pour tous les moments passés ensemble,

A Mohammed Seyyedi, merci pour tes encouragements et les moments inoubliables à Ankara.

Remerciements

En tout premier lieu, je remercie le bon Dieu, tout puissant, de m'avoir accordé vie, santé et paix de l'esprit pour achever ce travail de recherche.

Les travaux de recherche présentés dans cette thèse ont été effectués en deux phases. Les travaux de la première phase ont été réalisés au sein de la division des études de la direction opérateur système électrique de l'Algérie (Dispatching National) et ceux de la deuxième phase ont été effectués au niveau de laboratoire Smart Grid de l'université Gazi (Ankara, Turquie).

Tout d'abord, je voudrais exprimer ma reconnaissance profonde envers mon directeur de thèse Monsieur Saad Belkhiat, Professeur à l'université Ferhat Abbas Sétif 1, pour m'avoir confié et dirigé ce projet de recherche. Ses conseils, sa confiance et sa disponibilité sont la meilleure preuve de l'intérêt porté à ce travail.

Je tiens à remercier Monsieur Hassan Aksouh, chef département à la direction opérateur système de m'avoir aidé à effectuer mon stage au niveau de sa direction. Je remercie particulièrement Madame Makhloufi Saida qui a su m'apporter un soutien sans faille notamment en ce qui concerne la maîtrise des outils de simulations, sans sa collaboration, je peux franchement dire que ce travail n'aurait jamais été réalisé.

Je voudrais ensuite exprimer mes vifs remerciements à Ramazane Bayindir (Professeur à l'université de Gazi Ankara Turquie) pour m'avoir invité et accepté au sein de son laboratoire de recherche Smart Grid. Je tiens à remercier aussi ümit Çetinkaya doctorant en niveau ce laboratoire de m'avoir aidé à réunir les informations et les données qui pouvaient me servir dans la réalisation des données expérimentales. Sans lui, je n'aurais pas pu développer et valider cette partie importante de mon travail.

J'adresse également mes sincères remerciements à M. Ahmed Gharbi (Professeur à l'Université Ferhat Abbas Sétif 1) d'avoir accepté de présider le jury de cette thèse, à M. Tarek BOUKTIR (Professeur l'Université Ferhat Abbas Sétif 1), à M. Lotfi ALOUI (Professeur à l'Université Med Khider Biskra), à M. Mohmed Mimoune SOURI (Professeur à l'Université Med Khider Biskra), à M. Sabir MESSALTI (Professeur à l'Université Med Boudiaf M'sila) pour m'avoir fait l'honneur d'être examinateurs de cette thèse.

Mes remerciements vont aussi à ma famille et mes amis qui, avec cette question récurrente, « quand est-ce que tu la soutiens cette thèse ? », bien qu'angoissante en période fréquente de doutes, m'ont permis de ne jamais dévier de mon objectif final.

Travaux publiés dans le cadre de cette thèse

Les travaux réalisés dans le cadre de la préparation de cette thèse sont sanctionnés par la réalisation de plusieurs communications nationales et internationales :

- F.Boussadia, S.Belkhiat, “A new algorithm to prevent mal operation of distance protection zone 3 during wide area disturbance”, International Transactions on Electrical Energy Systems, DOI : 10.1002/etep.2670, Accepted 16 juin 2018;
- F.Boussadia, S.Belkhiat, “Amélioration de la stabilité de la tension d’un réseau électrique par compensateurs statique de puissance réactive SVC” ,3th International Conference on Electrical Engineering 19-21 May 2009, université Bab Ezzouar Alger ;
- F.Boussadia, S.Belkhiat, “Amélioration de la stabilité du réseau d'interconnexion Est-Sud de l'Algérie par systèmes FACTS –TCSC-”, 7th International Conference on Electrical Engineering 8-10 October 2012, université de BATNA ;
- F.Boussadia, S.Belkhiat, “Voltage stability improvement using Static Var Compensator in Algerian transmission system”. International Conference on electrical Engineering & Automatic Control ,ICEEA 2013,November 24-26 ,Ferhat Abbas Setif 1University, Algeria ;
- F.Boussadia, S.Belkhiat, “Voltage stability improvement using Relocatable Static Var Compensator in Algerian Southeastern region”, Proceedings of the International Conference on Control, Engineering & Information Technology, CEIT'14, 22-25 March, 2014,Tunisia ;
- F.Boussadia, S.Belkhiat “ Analysis of February 3, 2003 Blackout In Algerian power system”, Proceedings of the 3th International Conference on Information Processing and Electrical Engineering (ICIPEE14), November 24-25,2014, pp. 274-280 , Tebessa, Algeria ;
- F.Boussadia, S.Belkhiat, “ Voltage collapse prevention by optimal placement of FACTS devices ”, conférence algérienne des grands réseaux électriques, 24-27 Avril, 2015, Alger, Algerie ;

Table des matières

Introduction Générale.....	9
Références.....	10
1. Etat de l'art : amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance.....	12
Introduction.....	13
1.1 Sécurité des réseaux électriques de puissance	13
1.1.1 Sécurité statique.....	13
1.1.2 Sécurité dynamique.....	14
1.2 Blackouts électriques	14
1.2.1 Impact d'un blackout	15
1.2.2 Phases des blackouts.....	15
1.2.3 Mécanismes de développement de blackouts.....	17
1.2.3.1 Cascades de surcharges.....	17
1.2.3.2 Ecrroulement de la tension.....	18
1.2.3.3 Ecrroulement de la fréquence	19
1.2.3.4 Ruptures de synchronisme.....	19
1.3 Moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques.....	20
1.3.1 Plan de défense des réseaux électriques.....	20
1.3.1.1 Délestage automatique à base de la fréquence.....	21
1.3.1.2 Ilotage à base de la fréquence.....	22
1.3.1.3 Délestage automatique à base de transit de puissance active.....	23
1.3.1.4 Délestage à base de la tension.....	23
1.3.1.5 Protection de rupture de synchronisme.....	23
1.3.2 Utilisation des systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS.....	23
1.3.3 Utilisation des systèmes de surveillance et de protection à couverture étendue (WAMS).....	25
1.4 Conclusion.....	26
Références.....	27
2. Conduite et protection des reseaux electriques.....	30
Introduction.....	32
2.1 Interconnexion des réseaux électriques	32
2.1.1. Avantages de l'interconnexion.....	32
2.1.1.1 Avantages techniques.....	32
2.1.1.2 Avantages économiques	33
2.1.2 Contraintes de l'interconnexion.....	33
2.2 Limites d'utilisation d'un réseau électrique.....	34
2.2.1 Limites physiques en fonctionnement normal.....	34
2.2.1.1 Limites de transit de puissance	34
2.2.1.1.1 Limite thermique.....	34
2.2.1.1.2 Limite de tension.....	34
2.2.1.1.3 Limite de stabilité	34
2.2.1.2 Limites de la tension	35
2.2.2 Limites physiques en régime perturbé.....	36
2.2.2.1 Limite de transit de puissance.....	36
2.2.2.2 Limites de tension.....	36
2.2.2.3 Limite de fréquence.....	36
2.3 Contrôle des transits de puissance dans un réseau électrique.....	36

2.3.1	Modification de la tension	37
2.3.2	Modification de l'angle de transport.....	37
2.3.3	Modification de la réactance de la liaison.....	37
2.4	Exploitation et conduite des réseaux électriques.....	38
2.4.1	Gestion des réseaux électriques par les systèmes SCADA.....	38
2.4.1.1	Définition.....	38
2.4.1.2	Conception du système SCADA.....	40
2.4.1.2.1	Serveurs.....	40
2.4.1.2.2	Postes de travail	41
2.4.1.2.3	Unités de communication	41
2.4.1.2.4	Tableau synoptique.....	42
2.4.1.3	Applications du système SCADA.....	42
2.4.1.3.1	Acquisition des données.....	42
2.4.1.3.2	Surveillance et traitement des données.....	42
2.4.1.3.3	Archivage des données.....	42
2.4.1.3.4	Exécution des télécommandes	43
2.4.1.3.5	Interface Homme/Machin.....	43
2.4.1.3.6	Gestion de la production.....	43
2.4.1.3.7	Evaluation de la sécurité du réseau.....	43
2.4.1.4	Avantages du système SCADA.....	44
2.4.2	Système de surveillance et de protection à couverture étendue (WAMS).....	45
2.4.2.1	Définition.....	45
2.4.2.2	Structure d'un système WAMS.....	45
2.4.2.3	Applications d'un système WAMS.....	46
2.4.2.3.1	Surveillance des réseaux électriques.....	46
2.4.2.3.2	Stratégies de commande avancées.....	47
2.4.2.3.3	Protection avancée des réseaux électriques.....	47
2.5	Systèmes de protections des lignes électriques HTB.....	48
2.5.1	Principe de fonctionnement d'un relais de distance.....	48
2.5.2	Zones de mesure d'un relais de distance.....	49
2.5.3	Caractéristique de déclenchement d'un relais de distance.....	50
2.6	Conclusion.....	52
	Références.....	53
3.	Systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS.....	56
	Introduction.....	57
3.1	Classification des dispositifs FACT.....	57
3.2	Dispositifs FACTS shunts à base de thyristors.....	57
3.2.1.	Types de dispositifs FACTS shunt	58
3.2.2.	Principe de la compensation des dispositifs FACTS shunt.....	58
3.2.3	Compensateur statique d'énergie réactive SVC.....	59
3.2.3.1	Définition.....	60
3.2.3.2	Domaine d'applications.....	60
3.2.3.2.1	Contrôle de la tension.....	60
3.2.3.2.2	Sectionnement des lignes électriques.....	60
3.2.3.2.3	Amélioration de la stabilité transitoire	61
3.2.3.3	Structure des SVC.....	61
3.2.3.4	Caractéristique de fonctionnement du SVC.....	63

3.2.3.5	Modélisation du compensateur statique de la puissance réactive SVC	64
3.2.3.5.1	Modèle d'admittance.....	64
3.2.3.5.1.1	SVC placé dans un nœud du réseau.....	65
3.2.3.4.1.2	SVC placé au milieu d'une ligne électrique	65
3.2.3.5.2	Modèle d'injection de puissance.....	67
3.3	Dispositifs FACTS série à base de thyristors.....	68
3.3.1	Types de dispositifs FACTS série	68
3.3.2	Principe des dispositifs FACTS série.....	68
3.3.3	Condensateur série commande par thyristors TCSC.....	69
3.3.3.1	Domaines d'applications	70
3.3.3.1.1	Augmentation des transits de puissance active.....	70
3.3.3.1.2	Amélioration de la stabilité dynamique	70
3.3.3.1.3	Compensation du déséquilibre des charges	70
3.3.3.2	Structure des TCSC.....	71
3.3.3.3	Caractéristique de fonctionnement du TCSC	72
3.3.3.4	Modèle du compensateur Série contrôlé par thyristors TCSC	73
3.4	Conclusion.....	74
	Références.....	75
4.	Etude de l'impact des systèmes FACTS Sur la sécurité des réseaux électriques.....	77
	Introduction	79
4.1	Analyse de la sécurité statique du réseau électrique national.....	79
4.1.1	Hypothèses de l'étude.....	79
4.1.1.1	Structure du réseau Algérien	79
4.1.1.2	Equivalent dynamique du reste du réseau Européen.....	80
4.1.1.3	Situation de base	80
4.1.2	Présentation des outils de simulation.....	81
4.1.3	Résultats de l'analyse du réseau national en régime permanent.....	82
4.1.3.1	Analyse du plan de tension dans le réseau national	82
4.1.3.1.1	Analyse des contraintes de maintien du plan de tension.....	82
4.1.3.1.2	Evaluation de l'écroulement de tension dans chaque nœud du réseau.....	84
4.1.3.1.2.1	Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Amiria	85
4.1.3.1.2.2	Evaluation de l'écroulement de tension au nœud de Touggourt.....	86
4.1.3.1.2.3	Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Oued.....	87
4.1.3.1.2.4	Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Berd.....	88
4.1.3.1.2.5	Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'Ouargla.....	89
4.1.3.1.3	Présentation des solutions classiques(planification).....	90
4.1.3.1.3.1	Installation d'un nouvel injecteur au niveau du nœud de BISKRA.....	91
4.1.3.1.3.2	Installation d'une nouvelle centrale au nœud EL OUED + nouvel injecteur au niveau du nœud de BISKRA.....	91
4.1.3.1.3.3	Installation d'une nouvelle centrale au nœud EL OUED + réalisation d'une nouvelle ligne 220 kv H.M. Ouest-Touggourt.....	92
4.1.3.1.4	Présentation de la solution contrôleurs FACTS (SVCs).....	93
4.1.3.2	Analyse des contraintes de transit de puissance active.....	97
4.1.3.2.1	Simulation de fonctionnement du réseau sans contrôleurs FACTS.....	98
4.1.3.2.2	Etude de l'insertion d'un TCSC dans la région Est-Sud	100
4.1.3.2.2.1	Choix de l'emplacement optimal du TCSC.....	100
4.1.3.2.2.2	Résultats de simulation.....	101

4.2 Analyse dynamique du réseau national sans utilisation des systèmes FACTS	102
4.2.1 Simulation de la perte des unités de production.....	102
4.2.1.1 Simulation de la perte de puissance de 400MW à la centrale SKS.....	102
4.2.1.2 Simulation de la perte de puissance de 2×400MW à la centrale SKS	104
4.2.2 Simulation des courts circuits triphasés sur les lignes d'évacuation des unités de production.....	105
4.2.2.1 Défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV Terga-Sidi Ali Boussidi.....	106
4.2.2.2 Défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV SKH-El Affroun.....	107
4.2.3 Evaluation dynamique de l'écroulement de la tension dans le réseau national	108
4.2.3.1 Evaluation dynamique de l'écroulement de la tension sans utilisation des SVC.....	108
4.2.3.2 Analyse dynamique du réseau national avec utilisation des systèmes FACTS.....	110
4.3 Conclusion.....	112
Références	113
5. Prévention des blackouts électriques par l'application des systèmes FACTS	115
Introduction.....	116
5.1 Analyse du blackout de la Turquie du 31 mars 2015.....	116
5.1.1 Oorigines de l'incident.....	116
5.1.2 Etat du système électrique avant l'incident.....	116
5.1.3 Mécanisme de développement de ce blackout	117
5.1.4 Principale cause du blackout.....	119
5.2 Etat de l'art : zone 3 des relais de protection et la cascade de déclenchement des lignes de transmission...	120
5.3 Méthodologie de l'algorithme proposé.....	122
5.3.1 Principe de blocage de la zone 3 des relais de distance.....	122
5.3.2 Application des contrôleurs FACTS (SVC).....	124
5.3.3 Application de l'algorithme proposé	125
5.4 Résultats de simulations et discussions.....	126
5.4.1 Analyse du fonctionnement du relais de distance sans contrôleurs SVC.....	127
5.4.2 Analyse du fonctionnement du relais de distance avec les contrôleurs SVC.....	130
5.5 Conclusion.....	133
Références.....	135
Conclusions & Perspectives.....	138
Table des figures.....	142
Liste des tableaux.....	146
Listes des Acronymes et Symboles.....	148

Introduction Générale

Les réseaux électriques jouent un rôle important pour le développement économique de tous les pays du monde. Ils assurent l'interconnexion entre tous les moyens de production d'électricité et les clients. Il s'agit d'un ensemble hautement performant qui, permet aux opérateurs de réaliser des économies considérables. Cependant, comme tout système complexe, le réseau électrique est soumis à chaque instant à des aléas pouvant remettre en cause son intégrité. En effet, des milliers de perturbations se produisent dans les réseaux électriques chaque année dans le monde. Certaines d'entre elles deviennent des blackouts[1-5]. Les causes sont multiples et sont généralement dues à la conjugaison de phénomènes courants et de facteurs aggravants, comme les défaillances des systèmes de protection ou d'organes de commande. Les conséquences de telles perturbations sont importantes, tant du point de vue de l'économie, de la sociologie ou de la sécurité des clients particuliers comme les hôpitaux[6-8]. Ces conséquences sont bien sûr fortement liées à la taille de la zone non alimentée ainsi qu'au temps mis pour alimenter à nouveau cette zone. En pratique, pour faire face aux telles perturbations et limiter leurs conséquences, les compagnies électriques adoptent des mesures curatives et installent des automates spécifiques, qui constituent le plan de défense du système électrique[9-10].

Il vise à limiter les conséquences d'une perturbation quelconque affectant le réseau en circonscrivant la zone initialement affectée et en la séparant du reste du réseau pour éviter sa propagation. Bien que le réseau électrique ait un plan de défense et qu'il existe des systèmes de protection spéciaux (SPS) pour le contrôle d'urgence, les blackouts se produisent toujours et avec une fréquence accrue ces dernières années [11-12]. De ce fait, il serait donc important de trouver de nouvelles techniques flexibles, rapides et permettant d'abord de prédire les conditions de l'instabilité imprévues du réseau et ensuite renforcer la stabilité du réseau électrique et diminuer le risque de blackout[13-14].

Dans ce contexte, notre sujet de recherche est vise donc à améliorer les performances et la sécurité, particulièrement dynamique, des réseaux électriques contre les différentes perturbations qui peuvent affectent une partie ou tout le réseau par le développement des nouvelles stratégies préventives et correctives capable de prévenir certaines situations pouvant conduire aux blackouts électriques. Les stratégies développées sont basées sur :

- L'utilisation des dispositifs fonctionnant à base d'équipements en électronique de puissance à grande vitesse de réponse, récemment développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) .Ces systèmes à base de convertisseurs d'électronique de puissance apportent des solutions nouvelles pour faire face aux différentes perturbations et diminuer la

possibilité d'écroulement de la tension et la cascade liée aux surcharges dans les réseaux électriques. Ils permettent également d'améliorer la stabilité du réseau que ce soit pour des défaillances majeures dans le réseau ou pour éliminer l'effet d'oscillations parasites.

- L'utilisation d'un nouveau système de contrôle en temps réel WAMS (Wide-Area Measurement System en anglais) : Grâce à la qualité supérieure des mesures basé sur les dispositifs de mesure PMU (Phasor Measurement Unit en anglais), ce system permet d'avoir une vue globale du réseau en temps réel. Les données mesurées peuvent être intégrées dans un environnement opérationnel et exploitées afin de prédire rapidement si le réseau tend à devenir instable ou non. La réalisation des contrôles rapide et flexible en temps réel par ce système représente une solution intéressante et viable pour assurer la sécurité du réseau pendant les perturbations majeures. Ils représentent donc une bonne méthode pour renforcer la stabilité du réseau électrique et diminuer le risque de blackout.

De façon à atteindre ces objectifs de recherche, cette thèse est divisée en cinq chapitres: Le premier chapitre est consacré à un état de l'art sur les moyens utilisés pour améliorer la sécurité des réseaux électriques. Nous analysons d'abord quelques blackouts qui affectent les réseaux électriques ces dernières années puis en deuxième lieu nous présentons en détails, les impacts, les phases et les mécanismes de développement de ces blackouts. A la fin de ce chapitre nous allons donner quelques moyens utilisés actuellement à travers le monde pour améliorer la sécurité des réseaux électriques. Un rappel des règles qui régissent l'exploitation des réseaux électriques est abordée au deuxième chapitre. Il expose également les différentes configurations des systèmes utilisés actuellement dans la téléconduite de ces réseaux. Dans le troisième chapitre de ce mémoire, les différents types de dispositifs FACTS utilisés dans ce travail et leurs applications aux réseaux électriques sont présentés en détaille. Les dispositifs FACTS étudiés sont basés sur les thyristors classiques et il s'agit principalement des compensateurs statiques de la puissance réactive SVC et les capacités séries contrôlées par thyristor (TCSC). Le quatrième chapitre est partagé en deux parties, la première est consacrée à l'analyse des contraintes d'exploitation du réseau électrique de l'Algérie en régime permanent. L'étude de l'influence des systèmes FACTS sur ces contraintes est abordée également dans cette partie. La deuxième partie expose les résultats de l'analyse dynamique du modèle prévisionnel du réseau national durant la pointe de l'été 2012 sans et avec les dispositifs FACTS. L'objectif principal donc est de vérifier l'impact des dispositifs FACTS sur la sécurité dynamique du réseau face aux différentes situations qui peuvent confronter ce réseau. Le cinquième et dernier chapitre de cette thèse présente un nouveau algorithme qui est basé sur l'utilisation combinée des systèmes de gestion de l'énergie (SCADA et WAMS) et les systèmes FACTS pour la prévention des cascades de déclenchement due aux mauvais fonctionnement de la zone 3 des relais de protections des lignes de transport de l'électricité. Les résultats de la simulation dynamique sur un système de transmission turc

de 400 kV, en utilisant le logiciel SECURE, sont présentés pour démontrer l'efficacité de l'algorithme proposé. Enfin, une conclusion générale récapitule les travaux effectués dans ce projet de recherche et les principaux résultats obtenus.

Références

- [1] P. Dubal, S. Gajera, A. Somani, V. Pandya, “Comparative Analysis of Grid Failures in Recent World History”, *International Journal of Engineering Research and Development (IJERD)*, Recent trends in Electrical and Electronics & Communication Engineering, pp. 28-33, April 2016.
- [2] RTE, “Mémento de la sûreté du système électrique”, édition 2004, 2004.
- [3] W. LU, Y. Besanger, E. Zamai, D. Radu, “Analysis of Large Scale Blackouts and Recommendations for Prevention”, *WSEAS Transactions on power systems*, Vol. 1, 2006.
- [4] J.W. Bialek, “Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and the blackouts of 2003”, *2007 IEEE Lausanne Powertech*, Vol. 1-5, pp. 51-56, 2007.
- [5] Enquiry Committee by Ministry of Power Govt. of India, “Report on the Grid Disturbance on 30th July 2012 and Grid Disturbance on 31st July 2012”, Report to CERC, August 2012.
- [6] Federal Energy Regulatory Commission, N.A.E.R.C, “Arizona-Southern California Outages on September 8, 2011 – Causes and Recommendations”, 2012.
- [7] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatziaargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, “Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic performance”, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 20, Issue.4, November 2005.
- [8] J.W. Bialek, “Recent Blackouts in US and Continental Europe: Is Liberalisation to Blame?”, *Cambridge Working Papers in Economics, CMI Working Paper 34*, 2004.
- [9] J.P. Clerfeuille, S. Vitet, C. Lebrevelec, “Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs, ” *Techniques de l'ingénieur D4807*.
- [10] P. Bornard, M. Pavard, G. Testud, “Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement”, 10 août 2005, D4091 V1
- [11] V. X. Filho, L. A. S. Pilotto, N. Martins, A. R. C. Carvalho, A. Bianco, “Brazilian defense plan against extreme contingencies”, *Power Engineering Society Summer Meeting 2001 IEEE*, Vol. 2, pp. 834-839, 2001.
- [12] Heniche, A., Kamwa, I., Dobrescu, M, “Hydro-Quebec's defense plan: Present and future”, in *Power and Energy Society General Meeting (PES)*, 2013 IEEE. 2013.
- [13] Yuri V. Markov, Viktor I. Reshetov, “Blackout Prevention in the United States, Europe, and Russia”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 93, Issue. 11, November 2005.
- [14] M.Zima, M.Larsson, P.Korba, C.Rehtanz, G.Andersson “Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 93, Issue : 5, mai 2005.

ETAT DE L'ART :

Amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance

Sommaire

Introduction.....	13
1.1 Sécurité des réseaux électriques de puissance	13
1.1.1 Sécurité statique.....	13
1.1.2 Sécurité dynamique.....	14
1.2 Blackouts électriques	14
1.2.1 Impact d'un blackout	15
1.2.2 Phases des blackouts.....	15
1.2.3 Mécanismes de développement de blackouts.....	17
1.2.3.1 Cascades de surcharges.....	17
1.2.3.4 Eroulement de la tension.....	18
1.2.3.5 Eroulement de la fréquence	19
1.2.3.4 Ruptures de synchronisme.....	19
1.3 Moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques.....	20
1.3.1 Plan de défense des réseaux électriques.....	20
1.3.1.1 Délestage automatique à base de la fréquence.....	21
1.3.1.2 Ilotage à base de la fréquence.....	22
1.3.1.3 Délestage automatique à base de transit de puissance active.....	23
1.3.1.5 Délestage à base de la tension.....	23
1.3.1.5 Protection de rupture de synchronisme.....	23
1.3.2 Utilisation des systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS.....	23
1.3.3 Utilisation des systèmes de surveillance et de protection à couverture étendue (WAMS).....	25
1.4 Conclusion.....	26
Références.....	27

Introduction

Actuellement, avec l'accroissement de l'interconnexion des réseaux électriques, l'aspect concurrentiel lié à la dérégulation ainsi que la difficulté de construire de nouveaux ouvrages liée aux problèmes d'environnement, les marges de sécurité des réseaux électriques diminuent et leur exploitation devient de plus en plus complexe. En effet, le déclenchement d'une ligne importante de transmission ou un générateur peut conduire à l'apparition des grandes pannes dans les réseaux électriques (blackouts). Ces blackouts ont des conséquences économique et sociale considérables. Pour améliorer la sécurité des réseaux électriques, il est donc intéressant pour le gestionnaire du réseau électrique de développer de nouvelles techniques afin d'exploiter le réseau de manière plus efficace et plus sûre. Dans ce premier chapitre, un bref historique sur quelques blackouts qui affectent les réseaux électriques ces dernières années est exposé. Par la suite, les impacts, les phases et les mécanismes de développement de ces blackouts seront présentés en détails. A la fin de ce chapitre nous présentons quelques moyens utilisés actuellement à travers le monde pour améliorer la sécurité des réseaux électriques.

1.1 Sécurité des réseaux électriques

Le niveau de sécurité d'un réseau est jugé satisfaisant si [1] :

- d'une part, il est apte à assurer l'équilibre production-consommation en respectant certaines limites admissibles liées aux transits de puissance dans les lignes, aux tensions en chaque nœud et aux points de fonctionnement des groupes de production. Dans ce cas, on parle de la sécurité statique.
- d'autre part, il est apte à "survivre" à une perturbation plus ou moins violente. Ce cas concerne la sécurité dynamique maximale du réseau.

1.1.1 Sécurité statique

La sécurité statique concerne le bon fonctionnement du réseau en régime permanent. Cette sécurité ne peut être garantie que si [1]:

- l'équilibre entre les puissances produites et les puissances consommées dans chaque nœud du réseau est assuré à chaque moment. Cet équilibre est nécessaire pour maintenir la fréquence à sa valeur nominale.
- Les tensions en tous les nœuds du réseau sont comprises entre les limites maximales et minimales admissibles. En effet, des tensions trop basses peuvent conduire à un écroulement généralisé du réseau et des tensions trop élevées peuvent endommager les équipements ou dégrader leur fonctionnement (vieillesse prématuré des isolants, saturation des transformateurs).

- Les transits dans les lignes et les transformateurs sont inférieurs aux limites admissibles, que ce soit pour les courants (limite thermique pour l'échauffement des conducteurs) ou pour les puissances (limite de stabilité).
- Les points de fonctionnement en puissance active et réactive des groupes de production restent à l'intérieur d'un diagramme appelé "diagramme de groupe", qui permet de garantir que le courant nominal n'est pas dépassé.

En pratique, le réseau est dit en état de sécurité N, s'il respecte les contraintes de sécurité énoncées ci-dessus alors qu'il ne subit pas d'incident.

1.1.2 Sécurité dynamique

La sécurité dynamique concerne la capacité du réseau à répondre de manière stable, après une perturbation. Si la perturbation est forte et brutale, comme par exemple la perte d'un ouvrage ou un court-circuit, on parlera alors de problème de stabilité transitoire, ou stabilité de première oscillation. Inversement, si les perturbations sont faibles, comme par exemple des variations graduelles de charges, nous parlerons de stabilité dynamique, ou stabilité en petits signaux [2]. En pratique, les termes transitoire et dynamique caractérisent des phénomènes à échelle de temps différente. Le régime transitoire concerne les instants immédiats après la perturbation (quelques millisecondes à quelques secondes) alors que le régime dynamique désigne la période suivant le régime transitoire jusqu'à ce que le système revienne à l'état d'équilibre (quelques secondes à quelques dizaines de secondes), ou qu'il ne devienne instable.

En pratique, la sécurité dynamique s'évalue par l'application de la règle de sécurité N-1 (dans certains réseaux N-K). Cette règle stipule que la perte de n'importe quel élément du réseau (ligne de transmission, transformateur, générateur) n'entraîne pas la violation des contraintes de sécurité énoncées ci-dessus [2].

1.2 Blackouts électriques

Le terme blackout désigne une coupure d'électricité à large échelle concernant plusieurs régions voire la totalité d'un pays. Lorsqu'un blackout à grande échelle se produit, il peut causer des dommages économiques importants et il touche également d'autres infrastructures importantes qui fournissent des services essentiels tels que la communication, l'internet, le transport, l'eau et les services d'urgence. Au cours des deux dernières décennies, plusieurs pannes d'électricité majeures ont été vécues dans différents pays du monde. Le tableau ci-dessous fournit un bref aperçu de certaines des principales pannes qui touchent le monde depuis les années 2000 pour lesquels nous avons obtenu des informations relativement détaillées (tableau 1.1).

Tableau 1.1 Principales pannes qui touche le monde ces dernières années

Blackouts	Année
Algérie	03/02/2003
Italie	28/09/2003
Suède/Danemark	23/09/2003
Nord Est États-Unis et canada	14/08/2003
Grèce	12/07/2004
Europe	04/11/2006
Nord et à l'Est de l'Inde	30 et du 31 juillet 2012
Turquie	31/03/2015

Nous essayons dans cette section de rapporter quelques causes profondes et mécanismes de formation de ces pannes majeurs tirées des littératures publiées de ces pannes [3]- [16].

1.2.1 Impact des blackouts

Généralement les blackouts électriques ont causé d'énormes pertes économiques et plongent dans un laps de temps très court des millions de personnes dans la noire totale comme le montre le tableau 1.2.

Tableau 1.2 Impacts des blackouts électriques

Blackout	Population affectée	Charge Perdue
Algérie	25 million	4476 MW
Italie	56 million	177 GWH
Suède/Danemark	1.6 million in Sweden and 2.4 million in Denmark	4700 MW à la Suède 1850MW en Danemark
Nord Est États-Unis et canada	50 millions de personnes	62000MW
Grèce	5 millions	4500 MW
Europe, Allemagne et Nord-Ouest de l'Europe	15 millions	14GW
Nord et à l'Est de l'Inde	620 millions	48000MW
Turquie	76 millions	33 450 MW

1.2.2 Phases d'évolution des blackouts

D'après les résultats de l'analyse de quelques blackouts, les phases d'évolution des blackouts électriques peuvent être décrites par la figure ci-dessous [17] :

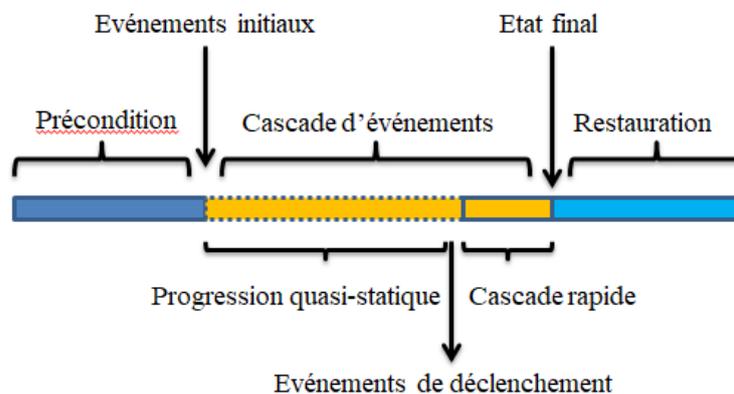


Figure 1.1 Phases d'évolution des blackouts électriques

Les phases de développement d'un blackout sont les pré-conditions, les événements initiaux, la cascade d'événements et la restauration. La cascade d'événements peut en outre être subdivisée en deux phases dans le processus de certains blackouts: la progression quasi statique et la cascade rapide comme indiqué sur la Figure.1.1. Dans la période de progression quasi-statique, la progression de la cascade d'événements est lente, et le système peut maintenir l'équilibre entre la production et la consommation. Dans la période de la cascade rapide, il est généralement trop tard pour que le gestionnaire de réseau puisse prendre des actions curatives car la progression du blackout est généralement très rapide. Le tableau suivant résume la période de chaque phase des blackouts analysés.

Tableau 1.3 Période de chaque phase des blackouts analysés.

Blackouts	Cascade lente	Cascade rapide	Restauration
Algérie	Sans	15 secondes	06 heures
Italie	24 min	2.5 minutes	18- 24 heures
Suède/Danemark	5 min	90 secondes	6 heures
Nord Est États-Unis et canada	1 h 05 min	03 minutes	24 heures
Grèce	13 min	02 minutes	3 heures
Europe	-	19secondes	02 heures
Nord et à l'Est de l'Inde	-	15 secondes 1 min 36 s	16 heures pour 30 Juillet 2012 21:30 heures pour 31 Juillet 2012
Turquie	-	15 secondes	7 Heures et 18 Minutes

Les événements initiaux sont divers et variés dans les différents blackouts. Ces événements peuvent provoquer directement le blackout ou aggraver les conditions du réseau qui pourront mener indirectement au blackout. Le court-circuit, la surcharge et la défaillance d'une protection sont des événements initiaux habituels. D'autres événements comme la perte d'un générateur peuvent aussi parfois être les événements initiaux. Les événements initiaux des blackouts analysés ici sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4 Evènements initiaux des blackouts analysés

Blackouts	Evènements initiaux			
	Court-circuit	Surcharge	Défaillance d'une protection	Perte de générateur
Algerie		*		*
Italie	*	*	*	
Suède/Danemark				*
Nord Est États-Unis et canada	*			
Grèce	*			*
<u>réseau interconnecté européen</u>		*		
Nord et à l'Est de l'Inde		*	*	
Turquie		*		

1.2.3 Mécanismes de développement des blackouts

Le mécanisme ou l'enchaînement d'événements conduisant aux blackouts électriques est directement lié aux processus de perte de la stabilité des réseaux électriques. Cette perte de stabilité se manifeste principalement à travers quatre types de phénomènes [17] :

- cascades de surcharges
- écroulement de la tension
- écroulement de la fréquence
- ruptures de synchronisme.

À partir des données disponibles, nous avons identifié les principaux phénomènes qui mènent aux blackouts analysés :

Tableau 1.5 Mécanismes de développement des blackouts analysés

Blackouts	Ecroulement de la tension	Ecroulement de la fréquence	Cascade de surcharge	Rupture de synchronisme
Algérie		*	*	
Italie		*	*	
Suède/Danemark	*		*	
Nord Est États-Unis et canada	*		*	
Grèce	*			
Europe			*	*
Nord et à l'Est de l'Inde			*	
Turquie		*	*	*

1.2.3.1 Mécanisme de cascade de surcharge

L'effet cascade de surcharges sur le réseau se produit lorsqu'une ligne importante se déclenche et surcharge ses voisines par son report de transit. En effet, lorsqu'une ligne de transmission est entrée en état de surcharge, un dispositif de protection particulier, appelé « protection de surcharge » est met la ligne hors tension en quelques minutes ou quelques secondes suivant l'ampleur du dépassement d'intensité, en actionnant les disjoncteurs situés à chaque extrémité. Le transit supporté auparavant par cette ligne va alors se reporter dans d'autres chemins électriques en raison du maillage du réseau de transport, risquant de provoquer de nouvelles surcharges. C'est alors l'amorce d'un phénomène d'une succession de mises hors tension des lignes de transmission (cascade de déclenchement), qui peut conduire à la mise hors tension de vastes zones du réseau. La figure 1.2 présente le principe de développement de la cascade de déclenchements des lignes de transmission [18]. Cette cascade de surcharge commence généralement par l'évolution de la consommation, des tensions basses, le déclenchement d'une ligne ou d'un transformateur, etc.

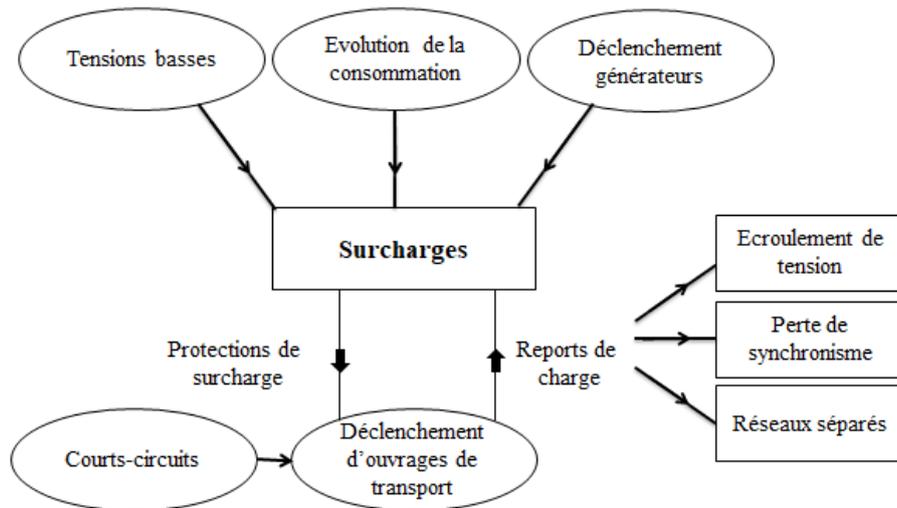


Figure 1.2 Mécanisme de cascade de surcharge

1.2.3.2 Mécanisme d'écroulement de la tension

L'écroulement de la tension est le processus par lequel une séquence d'événements qui accompagnent l'instabilité de la tension conduit à une baisse de tension inacceptable dans une partie importante du réseau électrique [18]. En effet, lorsque la tension baisse, les dispositifs de régulation entrent automatiquement en action et agissent sur les groupes de production pour relever la tension. Ces dispositifs ont une action limitée, qui peut être insuffisante en cas d'avarie de groupes de production. Puisque lorsque la tension commence à baisser dans une zone, les zones voisines sont affectées : leur tension baisse également. Dans le cas où les dispositifs de régulation arrivent en limite de leur efficacité, plus rien ne peut enrayer la chute de la tension dans le réseau. Et comme résultat final, une zone très vaste peut être affectée en quelques minutes.

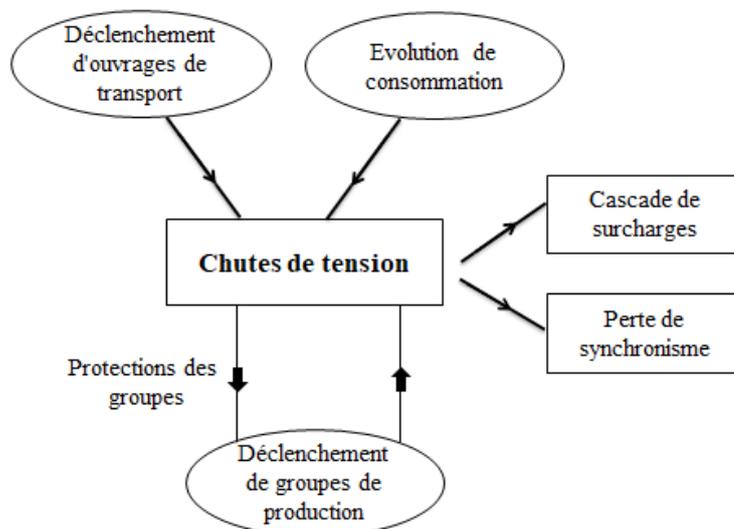


Figure 1.3 Mécanisme d'écroulement de la tension

1.2.3.3 Ecoulement de la fréquence

La fréquence du réseau résulte de l'équilibre entre la puissance produite par les différents générateurs et la puissance consommée par les charges. En effet, le réseau peut perdre cet équilibre lorsque :

- le volume de la production vis-à-vis de la demande est insuffisant ;
- la consommation atteint un niveau exceptionnel.

Dans ce cas, une baisse importante de la fréquence peut se produire dans le réseau. Si la fréquence va descendre en dessous d'un certain seuil, les groupes de production se séparent du réseau pour éviter d'être endommagés. Cette situation va accélérer davantage le déséquilibre entre production et consommation dans le réseau. Et comme conséquence, de nouveaux groupes se séparent du réseau, accélérant, donc la chute de fréquence dans le réseau. Ce phénomène va provoquer rapidement l'écroulement de fréquence de l'ensemble du réseau [18].

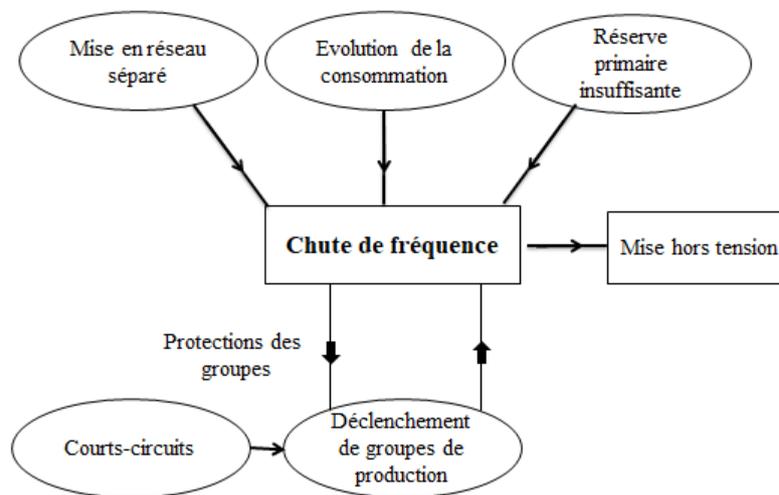


Figure 1.4 Mécanisme d'écroulement de la fréquence

1.2.3.4 Rupture de synchronisme

En régime normal, chaque groupe de production fonctionne en synchronisme avec l'ensemble des autres groupes de production du réseau. Il se peut cependant que, suite à un incident, un ou plusieurs groupes d'une région perdent le synchronisme par rapport au réseau, c'est-à-dire fonctionnent à des fréquences très différentes des autres groupes. Cette situation peut affaiblir les liens entre cette région et le reste du réseau et peut également conduire à l'apparition d'une rupture de synchronisme [18].

Le déclenchement d'ouvrages de transport ou de moyens de production et l'apparition des courts-circuits dans les régions faiblement interconnectées sont généralement les facteurs qui favorisent l'apparition d'une rupture de synchronisme.

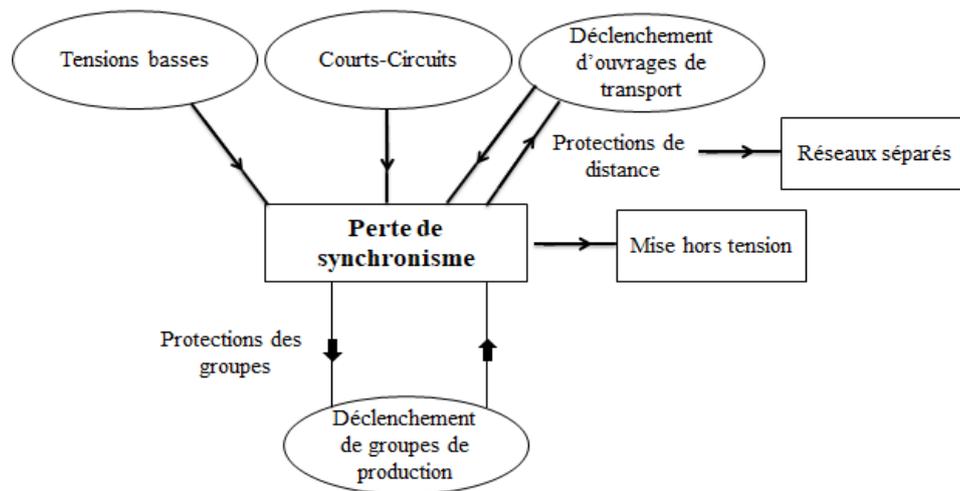


Figure 1.5 Mécanisme de perte de synchronisme

1.3 Moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques

Pour garantir une qualité de service à leurs clients, les compagnies électriques ont mis au point des règles de planification et d'exploitation de sorte que le réseau électrique soit capable de faire face à chaque instant aux aléas courants, tels que la perte d'un ou plusieurs ouvrages de transport ou de production électrique d'énergie ou une mauvaise estimation du profil de consommation. En effet, ces seules mesures peuvent ne pas être suffisantes à protéger le réseau d'aléas à conséquences graves tels que les court-circuits mal éliminés [19]. En pratique, pour améliorer la sécurité des réseaux électriques, les compagnies électriques adoptent d'autres moyens qui complètent les règles courantes de planification et d'exploitation. Dans cette section nous présentons quelques moyens utilisés.

1.3.1 Plan de défense

Un plan de défense est un ensemble de mesures automatiques coordonnées destiné à s'assurer que les réseaux électriques sont protégés contre les perturbations impliquant des événements imprévus. Le plan de défense est donc la barrière ultime de protection du réseau lors d'un incident majeur, quand toutes les autres mesures tels que, les systèmes de protection et les dispositifs de régulation des groupes, ne sont pas parvenus à stopper l'enchaînement des incidents et à limiter ses conséquences[18].

Un plan de défense a pour objectifs de :

- ✓ détecter que le réseau électrique est dans un état dégradé ;
- ✓ prendre les mesures curatives adaptées afin de stopper l'extension des incidents et leur propagation au reste du réseau électrique :

- en sacrifiant si nécessaire l'alimentation de clients non prioritaires ;
- en organisant le découpage du réseau afin de sauver les parties saines ;
- permettre un retour rapide à une situation saine de réseau ;
- favoriser, en dernier ressort, la reconstitution ultérieure du système

Généralement un plan de défense est constitué de deux lignes de défense dont le domaine d'action n'est pas pris en compte par les règles de planification et d'exploitation [20].

La première ligne de défense est composée d'un certain nombre de mesures prises par les opérateurs du réseau électrique dans les centres de conduite lors d'incidents, quand la dynamique du phénomène le permet. Les mesures prises permettent de rétablir au plus tôt le réseau dans une situation viable. Généralement, ces mesures sont [21] :

- Changement des consignes de production active et/ou réactive des groupes de production:
On demande aux groupes de produire le maximum de puissance active et/ou de puissance réactive possible, pour tenir au mieux la tension du réseau de transport ;
- le délestage manuel d'une partie de la consommation.

La seconde ligne de défense est constituée d'un ensemble de protections spécifiques à action automatique installées sur le réseau électrique. Elles permettent de lutter contre les incidents majeurs à dynamique rapide, tels que les chutes de fréquence ou les ruptures de synchronisme. En Algérie, la compagnie Sonelgaz adopte les mesures suivantes [22] :

1.3.1.1 Délestage automatique à base de fréquence

Le délestage est l'action par laquelle une partie prédéterminée de la charge du réseau est déclenchée quand la fréquence de celui-ci devient assez basse, c'est-à-dire quand les moyens de production sont insuffisants. Le délestage est opéré sélectivement, principalement sur les départs de distribution, sur critère de fréquence et/ou de sa dérivée. Pour les phénomènes soudains, il s'agit d'un délestage complètement automatisé via des relais de mesure de la fréquence installés à divers endroits du réseau. Le temps de réponse à ce genre de phénomènes doit être inférieur à 200 ms afin d'éviter le risque de blackout. Le délestage permet donc d'éviter la détérioration des équipements tournants tant dans les centrales de production que chez les usagers. Il permet également d'éviter l'écoulement complet du réseau en rétablissant la fréquence dans des limites compatibles avec la tenue des matériels [23].

En Algérie, Le délestage automatique de charge par minimum de fréquence sera actionné en cas de baisse importante de fréquence du système provoquée par des pertes de production engendrant la séparation des systèmes électriques Maghrébin et Européen (ouverture de l'interconnexion Espagne-Maroc). Le plan de délestage comporte quatre stades [22] :

Tableau 1.6 Plan de délestage à minimum de fréquence

1 ^{er} Stade	49.3 Hz, 0.2 sec
2 ^{eme} stade rapide	49.0 Hz, 0.2 sec
2 ^{eme} stade temporisé	49.0 Hz , 10sec
Ouverture des interconnexions internationales	48.7 Hz, 0.2 sec
3 ^{eme} stade	48.5 Hz, 0.2 sec
4 ^{eme} stade	48.0Hz, 0.2 sec

1.3.1.2 Ilotage

L'îlotage est l'ultime action qui consiste à isoler du réseau la partie déficiente de manière à en sauvegarder la partie saine. Actuellement, Le plan d'îlotage par minimum de fréquence s'articule sur la base des seuils comme suit [22] :

Tableau 1.7 Ilotage par minimum de fréquence

Ouverture des interconnexions internationales	48.7 Hz, 0.2 sec
Îlotages des réseaux Sud	48.2 Hz, 0.2 sec
Îlotage inter-régional	47.8Hz, 0.2 sec

Si, en dépit des premières actions de délestage automatique, la fréquence du réseau continue à chuter, une séparation du réseau doit se produire. Cette séparation doit être capable, pas seulement d'arrêter la chute de fréquence, mais aussi d'assurer sa remontée, tout en évitant le déclenchement des centrales et l'effondrement du réseau par intervention des relais à minimum de fréquence.

1.3.1.3 Délestage automatique à base de transit de puissance active

Le principe de délestage sur la base de transit de puissance active consiste à délester une quantité de la charge au niveau de certains postes en vue de :

- préserver les interconnexions internationales (le Maroc et la Tunisie) ;
- préserver certaines sections critiques du réseau national lors de la perte de grandes quantités de production.

Pour effectuer ce délestage, des relais d'asservissement de puissance (wattmétriques) surveillent les transits de puissance active sur les lignes de transmission. Dans le cas où il y a dépassement des valeurs de consigne des relais (seuils de puissance active), des ordres de déclenchement vont ouvrir soit la ligne de transmission sur laquelle est installé le relais soit d'autres lignes de

transmission. Les relais d'asservissement de puissance installés au niveau du réseau de transport de l'Algérie sont résumés dans le tableau ci-dessous [22] .

Tableau 1.8 Délestage sur la base de transit de puissance active

Ligne à surveiller	Seuils de réglage (MVA/Sec)	Charge à délester en MVA par poste
Tlemcen-Oujda	- 120/ 0,1 secs	Départs 60 KV Sebdou à Tlemcen)
Ghazaouet-Oujda	- 120/ 0,1 secs	Départ 60 KV Maghnia à Ghazaouet
Sidi Belabbes-Tlemcen	- 100/ 0,3 secs	Sidi Bel Abbes Poste
Beni Mered-Khemis	- 100/ 0,2 secs	Beni Mered
Oued Sly-Khemis 1	100/ 0,2 sec	Oued Sly
Khemis-Oued Sly 2	- 100/ 0,2 secs	Khemis
Tizi Ouzou-Si Mustapha	-100/ 0,2 secs	53 (Tizi ouzou et Draa Ben Kedda)

1.3.1.4 Délestage à base de tension

Ce délestage est prévu pour assurer la mise hors tension de quelques départs moyens tension lors d'un fonctionnement en régime dégradé de la tension. Les consignes de réglage de ce type de délestage sont [22] :

$$U_r = 80 \% U_n \quad T = 5 \text{ Sec}$$

1.3.1.5 Protection de rupture de synchronisme

Cette protection équipe les liaisons d'interconnexion importante et fonctionne lors de perte de synchronisme entre différentes régions du réseau de transmission. Le réglage habituel de ce type de protection est [22] :

$$1 \text{ Battement de } U \quad U_r = 80 \% U_n$$

1.3.2 Utilisation des systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS

Le réseau électrique peut entrer dans une condition d'urgence en raison de certains événements critiques qui peuvent se produire dans le système. Normalement, le réseau peut revenir à la condition normale par l'utilisation des actions des plans de défense. Mais parfois, le réseau ne peut pas revenir à la condition normale dans le temps nécessaire et comme résultat de nouveaux événements peuvent

déclencher des incidents en cascade, qui pourront aggraver rapidement la situation. Cette situation peut se terminer enfin par une panne totale du réseau (blackout). De ce fait, il serait donc important de trouver d'autres moyens complémentaires aux actions des plans de défense. Dans ce contexte, les systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS) peuvent être utilisés. Ces systèmes à base de convertisseurs d'électronique de puissance étant utilisés durant la précédente décennie comme moyen pour faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques à travers le monde [24]. Par leurs capacités de modifier rapidement les paramètres des lignes électriques (phase, réactance de la ligne et la tension entre deux nœuds), ils ont donné plusieurs solutions aux problèmes de transit de puissance dans les réseaux électriques [25]. Ils sont utilisés également pour le contrôle de la répartition des charges dans les réseaux [25]. Les plans de tension des réseaux électriques peuvent être également améliorés par l'insertion des systèmes FACTS [26]. Ils peuvent aussi filtrer certaines harmoniques et donc améliorer la qualité de l'électricité [27]. En effet, le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour faire face aux différentes perturbations et prévenir certaines situations pouvant conduire aux blackouts électriques [28]. Ces dispositifs peuvent diminuer la possibilité d'écroulement de tension et peuvent être utilisés pour répartir judicieusement les flots de puissance dès la détection d'un incident pour éviter l'effet de cascade liée aux surcharges [29]. Ils permettent d'améliorer donc la stabilité dynamique du réseau que ce soit pour des défaillances majeures dans le réseau ou pour éliminer l'effet des oscillations parasites. Ils représentent donc une bonne méthode pour renforcer la stabilité dynamique du réseau électrique et diminuer le risque de blackout [30].

Selon le mode de couplage, les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories [26] :

- Dispositifs shunts ou parallèles : connectés en parallèles avec le système d'alimentation ;
- Dispositifs séries : insérés en série avec le système d'alimentation ;
- Dispositifs hybrides (série -parallèle) qui recourent simultanément aux deux couplages.

Une autre classification basée sur la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés peut être réalisée. Selon ce critère, deux familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence [26] :

- Dispositifs basés sur les thyristors classiques : ceux-ci sont généralement utilisés pour contrôler ou commuter les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive.
- Dispositifs, basés sur les semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former des convertisseurs de tension ou de courants afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

Plusieurs types de FACTS, avec des architectures et des technologies différentes, ont été développés. Parmi eux, les plus connus sont [26] :

- Les compensateurs statiques d'énergie réactive (Static Var Compensator SVC, STATic COMpensator STATCOM, etc.) : la compensation est de type shunt et ils réalisent le soutien local de la tension en absorbant ou fournissant de la puissance réactive à l'endroit où ils sont connectés. Ils sont également utilisés pour améliorer la stabilité dynamique du système, en leur ajoutant une boucle de régulation supplémentaire pour l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence.
- Les compensateurs série réglables (Thyristors Controlled Series Compensator TCSC, Synchronous Source Series Compensator SSSC, etc.) : ils permettent de modifier l'impédance apparente des lignes, et donc la puissance transmise ainsi que d'amortir les oscillations de puissance basse fréquence.
- Les déphaseurs statiques (Static Phase Shifters SPS) : ce sont des transformateurs à rapport de transformation complexe dont le réglage est effectué par des thyristors. Ils assurent alors un contrôle de l'angle de transmission sur les lignes où ils sont implantés, et donc un contrôle de la puissance qui transite par ces lignes.
- Le déphaseur-régulateur universel UPFC (Unified Power Flow Controller) : il englobe les caractéristiques des compensations shunt et série, ainsi que des déphaseurs. Il est donc capable d'agir sur les trois paramètres (tension, impédance, déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport.

1.3.3 Utilisation des systèmes de télégestion ou téléconduite numériques

Actuellement, les réseaux électriques deviennent des systèmes complexes, de grandes dimensions, interconnectés, distribués géographiquement et soumis à de larges perturbations aléatoires. Comme nous avons vu précédemment, plusieurs pannes d'électricité majeures ont été vécues dans différents pays du monde ces dernières années pour diverses raisons. L'exploitation des réseaux électriques devient donc assez difficile, voire impossible avec les moyens classiques de contrôle. Puisque, les moyens classiques de contrôle s'avèrent trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau. Pour mieux exploiter et gérer ces réseaux, les compagnies d'électricité ont recours aux avantages de l'automatisation et de contrôle commande, résultant des avancées technologiques récentes, en particulier dans le domaine de la télégestion ou télé-conduite [31]. La télé-conduite de réseau est une solution qui :

- rend le réseau plus intelligent ;
- améliore aussi le soutien à l'exploitation, à la maintenance et à la planification ;

- permet aux utilisateurs de gérer le réseau électrique à travers un système de commande numérique tel que le système SCADA ou système de couverture étendue WAMS.

Les systèmes SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) contrôlent des milliers de points de mesure collectés par des terminaux distants, sur les réseaux nationaux et régionaux. Ils modélisent le réseau et en simulent le fonctionnement, détectent les défauts, préviennent les pannes et participent au négoce de l'énergie. Ces systèmes peuvent améliorer de 50 % l'efficacité de l'exploitation et réduire de 70 % les temps de coupure [32].

Les systèmes de surveillance à grande échelle WAMS (Wide Area Monitoring System) collectent, en des points stratégiques, des informations temps réel sur l'état du réseau, avec un horodatage précis par satellite GPS [33]. Le WAMS améliore l'analyse du réseau, intégrant des mesures de phaseurs pour détecter toute instabilité [34]. Le MIT (Massachusetts Institute of Technology) l'a reconnu en 2003 comme l'une des 10 technologies capables de changer le monde.

1.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un aperçu général sur les blackouts importants des réseaux électriques survenus ces dernières années. Une meilleure compréhension des mécanismes et les causes de ces blackouts nous aideront à comprendre les phénomènes qui se produisent dans des situations critiques. Cette analyse est non seulement utile pour étudier les blackouts électriques passés mais elle est également essentielle pour développer les stratégies préventives et correctives à l'avenir. Par la suite, nous avons présenté quelques moyens utilisés actuellement par les exploitants des réseaux électriques pour améliorer la dynamique du système d'alimentation et pour éviter les effets de tels incidents en utilisant des systèmes FACTS et les systèmes de télégestion et télé-conduite numérique. L'utilisation de ces moyens facilite la prédiction des conditions de stress qui peuvent rendre le système vulnérable à un déclenchement en cascade de lignes de transmission et de générateurs.

Références

- [1] Y. Besanger, “ Vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance ”, Habilitation à Diriger des Recherches en Energie électrique . Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
- [2] M. Eremia, J. Trecat, A. Gremond, “Réseaux électriques, aspects actuels”, Editura Tehnica, Bucarest, 2000.
- [3] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, “Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada, Causes and Recommendations”, April 2004, Available at website: <https://www3.epa.gov/region1/npdes/merrimackstation/pdfs/ar/AR-1165.pdf>

- [4] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatziaargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, “ Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic performance”, IEEE Transactions on Power System, Vol 20, No.4, November 2005.
- [5] S. Corsi, C. Sabelli, “ General Blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h.03:28:00”, Power Engineering Society General Meeting, Vol 2 , pp: 1691 - 1702 , 2004.
- [6] A. Berizzi , “ The Italian 2003 blackout ”, Power Engineering Society General Meeting, Vol 2 , pp: 1673 - 1679, 2004.
- [7] Chris. W. Johnson, Analysing the Causes of the Italian and Swiss Blackout, 28th September 2003, The proceedings of the 12th Australian Conference on Safety Critical Systems and Software, Adelaide, Australia., Vol. 86, August 2007.
- [8] S. Larsson, A. Danell “ The Black-out in Southern Sweden and Eastern Denmark, September 23, 2003”, IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, GA, USA, Nov 2006.
- [9] Ekrft System, “ Power failure in Eastern Denmark and Southern Sweden on 23 September 2003 ,Final report on the course of events”, Ekrft System , 4 November 2003.
- [10] Chunyan Li, Yuanzhang Sun, Xiangyi Chen “ Recommendations to improve power system security : Lessons learned from the Europe blackout on November 4 ”, 42nd international universities power engineering conference (upec), Wuhan University, China, 2007. DOI: 10.1109/UPEC. 4-6 September , 2007.4469004
- [11] Union for the co-ordination of transmission of electricity(UCTE), “Final Report System Disturbance on 4 November 2006”, available at website: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf.
- [12] A. Gaikwad and S. C. Srivastava, “ Indian blackouts-July 30, 31 2012 recommendations and further actions,” in Proc. CAMS/RRPA Panel Mitigation Prevent. Cascading Outages Methodol. Practical Appl. IEEE PES Gen. Meeting, Vancouver, BC, Canada, Jul. 2013, pp: 2–18.
- [13] LIU Shuran, DENG Hui, GUO Su. “Analyses and Discussions of the Blackout in Indian Power Grid”. Energy Science and Technology journal, vol: 6(1), pp:61-66, 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.3968/j.est.1923847920130601.2627>
- [14] Vaishali Rampurkar , Polgani Pentayya ; Harivittal A. Mangalvedekar ; Faruk Kazi, “Cascading Failure Analysis for Indian Power Grid”, IEEE Transactions on Smart Grid , Vol: 7 , Issue: 4 , pp: 1951 – 1960, July 2016). DOI: 10.1109/TSG.2016.2530679.
- [15] European network of transmission system operators, for electricity (entsoe), “ Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015”, Project Group Turkey, 21 September 2015, available

- :https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf.
- [16] F. Boussadia , S. Belkhiat, “ Analysis of February 3, 2003 Blackout In Algerian power system”, International conference on processing information and electrical Enginneering , Tebessa, Algérie, January 2014
- [17] W. Lu, Y. Bésanger , E. Zamaï, D. Radu1, “ Blackouts: Description, Analysis and Classification ” Proceedings of the 6th WSEAS International Conference on Power Systems, Lisbon, Portugal, September 22-24, 2006
- [18] J.P. Clerfeuille, S. Vitet, C. Lebrevelec, “ Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs, ” Techniques de l'ingénieur D4807.
- [19] M. Crappe, “ Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques ”, Hermes Science Publications, janvier 2003, ISBN : 2746206072,
- [20]] P.Bornard, “ Conduite d'un système de production-transport”,10 nov. 2000, Réf : D4080 v1.
- [21] P. Bornard, M. Pavard, G. Testud, “ Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement”, 10 août 2005, D4091 v1
- [22] Technical document SONELGAZ, “ Defense plan against Major Disturbances on the Algerian Power System”, 1999.
- [23] Y. Xue, “ Defense schemes against power system blackouts in China with high load growth”, 15th Power Systems Computation Conference (PSCC'05), Liege, 22-26 August 2005.
- [24] J.J Paserba, “ How FACTS controllers benefits AC transmission system,” IEEE transmission on Power Engineering Society, Vol.3, ,pp 949-956. September 2003.
- [25] E. Ghahremani, I. Kamwa , “Analysing the effects of different types of FACTS devices on the steady-state performance of the Hydro-Québec network”, IET Generation, Transmission & Distribution, Volume: 8 , Issue: 2 ,pp: 233 - 249 February 2014). doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0316,
- [26] N.G. Hingorani , L. Gyugyi, “ Understanding FACTS : Concepts and Technology of Flexible AC Transmission systems, ” IEEE Power Engineering Society, IEEE press, Delhi 2001.
- [27]R. K Bindal, “A Review of Benefits of FACTS Devices in Power System”, International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT) ISSN: 2249 – 8958, Volume-3, Issue-4, April 2014.
- [28] D. Radu, Y. Besanger, “ Blackout prevention by optimal insertion of FACTS devices in power system,” International Conference on Future Power Systems, pp. 1–6, Amsterdam, 18 November 2005

- [29] Y. V. Markov, V. I. Reshetov, “ Blackout Prevention in the United States, Europe, and Russia, ”Proceedings of the conference IEEE, vol. 93 No.11,pp: 1942 – 1955, Novembre 2005.
- [30] R. Hooshmand, M. Ezatabadipour, “Corrective action planning considering FACTS allocation and optimal load shedding using bacterial foraging oriented by particle swarm optimization algorithm,” Turkish Journal of Electrical Engineering and . Computer sciences, Vol. 18, No. 4, pp. 597–612, 2010.
- [31] M. Zima, M. Larsson, P. Korba, C. Rehtanz, and G. Andersson, “Design aspects for wide-area monitoring and control systems”, Proceedings of the IEEE conference , vol. 93 No.5, Mai 2005.
- [32] B.Cristian, D. Mircea, “Application of Modern SCADA in Power System Operation”, Journal of Computer Science and Control Systems, 26 Volume 7, Number 1, May 2014 pp : 25-28
- [33] C. W. Taylor, D. C. Erickson, K. E. Martin, R. E. Wilson, V. Venkatasubramanian, " WACS – Wide-area stability and voltage control system: R&D and online demonstration, ”, Proceedings of the IEEE (Volume: 93 , Issue: 5 , May 2005), pp: 892 – 906. DOI: 10.1109/JPROC.2005.846338
- [34] M.A.M Arif , B.C Pal “Adaptive Protection and Control for Wide-Area Blackout Prevention”, IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 31 , Issue: 4 , Aug. 2016), pp: 1815 – 1825. DOI: 10.1109/TPWRD.2016.2518080

Conduite et protection des réseaux électriques

Sommaire

Introduction.....	32
2.1 Interconnexion des réseaux électriques	32
2.1.1. Avantages de l'interconnexion.....	32
2.1.1.1 Avantages techniques.....	32
2.1.1.2 Avantages économiques	33
2.1.2 Contraintes de l'interconnexion.....	33
2.2 Limites d'utilisation d'un réseau électrique.....	34
2.2.1 Limites physiques en fonctionnement normal.....	34
2.2.1.1 Limites de transit de puissance	34
2.2.1.1.1 Limite thermique.....	34
2.2.1.1.2 Limite de tension.....	34
2.2.1.1.3 Limite de stabilité	34
2.2.1.2 Limites de la tension	35
2.2.2 Limites physiques en régime perturbé.....	36
2.2.2.1 Limite de transit de puissance.....	36
2.2.2.2 Limites de tension.....	36
2.2.2.3 Limite de fréquence.....	36
2.3 Contrôle des transits de puissance dans un réseau électrique.....	36
2.3.1 Modification de la tension	
2.3.2 Modification de l'angle de transport.....	37
2.3.3 Modification de la réactance de la liaison.....	37
2.4 Exploitation et conduite des réseaux électriques.....	38
2.4.1 Gestion des réseaux électriques par les systèmes SCADA.....	38
2.4.1.1 Définition.....	38
2.4.1.2 Conception du système SCADA.....	40
2.4.1.2.1 Serveurs.....	40
2.4.1.2.2 Postes de travail	41
2.4.1.2.3 Unités de communication	41
2.4.1.2.4 Tableau synoptique.....	42
2.4.1.3 Applications du système SCADA.....	42
2.4.1.3.1 Acquisition des données.....	42
2.4.1.3.2 Surveillance et traitement des données.....	42

2.4.1.3.3	Archivage des données.....	42
2.4.1.3.4	Exécution des télécommandes	43
2.4.1.3.5	Interface Homme/Machin.....	43
2.4.1.3.6	Gestion de la production.....	43
2.4.1.3.7	Evaluation de la sécurité du réseau.....	43
2.4.1.4	Avantages du système SCADA.....	44
2.4.2	Système de surveillance et de protection à couverture étendue (WAMS).....	45
2.4.2.1	Définition.....	45
2.4.2.2	Structure d'un système WAMS.....	45
2.4.2.3	Applications d'un système WAMS.....	46
2.4.2.3.1	Surveillance des réseaux électriques.....	46
2.4.2.3.2	Stratégies de commande avancées.....	47
2.4.2.3.3	Protection avancée des réseaux électriques.....	47
2.5	Systèmes de protections des lignes électriques HTB.....	48
2.5.1	Principe de fonctionnement d'un relais de distance.....	48
2.5.2	Zones de mesure d'un relais de distance.....	49
2.5.3	Caractéristique de déclenchement d'un relais de distance.....	50
2.6	Conclusion.....	52
	Références.....	53

Introduction

Un réseau d'énergie électrique est un système qui inclut production, transport, répartition et distribution de l'énergie vers les consommateurs domestiques et industriels. Le système est stratifié depuis la très haute tension (220 - 400 kV en Algérie) et conçue pour interconnecter les centrales de production et transmettre la puissance de ces centrales vers les points de charges les plus importantes [1]. La répartition s'effectue à un niveau plus faible (60 - 90 kV) reliant le niveau de transport et le niveau de distribution (MT de 1 à 30 kV, BT < 1 kV). La distribution consiste à acheminer l'énergie vers les consommateurs tout en réalisant le moins de pertes possibles. En effet, les tensions produites par les alternateurs de diverses centrales de productions sont élevées en HT (haute tension) ou en THT (très haute tension) pour être transportées sur de longues distances. Puis, elles sont rabaisées dans la gamme des MT (moyennes tensions) de façon à alimenter directement des agglomérations ou des industries.

2.1 Interconnexion des réseaux électriques

La définition topologique d'un réseau électrique maillé renvoie à l'existence de plusieurs chemins pour aller d'un point à un autre du réseau. Deux lignes reliant deux nœuds suffisent donc pour avoir une structure maillée ou interconnectée. Si les réseaux de distribution ont des structures radiales alimentées par des postes du réseau Haute tension, les réseaux de transport ont généralement des structures maillées.

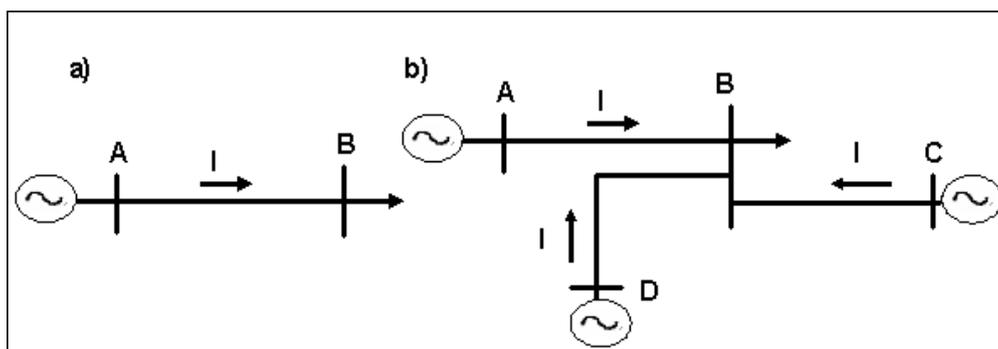


Figure 2.1 Structure des réseaux électriques ; a) Réseau radial ; b) Réseau maillé

2.1.1. Avantages de l'interconnexion

L'interconnexion des réseaux électriques apporte une série d'avantages techniques et économiques.

2.1.1.1 Avantages techniques

Au niveau du fonctionnement des réseaux, on notera comme avantages techniques [2] :

- Dans un réseau interconnecté l'énergie électrique peut être acheminée d'un nœud d'injection au nœud de charge par des chemins différents. La fiabilité du réseau électrique est donc augmentée et la perte d'une ligne n'entraîne pas la coupure d'alimentation en électricité ;
- Amélioration de la qualité de la fréquence par augmentation de nombre d'unités de production participant à sa régulation ;
- Possibilité d'améliorer la sécurité globale du réseau par secours mutuel en situation d'incident ;
- Une réduction des écarts de fréquence et amélioration du réglage de la tension.

2.1.1.2 Avantages économiques

On notera aussi comme avantages économiques [2] :

- Amélioration de la courbe de charge globale due à la non-simultanéité des pointes, aux différences climatiques, au décalage horaire, etc. ;
- Meilleure utilisation des unités de production les plus économiques ou, en termes de marché, amélioration de l'offre et donc réduction du prix de l'électricité ;
- Réduction des capacités totales par mise en commun des réserves. En effet, la perte d'une unité de production chez un partenaire est compensée dans les premiers instants par une augmentation automatique de la production de nombreuses unités raccordées à l'interconnexion. En restant isolé, chaque partenaire devrait se ménager une réserve tournante beaucoup plus importante, donc beaucoup plus coûteuse, pour arriver au même niveau de fiabilité.

2.1.2 Contraintes de l'interconnexion

L'extension de l'interconnexion des réseaux électriques conduit à la création de systèmes vastes et complexes. L'exploitation de ces systèmes pose beaucoup de problèmes [2]:

- Augmentation des risques de propagation des incidents à travers les réseaux interconnectés ;
- les déclenchements de lignes électriques par les équipements de protection peuvent entraîner la perte de synchronisme d'unités de production dans les réseaux interconnectés ;
- Augmentation des puissances de court-circuit, qui peuvent mettre en péril la sécurité du matériel ;
- Naissance des oscillations électromécaniques lentes (0,1 – 0,5 Hz) et non amorties qui risquent de perturber l'ensemble des systèmes interconnectés ;
- Dans un réseau interconnecté, le flux d'énergie transmis sur une ligne interconnectée peut affecter instantanément les flux d'énergie transients dans les autres lignes interconnectées. En outre, Tout

changement affectant en plus ou en moins l'offre ou la demande d'électricité se propage sur l'ensemble du réseau.

2.2 Limites d'utilisation d'un réseau électrique

Les limites d'utilisation d'un réseau électrique sont exprimées par des valeurs maximales ou minimales sur certaines variables du réseau. Si ces limites sont dépassées le réseau risque de devenir instable. Généralement deux types de limites seront pris en compte : Les limites physiques en fonctionnement normal et les limites en régime perturbé.

2.2.1 Limites physiques en fonctionnement normal

On distingue deux limites : limites de transit de puissance active et limites de tension [3].

2.2.1.1 Limites de transit de puissance

On peut distinguer trois types de limite de transit de puissance qui peuvent affecter la capacité de transport des lignes électriques à savoir: limite thermique, limite de tension et limite de stabilité.

2.2.1.1.1 Limite thermique

La limite thermique des lignes électriques est liée à l'échauffement des conducteurs lors du passage du courant électrique. C'est l'effet Joule qui est responsable de la transformation de l'énergie électrique en énergie thermique. Cette énergie thermique qui augmente avec le courant électrique circulant dans la ligne peut modifier les caractéristiques mécaniques de la ligne (dilatation des conducteurs) [4].

Or, à tout instant, l'exploitant du réseau électrique doit garantir que le courant transité dans les ouvrages de transport (lignes aériennes et souterraines, transformateurs et autotransformateurs) se situe au-dessous d'un seuil fixe : Intensité maximale admissible en régime permanent pour les lignes et les câbles, courant nominal pour les appareils de transformation. En pratique, la limite thermique ne peut pas être atteinte.

2.2.1.1.2 Limite de tension

La limite de tension correspond à la tension minimale acceptable aux différents nœuds du réseau. Cette limite influence considérablement le transit de puissance dans les lignes électriques. La limitation est principalement due à la chute de tension dans la ligne. La chute de tension maximale admissible dans une ligne électrique en régime normale est fixée à $U_{lim} = 5\%$ de la tension nominale [3].

2.2.1.1.2 Limite de stabilité

La puissance circule d'un bout de la ligne à l'autre principalement à cause de la différence de l'angle de phase de la tension entre les deux nœuds. Les limites de stabilité en régime permanent sont donc dues à ces

différences de phase entre les tensions de deux nœuds du réseau. Une limite de stabilité peut être donc spécifiée comme un maximum de flux qui peut passer par la ligne. Théoriquement, le flux de puissance active dans une ligne est susceptible de croître jusqu'à ce que la différence de phase entre les deux tensions aux extrémités de cette ligne atteigne 90° . En pratique, les limites de stabilité sont fixées à un niveau bien inférieur car il faut aussi tenir compte des conditions de l'instabilité transitoire. Une marge de sécurité de 30% de la puissance maximale est toujours donc adoptée. L'angle de transport correspondant à cette puissance limite $P_{\text{lim}} = 0.7 P_{\text{max}}$ vaut $\delta_{\text{lim}} = 44^\circ$. La figure suivante illustre le transit de puissance lié aux différentes limites décrites ci-dessus :

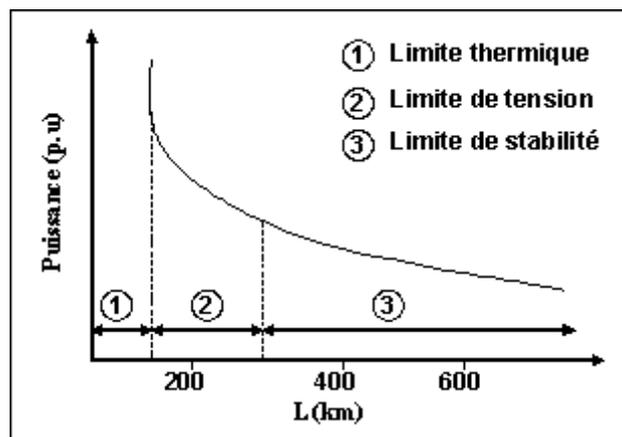


Figure 2.2 Limites de flux de puissance dans une ligne de transport

La courbe de cette figure est valable pour tous les niveaux de tension des lignes de transport non compensées. Les trois régions suivantes peuvent y être mises en évidence [5] :

- Les lignes courtes de longueur inférieure à 80 km, pour lesquelles le transfert de puissance est limité par la capacité thermique de la ligne ;
- Les lignes dont la longueur est comprise entre 80 km et 320 km où la limitation est principalement due à la chute de tension dans la ligne ;
- Les lignes de longueur supérieure à 320 km dans lesquelles la puissance transmissible est conditionnée par la limite de stabilité statique.

2.2.1.2 Limites de la tension

La tension en un nœud du réseau est fonction des forces électromotrices des générateurs raccordés au réseau et des chutes de tension dans divers éléments du réseau (lignes, transformateurs, moteurs, etc.).

En régime normal de fonctionnement, la tension doit être maintenue en chaque point du réseau dans les plages normatives, préservant la sécurité du matériel et la stabilité de fonctionnement des réseaux électriques. En pratique, des écarts allant jusqu'à 5% de la valeur nominale peuvent être tolérés [4].

2.2.2 Limites physiques en régime perturbé

En général, les limites en régime perturbé sont les limites les plus contraignantes et qui fixent les capacités réelles des réseaux électriques. Trois types de limites sont considérés : transit de puissance, la tension et la fréquence [3].

2.2.2.1 Limite de transit de puissance

Les ouvrages du réseau électriques (lignes, transformateurs et groupes) ne sont pas exploités à leurs vraies limites physiques mais avec des marges de sécurité prévoyant la perte fortuite d'un ou de plusieurs ouvrages. En effet, lorsqu'un ouvrage est déclenché suite à un défaut de court-circuit, le transit supporté initialement par cet ouvrage va se reporter sur les ouvrages voisins. Ce report automatique des flux risque à son tour de surcharger d'autres lignes interconnectées du réseau, et d'entraîner un effacement en chaîne du réseau.

Actuellement, dans l'exploitation des réseaux électriques, la règle de conduite la plus répandue est celle du « N-1 ». Cette règle impose que le réseau puisse admettre un fonctionnement acceptable en cas de défaillance d'un seul équipement (groupe ou ligne de transmission) du système électrique [6].

2.2.2.2 Limites de tension

En régime de fonctionnement exceptionnel, la valeur de la tension ne doit pas dépasser la valeur maximale de tension admissible par les matériels du réseau et elle ne doit pas franchir les valeurs pouvant provoquer des phénomènes d'effacement de tension.

2.2.2.3 Limite de fréquence

Le réseau électrique fait fonctionner en parallèle un nombre important de groupes de production d'énergie, assurant, via un alternateur la conversion d'une énergie mécanique en énergie électrique. La fréquence observée sur le réseau résulte d'un équilibre entre la production et la consommation.

La stabilité des systèmes d'énergie électrique est caractérisée par une fréquence constante du réseau. Il faut donc que tous les groupes de production puissent continuer de fonctionner et garder le synchronisme dans un certain intervalle de fréquence autour de la fréquence nominale. Par exemple, pour un réseau 50 Hz, les variations de fréquence sont comprises entre 48 et 52 Hz.

2.3 Contrôle des transits de puissance dans un réseau électrique

La puissance active P transitée entre deux réseaux de tensions U_1 et U_2 présentant un angle de transport δ (déphasage entre U_1 et U_2) et connectés par une liaison d'impédance X (figure 2.3) est donnée par l'équation suivante [7]:

$$P = \frac{(U_1 \times U_2 \times \sin \delta)}{X} \quad (2.1)$$

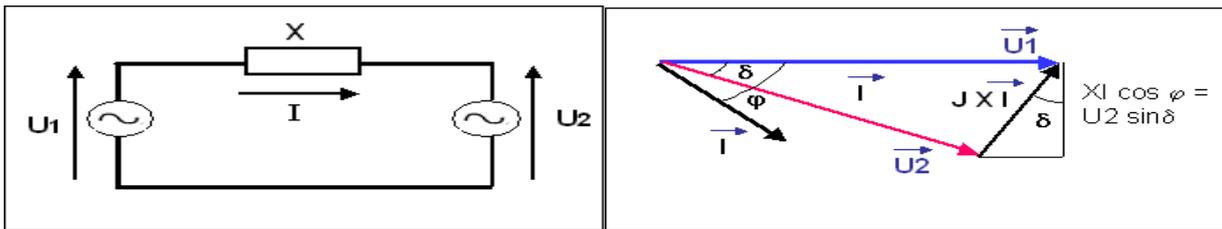


Figure 2.3 Réseau à deux nœuds (à gauche) et schéma vectoriel associé (à droite)

L'équation (2.1) montre qu'il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement la réactance de la liaison X.

2.3.1 Modification de la tension

La modification de l'amplitude de la tension à l'une ou l'autre des extrémités de la liaison modifie les puissances transmises. Cependant, en pratique les tensions doivent être maintenues dans une plage étroite pour exploiter les matériels dans leur limite de dimensionnement. Cela réduit fortement la marge de manœuvre par modification de la tension [8].

En revanche, le maintien de la tension en des points du réseau est une méthode intéressante mise en œuvre notamment dans le principe de sectionnement qui consiste à découper une longue ligne en plusieurs tronçons aux extrémités des quels des systèmes de compensation de type shunt maintiennent la tension.

2.3.2 Modification de l'angle de transport

L'équation (2.1) montre qu'il est possible de réguler le transit de puissance active entre deux systèmes en ajustant l'angle de transport entre les réseaux. La modification de l'angle de transport se réalise par injection d'une tension en série avec la ligne. Ces tensions sont injectées à travers un transformateur raccordé en série dans la liaison. Ce transformateur s'appelle transformateur déphaseur (phase shifting transformer). Un transformateur déphaseur peut être assimilé à une impédance variable insérée dans une ligne ; cette impédance peut ainsi être négative. Le transformateur déphaseur a donc la possibilité d'accroître ou de réduire les transits de puissances sur la ligne où il est installé en fonction de la valeur de déphasage [8].

2.3.3 Modification de la réactance de la liaison

La puissance active transmise peut être contrôlée, à des tensions données (amplitudes et phases) aux extrémités de la liaison, par modification de l'inductance X. Cette modification peut intervenir par introduction en série avec la liaison d'une réactance. Selon le caractère inductif ($\Delta X > 0$) ou capacitif ($\Delta X < 0$), il est possible de diminuer ou d'augmenter la puissance. Cette modification peut être réalisée par des éléments passifs, ensembles d'inductances ou de capacités, enclenchés à l'aide de

commutateurs mécaniques ou électroniques ou par un dispositif électronique de type gradateur à thyristors [6].

2.4 Exploitation et conduite des réseaux électriques

Vu l'augmentation de la demande de l'énergie, le nombre d'ouvrages électriques (postes, lignes, groupes) et le nombre de points de livraison sont en forte augmentation. La gestion de tels ensembles, pose deux types de problèmes :

- Il faut développer les réseaux pour faire face, au meilleur coût, à l'accroissement de la puissance appelée. Cela nécessite des calculs techniques et technico-économiques assez lourds du fait de la complexité des réseaux et du nombre important d'hypothèses et de solutions possibles.
- Il faut assurer une bonne exploitation des réseaux existants et, entre autres, contrôler la qualité de la desserte en électricité en tout point. Cela impose la connaissance détaillée de chaque réseau et, par conséquent, l'acquisition et la tenue à jour d'un ensemble considérable de données.

Les exploitants des réseaux électriques ont recours donc aux avantages de l'automatisation et de contrôle commande numérique, résultant des avancées technologiques récentes, en particulier dans le domaine de la télégestion ou télé-conduite [9]. La télé-conduite des réseaux électriques est une solution qui permet aux utilisateurs de gérer le réseau électrique à travers un système de contrôle commande numérique tel que les systèmes SCADA ou les systèmes de surveillance et de protection à couverture étendue (WAMS).

2.4.1 Gestion des réseaux électriques par les systèmes SCADA

2.4.1.1 Définition

Un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) (en anglais : Supervisory Control And Data Acquisition) est un système de télégestion à grande échelle permettant d'exploiter le réseau en temps réel avec un grand nombre de données provenant des différents points du réseau électrique. Le schéma général d'un système SCADA est montré sur la figure ci-dessous. [10].

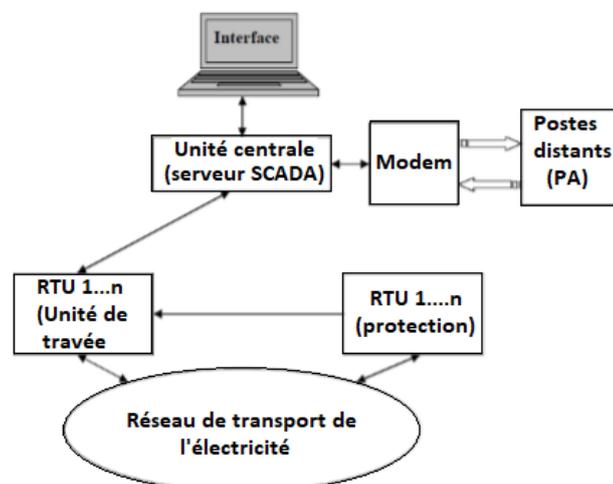


Figure 2.4 Architecture générale d'un système SCADA

Un système SCADA est constitué en général de deux parties essentielles [10]:

La partie physique (Hard) :

1. Le site central est la station de contrôle pour l'ensemble du système qui fournit normalement à l'utilisateur l'interface pour l'affichage des informations et le contrôle des postes électriques éloignés. Une unité centrale, c'est ce qu'on appelle le serveur SCADA, qui est responsable de la gestion de tout le système ; c'est lui qui envoie les commandes aux RTUs et il enregistre tous les événements survenus dans le système.
2. Interface homme-machine (IHM): présente les données de l'opérateur et prévoit des entrées de commande dans une variété de formats, y compris les graphiques, menus schémas, fenêtres, déroulant, écrans tactiles, etc.
3. RTU (Remote Terminal Unit) : C'est une entité d'acquisition de données et de commande généralement à base de microprocesseur lié directement au réseau de transport de l'électricité. Chaque poste électrique est connectée à un RTU qui sert à contrôler et superviser localement ce poste et transférer les données requises vers le serveur SCADA ou parfois à d'autres RTU. Il recueille également des informations provenant de l'appareil maître (le serveur SCADA) et met en œuvre des processus qui sont dirigés par le maître.
4. MTU (Master Terminal Unit) : il recueille les données provenant des RTU et les rendre accessibles aux opérateurs via le serveur Homme Machine l'HMI. Il transmet également les commandes nécessaires des opérateurs vers les postes électriques éloignés.
5. Système de communication : il représente les moyens de communication entre MTU et les différents RTU. La communication peut être réalisée par le biais de l'internet, la fibre optique, le réseau sans fil, le câble coaxial ou le réseau téléphonique public. [10], [11], [12].Un modem est prévue dans ce système pour gérer les communications entre les postes.

La partie Logiciel (soft):

Un système SCADA doit être muni d'un logiciel permettant d'assurer la communication entre les éléments du SCADA et les opérateurs (interface homme-machine), et d'accomplir des tâches telles que :

- La visualisation des données d'exploitation à travers la totalité des installations électriques ;
- L'acquisition, le stockage et l'extraction des données d'exploitation importantes avec les commentaires saisis par l'opérateur ;
- La visualisation des tendances en temps réel à partir de données temps réel ou depuis les bases d'archivage ;
- L'amélioration de la disponibilité des installations et la fourniture des informations fiables ;

- La capture des notifications d'alarme adressées au personnel d'exploitation et de maintenance par message texte ou par voie vocale ;
- La génération des rapports d'exploitation et les rapports réglementaires régulièrement.

2.4.1.2 Conception du système SCADA

Le système SCADA de chaque centre de conduite est construit selon un environnement informatique composé des éléments suivants (Figure 2.5)[11],[12] :

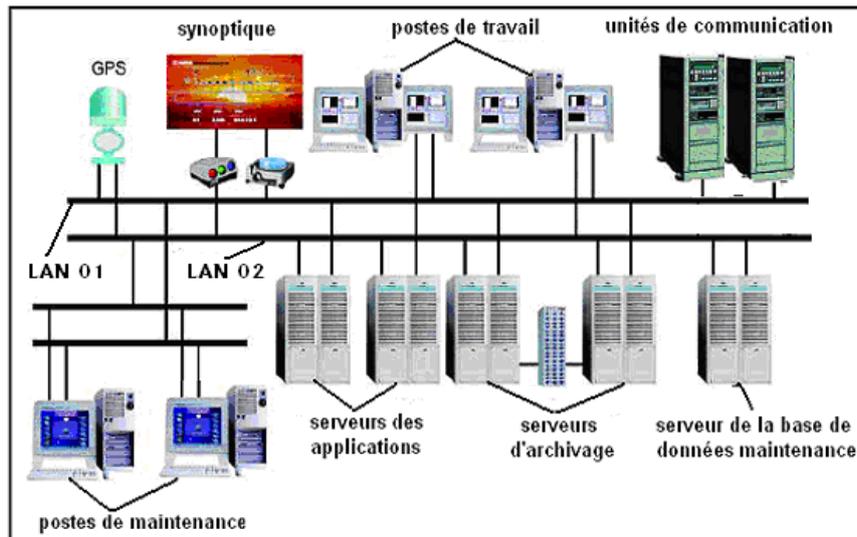


Figure 2.5 Conception matérielle du centre de conduite

2.4.1.2.1 Serveurs

Les serveurs sont des ressources informatiques capables de délivrer des informations, de contrôler l'accès vers les postes de travail, des modems, des imprimantes, et de permettre la consultation et l'exploitation des bases de données.

Le rôle des serveurs des applications est l'exécution de toutes les applications du système SCADA[11]. Le système de chaque centre comprend deux serveurs d'applications :

- l'un fonctionne en mode ligne (temps réel)
- l'autre fonctionne en attente (secours)

Les deux serveurs comportent des caractéristiques de sauvegarde des données internes, et la surveillance automatique pour l'analyse et l'exécution du basculement vers le système en attente.

Toutes les informations du système sont stockées dans un serveur nommé serveurs d'archivage. Chaque centre de conduite comprend deux serveurs d'archivage :

- l'un fonctionne comme serveur en ligne ;

- l'autre est en mode en attente.

La redondance des deux serveurs assure une disponibilité des données pour l'UDW.

Pour la définition des données et les aspects relatifs au réseau électrique, le système SCADA emploie une base de données de maintenance. Cette base de données est stockée sur le serveur de maintenance. Ce serveur offre plusieurs possibilités de traitement local des informations.

2.4.1.2.2 Postes de travail

Le centre de contrôle comprend deux postes opérateur Homme/Machine. Chaque poste opérateur est équipée de :

- trois écrans de visualisation (VDU)
- un clavier alphanumérique ;
- une souris.
- Un clavier optionnel de touches de fonctions.

Les consoles opérateurs supportent les techniques graphiques permettant un contrôle efficace et facile à utiliser du système de puissance.

2.4.1.2.3 Unités de communication

Les unités de communication forment l'interface de communication entre le réseau des unités terminales à distance (RTU) et les logiciels d'applications situés dans les serveurs d'applications.

L'unité de communication traite :

- La synchronisation des RTU
- La mise en train automatique de la communication entre les RTU.
- Le téléchargement des données
- Les tâches d'isolation des pannes

2.4.1.2.4 Réseau local LAN (Local Area Network)

L'architecture du matériel informatique du centre de contrôle est construite autour d'un réseau local (LAN). Tous les équipements (serveurs, imprimantes....) sont connectés au LAN.

Le LAN permet le transfert des données et des informations entre les serveurs des applications, les unités de communication et les serveurs de maintenance.

2.4.1.2.5 Tableau synoptique

Le tableau synoptique est un outil essentiel permettant aux opérateurs d'avoir une vue d'ensemble du réseau pendant l'exploitation normale et en période de perturbation.

Le tableau affiche:

- l'état ouvert/fermer des lignes à chaque extrémité
- la tension à chaque poste
- un indicateur d'alarme pour chacun des postes
- l'heure synchronisée GPS
- la fréquence du réseau

2.4.1.3 Applications du système SCADA

Un système SCADA offre de nombreuses fonctions de traitement, à savoir [13] :

2.4.1.3.1 Acquisition des données

Le système SCADA est un système qui reçoit les données (télé-informations, télémesures) en temps réel des unités terminales RTU et des autres sources de communication. Les données sont contrôlées à leur réception et sont également mis à jour automatiquement après chaque changement d'état. Les données collectées sont :

- des informations venant du réseau électrique (états des équipements, valeurs mesurées en service)
- des informations du système de contrôle (résultats des auto-contrôles, paramétrage)
- des informations échangées avec le système hiérarchique (renvoi des signaux d'état ou d'événement).

2.4.1.3.2 Surveillance et traitement des données

Quand le système SCADA met les informations dans sa base de données, il exécute les fonctions de traitement de base suivantes :

- Vérification de la qualité des données ;
- Traitement des valeurs analogiques ;
- Vérification des limites ;
- Traitement des états ;
- Traitement des compteurs d'impulsions (comptage et télérelève)

2.4.1.3.3 Archivage des données

Le système SCADA enregistre les données temps réel du réseau électrique et il permet en même temps des opérations de statistiques avec les fonctions correspondantes.

Ainsi, il recherche périodiquement les données dans l'environnement temps réel et les stocker dans une base de données relationnelle. A tout moment, des données archivées peuvent être rechargées dans la base de données relationnelle historique pour analyse et visualisation.

2.4.1.3.4 Exécution des télécommandes

Le système SCADA assure d'une part la commande à distance des organes de coupure (disjoncteurs, sectionneurs) et d'autre part le réglage de tous les régulateurs en charge des transformateurs de puissance.

2.4.1.3.5 Interface Homme/Machine

L'interface homme/machine fournit à l'utilisateur une vue d'ensemble de tout le système d'énergie et du système de contrôle commande. Elle permet aussi d'accéder aisément à toutes les fonctions du système, à savoir :

- Etats des équipements
- Alarmes d'exploitation ;
- Mesures et comptage ;
- Images des postes ;

2.4.1.3.6 Gestion de la production

Un système SCADA détermine les programmes de production de toutes les unités de production à court et long terme. Des prévisions indépendantes et séparées sont produites pour chaque région, et ensuite sommées pour constituer la prévision de la charge du réseau complet.

Les fonctions liées à la commande en temps des unités de production sont disponibles. Un système SCADA fournit également des informations sur :

- l'équilibre charge/production
- échange de puissance entre les réseaux interconnectés.
- Les écarts de la fréquence entre les différentes régions du réseau.

2.4.1.3.7 Evaluation de la sécurité du réseau

Le système SCADA peut évaluer également la sécurité du réseau électrique en temps réel ou en mode d'études pour examen et analyse des incidents. La fonction d'analyse de sécurité est conçue pour aider les opérateurs et les exploitants du réseau en évaluant la sécurité de fonctionnement du réseau à divers situations. La sécurité du réseau est évaluée en terme de:

- surcharge des lignes électriques ;

- dépassement des limites de tension ;
- dépassement des limites de puissance échangée entre les réseaux électriques;
- surproduction de puissance réactive.

2.4.1.4 Avantages du système SCADA

Un système de gestion d'un réseau électrique SCADA assure une exploitation sûre et fiable des réseaux électriques. Plusieurs avantages sont apportés par les systèmes SCADA, à savoir [14] :

- réduire considérablement les temps d'interruption grâce au contrôle et la commande à distance des principaux appareils du réseau ;
- amélioration de la fiabilité du service en cas de défaut sur le réseau ;
- réalimentation du réseau plus rapide à la suite des défauts ou des incidents ;
- meilleure connaissance des conditions d'alimentation et meilleure maîtrise du réseau ;
- réduction des pertes par contrôle de la tension et reconfiguration des circuits d'alimentation ;
- la meilleure connaissance de l'état des équipements installés permet de les utilisés mieux par rapport à leur capacité.
- gestion des événements et des alarmes datés à la milliseconde permettant une analyse chronologique des évènements d'exploitation ;
- surveillance des commandes ;
- détecte les défauts des circuits de commande ;
- exécution de séquences de commandes respectant les conditions de sécurité.

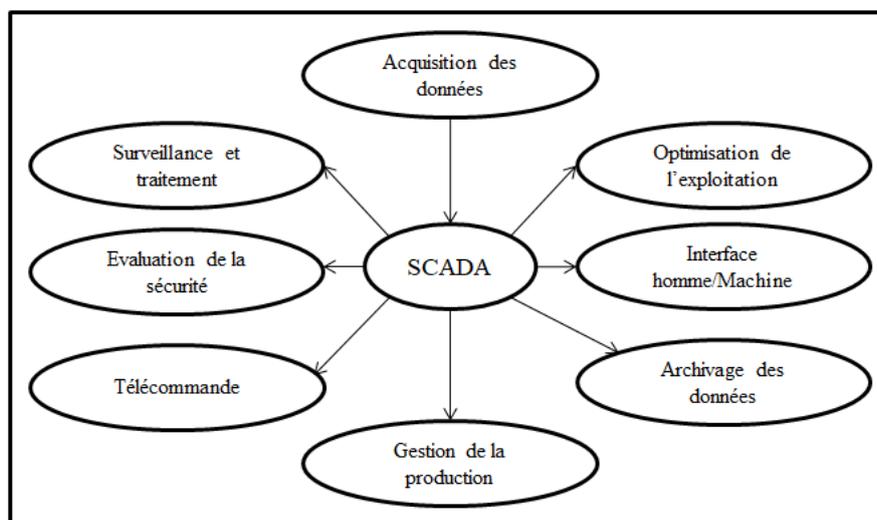


Figure 2.6 Applications du système SCADA

2.4.2 Système de surveillance et de protection à couverture étendue (WAMS)

Avec l'augmentation des interconnexions et de la taille des réseaux électriques actuels, la vitesse de scrutation et des calculs des systèmes SCADA devient lents et incapable de fournir l'information sur l'état dynamique du réseau électrique. En outre, les systèmes SCADA couramment utilisés dans la conduite des réseaux électriques ne permettent pas automatiquement une connaissance précise de l'état d'un grand réseau interconnecté. Souvent, les grandeurs que l'on souhaite acquérir ou connaître ne sont accessibles qu'après un ou plusieurs calculs complets de l'état du réseau [15]. Ces calculs sont plus ou moins importants selon le problème étudié, la taille du réseau ou la complexité de la modélisation utilisée. Donc, les temps de calculs peuvent être prohibitifs dans certains cas, ce qui a un impact certain sur la connaissance ou le contrôle de la sécurité du réseau en temps réel [16]. Ainsi, un système SCADA mesure l'amplitude des tensions mais ne tient pas compte des angles de phase correspondants [17]. En effet, pour les courants alternatifs, ces angles sont importants à connaître dans la mesure où ils permettent de faire des calculs d'écoulement de puissance et de limites de stabilité.

2.4.2.1 Définition

Un système de surveillance à couverture étendue WAMS (en anglais : **Wide Area Monitoring System**) est un système de télégestion basé sur les données de mesure de phaseur en temps réel (PMU), qui facilite la surveillance, la compréhension et la gestion de grands réseaux électriques [18]. L'acquisition des tensions (module et phase), des courants et de la fréquence du réseau d'une façon synchronisée et en temps réel par le système WAMS donne une très bonne connaissance du comportement du réseau ainsi qu'une vision de son évolution en cours d'exploitation. Ainsi il est possible de contrôler plus efficacement les différentes grandeurs électriques et d'avoir des fonctions plus avancées pour les protections, la détection des défauts, l'amortissement des oscillations très basse fréquence et l'évaluation de toute instabilité au sein des réseaux électriques à grande échelle dues à des déviations de la tension ou d'oscillations électriques entre régions [19].

2.4.2.2 Structure d'un système WAMS

Comme montré à la Figure 2.7, les données synchronisées de courant, de tension et de fréquence prises par les PMUs branchés à des jeux de barres du réseau sont envoyées vers un concentrateur de données de phaseur PDC (Phasor Data Concentrator), situé dans des sous-stations ou des centres de contrôle en utilisant un réseau de communication en fibre optique dédiée. Toutes les informations sont stockées dans un centre principal (Super PDC) où on les traite et les interprète afin de les utiliser dans des applications de protection et de contrôle des réseaux électriques [20].

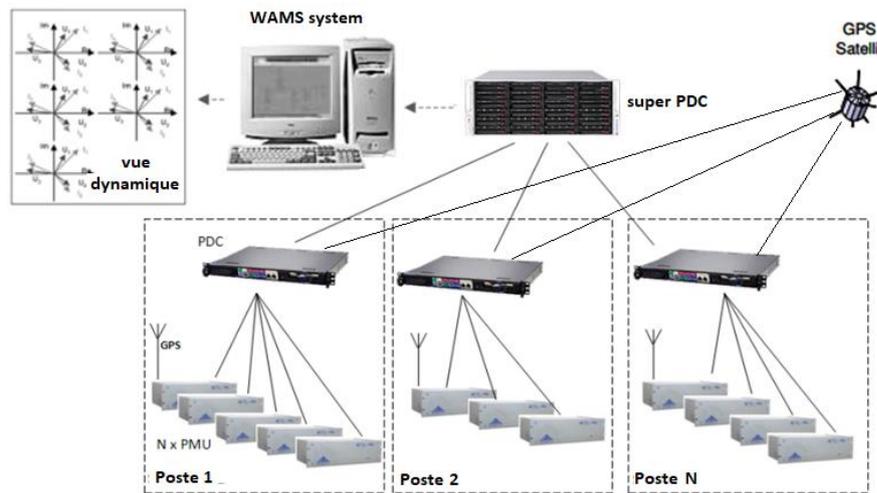


Figure 2.7 Structure d'un système WAMS

2.4.2.3 Applications d'un système WAMS

On peut regrouper la majorité des applications des systèmes WAMS comme suit (Figure 2.8):

- Surveillance des réseaux électriques,
- Protection avancée des réseaux,
- Stratégies de commande avancées

2.4.2.3.1 Surveillance des réseaux électriques

Les unités de phaseurs synchronisées PMUs constituent la composante principale d'un system WAMS. Ils ont l'avantage de fournir de 30 jusqu'à 120 mesures de phaseurs par seconde avec une précision d'une microseconde [21]. Ceci permet une bonne observabilité et une vue globale du réseau. En fournissant des données de mesure de phaseur en temps réel, le système WAMS offre aux exploitants de réseaux une palette complète d'avantages, notamment [22] :

- Une estimation précise de l'état du réseau obtenue à des intervalles réguliers permet au personnel du centre de conduite des réseaux électriques de comprendre les phénomènes dynamiques et de prendre les mesures qui s'imposent.
- Il fournit aux gestionnaires de réseau de transport un aperçu instantané précis et des indicateurs robustes de l'état dynamique du système, même en cas de situation d'urgence.
- Les analyses post-contingences sont plus efficaces car les mesures instantanées et précises de l'état du réseau sont obtenues par synchronisation GPS,
- Les systèmes WAMS facilitent la réalisation de solutions novatrices aux problèmes traditionnels de surveillance et d'exploitation.

- Ils permettent d'avoir une vue globale du comportement du réseau en temps réel. Ils ne sont pas bénéfiques uniquement pour l'étude de la stabilité transitoire mais ils permettent également de détecter d'éventuelles séparations au niveau du réseau en temps réel et d'analyser en boucle fermée les oscillations des machines afin de sauvegarder la stabilité du dit réseau.
- Il est possible de calculer les limitations de réseau pour des conditions réelles plutôt qu'hors ligne. Alors le réseau peut être donc en régime plus proche des limitations réelles en vigueur.
- Ainsi, les estimateurs de l'état du réseau en utilisant les systèmes WAMS peuvent accroître la capacité de transfert réelle d'un réseau électrique.

2.4.2.3.2 Stratégies de commande avancées

L'utilisation des systèmes WAMS dans le domaine du contrôle et de la régulation des réseaux semble très prometteuse [23]. En effet, dans un réseau interconnecté, tous les systèmes de commande traditionnels possèdent une boucle de contre-réaction locale. Lorsque surviennent dans le réseau des événements graves, ces boucles de commande ne voient pas le réseau dans sa globalité. Cette vision globale est pourtant souvent nécessaire afin d'éviter la propagation des défauts ou un effacement du réseau. Grâce aux unités PMU, il devient possible de réaliser des systèmes de commande avancés utilisant des mesures à distance, améliorant ainsi les performances des régulateurs installés au niveau des réseaux électriques.

De plus, étant donné que les mesures de phaseurs donnent des informations sur un laps de temps de l'ordre des millisecondes, les systèmes WAMS produisent des recommandations donc instantanément et de manière globale en intégrant des données complètes du réseau électrique. Les méthodes traditionnelles de contrôle de la fréquence, de la tension et de la congestion de lignes ne suffisent plus et demandent à être complétées par un contrôle des puissances actives ou réactives.

Les systèmes WAMS offrent également une excellente occasion de déterminer une stratégie de restauration du réseau après un blackout qui prend en compte l'état actuel et réel du réseau électrique[24]. Il peut également réaliser des contrôles optimaux en boucle fermée en temps réel, diminuer l'occurrence des blackouts, limiter leur influence et assurer la stabilité du système électrique.

2.4.2.3.3 Protection avancée des réseaux électriques

L'avantage essentiel de l'utilisation des systèmes WAMS est la possibilité d'améliorer les systèmes de protection déjà installés dans les réseaux électriques. Avec les systèmes WAMS, il devient possible de créer des actions très rapides à partir des mesures précises de la tension, des angles de phase, de la fréquence coordonnée par des ordinateurs centraux [25]. Cela permet de réaliser des systèmes de protection plus avancés et d'améliorer la tenue générale du réseau aux incidents majeurs.

Un autre avantage d'utilisation des systèmes WAMS est la possibilité d'utiliser des protections adaptatives. Au lieu de déterminer les actions fixes de restauration à la suite d'un grand nombre de simulations de stabilité, les disjoncteurs sont actionnés en temps réel en fonction des parties de réseau à restaurer. D'autres applications des systèmes WAMS sont présentées ci-dessous [26] :

- détection d'oscillation de basse fréquence ;
- détection sur / sous-fréquence dans les différentes régions du réseau ;
- surveillance de la différence d'angle de tension;
- détection d'îlotage;
- détection de la source d'oscillation;
- enregistrement automatique d'événements;

2.5 Systèmes de protections des lignes électriques HTB

Les lignes de transport d'énergie électrique à très haute tension représentent la partie principale du réseau du transport de l'électricité. 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. Dans un système de transport d'énergie électrique, les lignes sont les éléments les plus exposés aux différentes perturbations à cause de plusieurs facteurs (le vent, la glace, la neige, la pollution, le jet de sel, les oiseaux,...etc). En effet, lorsqu'un défaut se produit sur un des éléments du réseau, il est indispensable de mettre hors circuit cet élément pour limiter les dégâts que le courant de défaut peut causer, et éviter les répercussions que le maintien du défaut aurait sur le fonctionnement général de tout le réseau. Pour cela il faut protéger ces lignes contre les diverses anomalies surtout les court-circuits par l'utilisation des systèmes de protection bien adaptés [25]. La protection principale des lignes électriques très haute tension au niveau du réseau de Sonelgaz ou à l'échelle mondial contre les courts-circuits est réalisée par les relais de distance ou à minimum d'impédance.

2.5.1 Principe de fonctionnement d'un relais de distance

Un relais de distance comme son nom l'indique, à la capacité de détecter un défaut de court-circuit à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son emplacement. Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa construction. Donc, l'impédance totale de la ligne de transmission sera une fonction de sa longueur ou de sa distance. En effet, pour déterminer la longueur où se trouve le défaut de court-circuit, il suffit de connaître l'impédance, c.à.d. l'image de la tension et le courant à partir des transformateurs de mesures

TT et TC. Un relais distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm :

$$U=Z \times I \tag{2.2}$$

Sachant que :

$$Z = R_L + jX_L \tag{2.3}$$

Le principe de base du fonctionnement d'un relais de distance est schématisé ci-dessous [27] :

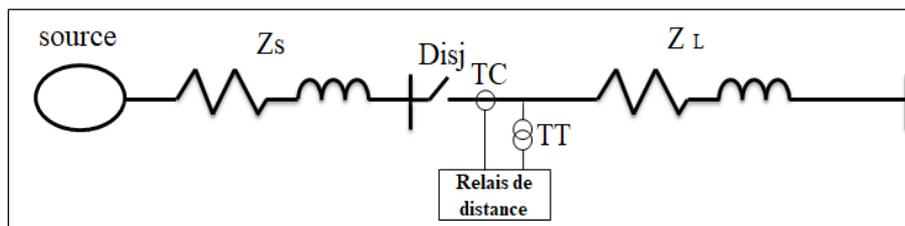


Figure 2.8 Principe de base du fonctionnement d'un relais de distance

En cas d'un défaut de court-circuit qui affecte une ligne électrique ; le courant I augmente alors que la tension U diminue. Dans ce cas, le relais de distance va observer une impédance variable.

2.5.2 Zones de mesure d'un relais de distance [30]

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 (Z1, Z2 et Z3) et une seule zone de protection en amont (Z4) comme indiqué par la (figure2.9) avec une sélectivité chronométrique bien respectée pour chaque zone illustrée par la (figure 2.10)[27].

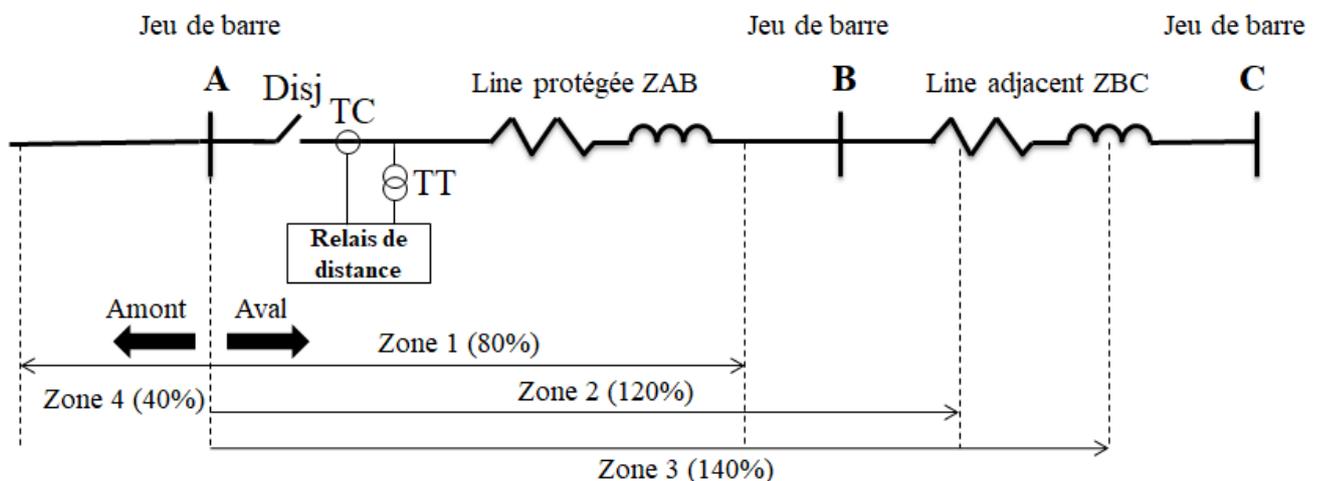


Figure 2.9 Schéma du principe de la sélection des zones de mesure d'un relais de distance

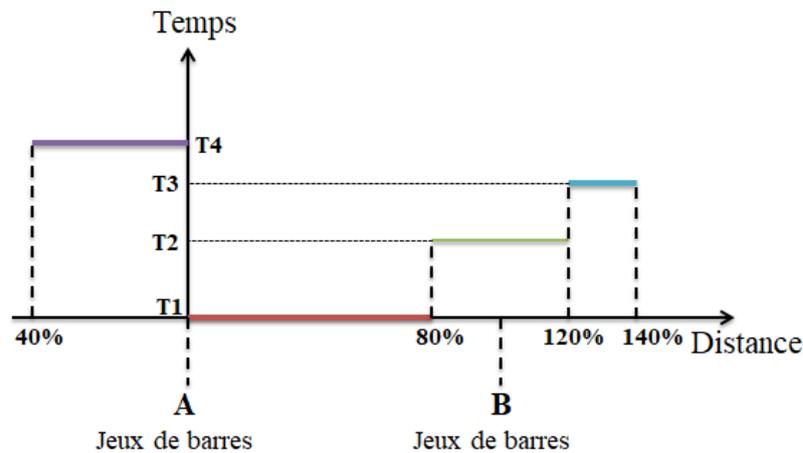


Figure 2.10 Sélectivité chronométrique des zones de mesure d'un relais de distance

La zone Z1 est réglée entre 80 à 90 % de l'impédance totale de la ligne protégé AB (Z_{AB}) avec un temps instantané de déclenchement de disjoncteur ($T1= 0$ sec). La zone Z2 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 ($T2= 0,3$ sec). Cette zone est une zone de secours pour le relais à distance installé sur la ligne adjacent BC. Dans des situations exceptionnelles comme le cas, d'une ligne longue suivie d'une ligne courte le réglage de cette zone est réduit pour éviter les fonctionnements non sélectifs dus au dépassement de la zone. La portée de la troisième zone de mesure est habituellement réglée égale à 100% de l'impédance totale de la ligne protégée(Z_{AB}) plus 40% de la portée de l'impédance totale de la ligne adjacente(Z_{BC}) avec un temps de déclenchement temporisé ($T3= 1,5$ sec). La zone amont Z4 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 40 % de l'impédance totale Z_{AB} , avec un temps de déclenchement temporisé ($T4= 2.5$ sec). Les équations de calcul des réglages des zones sont [26] :

$$\text{Première Zone (Z1)} : Z_1 = 80\% \times Z_{AB} = 0.8 \times (R_{AB} + jX_{AB}) \quad (2.4)$$

$$\text{Deuxième Zone (Z2)} : Z_2 = Z_{AB} + 20\% \times Z_{BC} = (R_{AB} + jX_{AB}) + 0.2 \times (R_{BC} + jX_{BC}) \quad (2.5)$$

$$\text{Troisième Zone (Z3)} : Z_3 = Z_{AB} + 40\% Z_{BC} = (R_{AB} + jX_{AB}) + 0.4(R_{BC} + jX_{BC}) \quad (2.6)$$

$$\text{Quatrième Zone (Z4)} : Z_4 = -40\% \times Z_{AB} = 0.4(R_{AB} + jX_{AB}) \quad (2.7)$$

2.5.3 Caractéristique de déclenchement d'un relais de distance [30]

En effet, la mesure de l'impédance apparente de la ligne électrique depuis l'emplacement des éléments de mesure (TT et TC), permet d'évaluer la distance de défaut de court-circuit, car l'impédance de la ligne est fonction de sa longueur. Donc, le fonctionnement du relais de distance est basé sur le principe de mesure

de la distance entre l'emplacement du relais et le point de défaut. Quand celle-ci est inférieure à une longueur bien déterminée de la ligne (valeur pré-réglée), le relais de distance va fonctionner.

Pour étudier le fonctionnement de ce type de relais, il est intéressant donc d'utiliser le diagramme des impédances (R, jX) qui permet de représenter directement la grandeur mesurée par le relais [28].

Dans le circuit monophasé de la Figure 2.11, un relais d'impédance placé en O mesure une tension V et un courant I comptés positivement dans les sens indiqués. On définit l'impédance apparente mesurée par le relais placé en O et orienté vers D. Dans le diagramme (R, jX) (figure 2.12), l'impédance d'une ligne entre O et D est représentée par le vecteur OD. Si un défaut franc se produit en M sur la ligne, l'impédance mesurée est représentée par le vecteur OM. Si le défaut en M a une résistance R_D , l'impédance mesurée est alors représentée par OM' . En l'absence de tout défaut, si, à l'extrémité D de la ligne, il existe une charge R_{ch} qui fait circuler un courant de transit dans la ligne, l'impédance de transit Z_T mesurée (OM'') est représentative d'un état hors défaut de la ligne. Dans ce cas, la ligne transite une certaine puissance apparente :

$$S = P + jQ \tag{2.8}$$

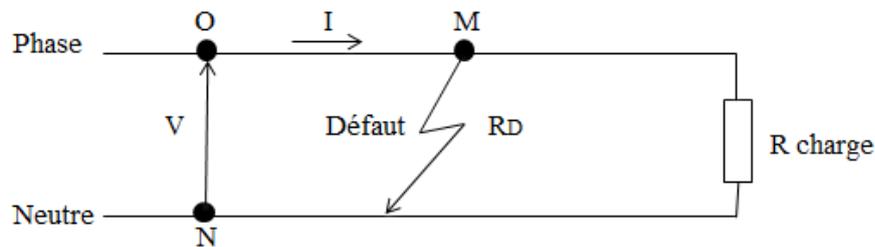


Figure 2.11 Mesure d'impédance sur un circuit monophasé

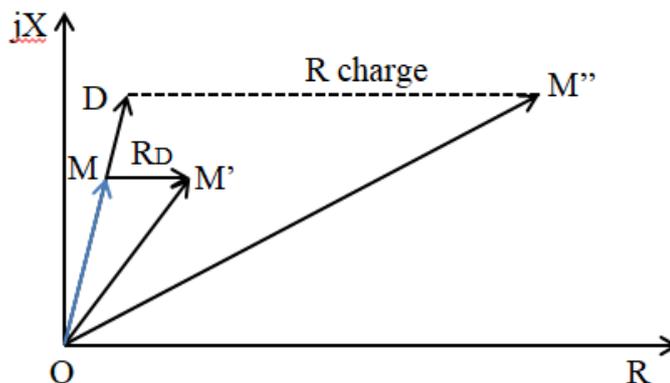


Figure 2.12 Diagramme d'impédance

Le terme caractéristique désigne, dans ce cas, le lieu des points correspondant à la limite de fonctionnement du relais d'impédance dans le diagramme (R, jX). Donc, Ce relais fonctionne lorsque la valeur d'impédance mesurée franchit cette caractéristique.

Les formes de caractéristiques élémentaires les plus courantes sont les suivantes (Figure 2.14)[29] :

- caractéristique circulaire, centrée à l'origine qui est utilisée dans les relais d'impédance destinées à la protection des lignes courtes ;
- caractéristique circulaire décentrée qui n'est qu'une variante de la précédente, pour protéger les lignes de moyenne longueur ayant une probabilité faible d'avoir des défauts résistants ;
- caractéristique circulaire souvent appelés relais Mho, qui passe par l'origine, a l'avantage d'être intrinsèquement directionnelle;
- caractéristique en forme de droite, soit horizontale, soit parallèle à l'axe de la ligne à protéger ou encore ayant une inclinaison quelconque passant par l'origine ou non.

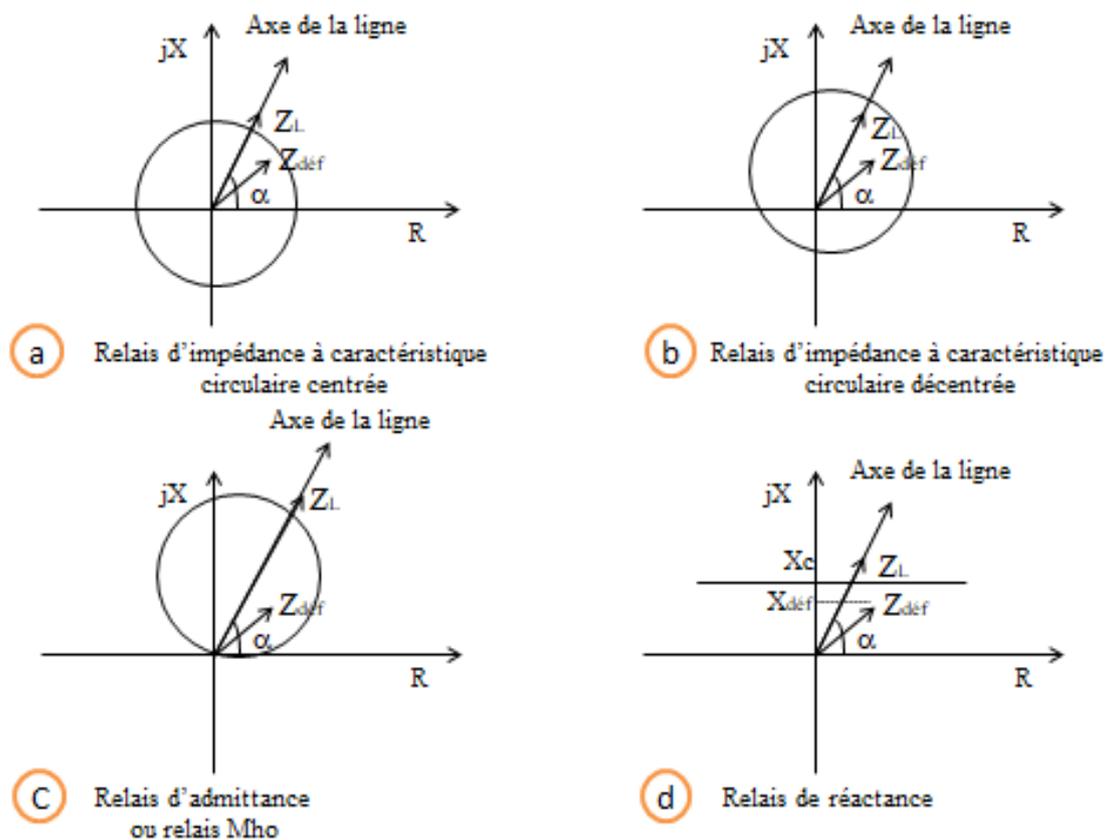


Figure 2.13 Quelques caractéristiques de déclenchement d'un relais de distance

2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté d'abord les limites d'utilisation des réseaux électriques interconnectés ainsi que les avantages et les contraintes d'exploitation de ces réseaux. Avec l'augmentation des interconnexions et de la taille du système, les systèmes d'exploitation actuels de ces réseaux tel que le

système SCADA ne permettent pas d'avoir une vue globale du comportement du réseau en temps réel. Dans ce cas, l'utilisation des méthodes avancées de surveillance, de contrôle et de protection des systèmes à grande échelle est essentielle pour un fonctionnement fiable du système d'alimentation. Ces méthodes permettent de détecter, d'anticiper et de corriger certains phénomènes dynamiques du réseau qui peuvent mettre en péril la sécurité du système d'alimentation. En effet, ils ne sont pas bénéfiques uniquement pour l'étude de la stabilité transitoire ; ils permettent aussi de calculer les limites physiques des réseaux pour des conditions réelles d'exploitation. L'analyse post-défaut devient également plus rapide et complète par l'utilisation des données synchronisées.

Références

- [1] P. Bornard, M. Pavard, G. Testud, “ Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité”, *Technique de l'ingénieur*, 10 août 2005, Réf : D4092 v1.
- [2] M. Crappe, “ Commande et régulation des réseaux électriques ”, *Hermès Science Publications* , PARIS, 2003, P 44-48.
- [3] P. Bornard, M. Pavard, G. Testud, “ Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement”, *Technique de l'ingénieur*, 10 août 2005, Réf : D4091 v1
- [4] S. Gerbex , “ Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique ”, *Thèse de doctorat, Lausanne, EPFL, 2003* .
- [5] R.D. Dunlop, R. Gutman, “Analytical development of loadability characteristics for EHV and UHV transmission lines”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, Vol: PAS-98, Issue: 2, PP: 606 – 617, March 1979. DOI: 10.1109/TPAS.1979.319410
- [6] H.P. St. Clair, “ Practical concepts in capability and performance of transmission lines ”, *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems* , Vol 72, Issue: 6, PP :1152-1157, Décembre 1953.
- [7] H. Boudjella, “ Contrôle des puissances réactive et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs SVC” *thèse de magister, 23 Janvier 2008* , université de Sidi Bel Abbes, Algérie.
- [8] M. Crappe, “ Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques ”, *Hermès Science Publications*, PARIS, 2003, p.149-203.
- [9] C. Bondic , M. Dulau , “Application of Modern SCADA in Power System Operation”, *Journal of Computer Science and Control Systems*, Vol 7, Issue 1, pp : 25-28, May 2014.
- [10] E. M. M. Aung, S. S. Win , P. N. Si, “ Configuration of Regional Control Centre by Using SCADA System”, *International journal for innovative research in multidisciplinary field*, Vol 2, Issue 10, Oct 2016.

- [11] R. L. Krutz “Securing SCADA Systems”, Edition Wiley Publishing, 2006. ISBN-13: 978-0764597879
- [12] J.D McDonald, “Developing and defining basic SCADA system concepts”, Proceedings of 37th Annual Conference Rural Electric Power Conference, Kansas City, MO, USA, USA, April 1993 . DOI: 10.1109/REPCON.1993.239563.
- [13] A. Slater, “ PC and SCADA based energy management techniques”, Advanced SCADA and Energy Management Systems, Dec 1990 .
- [14] K. Ghoshal, “ Distribution automation: SCADA integration is key”, IEEE Computer Applications in Power, Vol: 10 , Issue: 1 , PP:31 – 35, Jan. 1997
- [15] A.M. Glazunova, I.N. Kolosok, E.S. Korkina, “ PMU placement on the basis of SCADA measurements for fast load flow calculation in electric power systems”, In Proceeding of IEEE PowerTech, , Bucharest, 2009. DOI: 10.1109/PTC.2009.5282143.
- [16] P. S.Castro Vide, F.P.M Barbosa, I.M.Ferreira. “ Combined use of SCADA and PMU measurements for power system state estimator performance enhancement”,. In Proceeding: 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE), 7-9 July 2011; Leiria, Portugal.
- [17] M. Donolo, “Advantages of Synchrophasor Measurements over SCADA Measurements for Power System State Estimation” , Technical Report of Schweitzer Engineering Laboratories, Jan 2006. Available: <http://www.selinc.com>
- [18] C. Carnal ; D. Karlson ; J. McDaniel ; Khoi Vu, “ Wide-Area Protection and Power System Utilization”, Proceedings of the IEEE, Vol 93 , Issue: 5 , PP :997 – 1003, May 2005. DOI: 10.1109/JPROC.2005.847266.
- [19] M. Chenine, L. Nordstrom, “ Performance Considerations in Wide Area Monitoring and Control Systems”, In proceeding : 43rd International Conference on Large High Voltage Electric Systems CIGRE, PP: 1-8 , 2010.
- [20] D. Hossu, “Modern scada philosophy in power system operation - A survey”, U.P.B. Sci. Bull., Series C, Vol. 73, Iss. 2, 2011, ISSN 1454-234x,
- [21] W. Rahman, M. Ali, A. Ullah , “Advancement in Wide Area Monitoring Protection and Control Using PMU’s Model in MATLAB/SIMULINK”, SmartGridandRenewableEnergy, Vol. 3, Issue 4, 2012. DOI:10.4236/sgre.2012.3404
- [22] H. SUPRÊME, “ Détection en temps réel de l’instabilité transitoire des réseaux électriques avec les mesures synchronisées de phaseurs”, thèse de doctorat en génie, école de technologie supérieure , université du Québec, 26 avril 2017.

- [23] D. Atanackovic, J.H. Clapauch, G. Dwernychuk, J. Gurney, H. Lee, “ First steps to wide area control ”, . IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, Issue : 1, PP: 61-68, 2008, DOI: 10.1109/MPAE.2008.4412941.
- [24] B. Rakesh , B. Bobba, J. Dagle, E. Heine, Himanshu Khurana, William H. Sanders, Peter Sauer, and Tim Yardley, “ Wide Area Measurement Systems, NASP Inet, and Security”, IEEE power & energy magazine , Vol: 10 , Issue: 1 ,PP: 67 - 73 Jan.-Feb. 2012 . DOI: 10.1109/MPE.2011.943133
- [25] C. Rehtanz and J. Bertsch, “A new wide area protection system”, in proceeding : IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001. DOI: 10.1109/PTC.2001.964831.
- [26] D. Cai , “ Wide area monitoring, protection and control in the future great Britain power system”, PHD Thesis of Philosophy, Faculty of Engineering and Physical Sciences, University of Manchester, 2012.
- [27] S. H. Horowitz , A. G. Phadke. , “ Power System Relaying”, John Wiley and Sons, third edition, 2008.
- [28] G. Zigler, “ Numerical Distance Protection -Principles and Applications”, Third Edition, published by Publics Corporate Publishing, Germany, June 2008.26.
- [29] M. Zellagui , A. Chaghi, “ Distance Protection for Electrical Transmission Line: Equipments, Settings Zones and Tele-Protection”, published by LAP Publishing, Germany, June 2012.

Systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS

Sommaire

Introduction.....	57
3.1 Classification des dispositifs FACT.....	57
3.2 Dispositifs FACTS shunts à base de thyristors.....	57
3.2.1. Types de dispositifs FACTS shunt	58
3.2.2. Principe de la compensation des dispositifs FACTS shunt.....	58
3.2.3 Compensateur statique d'énergie réactive SVC.....	59
3.2.3.1 Définition.....	60
3.2.3.2 Domaine d'applications.....	60
3.2.3.2.1 Contrôle de la tension.....	60
3.2.3.2.2 Sectionnement des lignes électriques.....	60
3.2.3.2.3 Amélioration de la stabilité transitoire	61
3.2.3.3 Structure des SVC.....	61
3.2.3.4 Caractéristique de fonctionnement du SVC.....	63
3.2.3.5 Modélisation du compensateur statique de la puissance réactive SVC	
3.2.3.5.1 Modèle d'admittance.....	64
3.2.3.5.1.1 SVC placé dans un nœud du réseau.....	65
3.2.3.5.1.2 SVC placé au milieu d'une ligne électrique	65
3.2.3.5.2 Modèle d'injection de puissance.....	67
3.3 Dispositifs FACTS série à base de thyristors.....	68
3.3.1 Types de dispositifs FACTS série	68
3.3.2. Principe des dispositifs FACTS série.....	68
3.3.3 Condensateur série commande par thyristors TCSC.....	69
3.3.3.1 Domaines d'applications	70
3.3.3.1.1 Augmentation des transits de puissance active.....	70
3.3.3.1.2 Amélioration de la stabilité dynamique	70
3.3.3.1.3 Compensation du déséquilibre des charges	70
3.3.3.2 Structure des TCSC.....	71
3.3.3.3 Caractéristique de fonctionnement du TCSC	72
3.3.3.4 Modèle du compensateur Série contrôlé par thyristors TCSC	73
3.4 Conclusion.....	74
Références.....	75

Introduction

Les systèmes d'électronique de puissance connectés aux réseaux de transport d'électricité sont connus sous le nom de dispositifs FACTS (systèmes de transmission flexible en courant alternatif) terme traduit de l'anglais **F**lexible **A**lternating **C**urrent **T**ransmission **S**ystems (**FACTS**). Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base de l'électronique de puissance qui permettent d'améliorer la conduite et le contrôle des réseaux électriques [15]. Ces dispositifs peuvent contribuer à faire face aux différents problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Ils ont la capacité de modifier les paramètres des lignes électriques (phase, réactance de la ligne et la tension entre deux nœuds). Ils peuvent assurer également la sécurité du réseau par l'augmentation des marges de stabilité dynamique et transitoire. Dans ce chapitre nous étudions les principaux types de FACTS à base de thyristors classiques afin d'envisager leurs applications pour renforcer et améliorer la sécurité des réseaux électriques.

3.1. Classification des dispositifs FACTS

Selon le mode de couplage, les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories [1] :

- Dispositifs shunts ou parallèles : connectés en parallèles avec le système d'alimentation ;
- Dispositifs séries : insérés en série avec le système d'alimentation ;
- Dispositifs hybrides (série -parallèle) qui recourent simultanément aux deux couplages.

Une autre classification basée sur la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés peut être réalisée. Selon ce critère, deux familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence [1] :

- Dispositifs basés sur les thyristors classiques : ils sont généralement utilisés pour contrôler ou commuter les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive.
- Dispositifs basés sur les semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor **GTO**. Ces éléments sont assemblés pour former des convertisseurs de tension ou de courants afin d'injecter des tensions ou des courants contrôlables dans le réseau. Dans le cadre de cette thèse, on s'intéresse seulement aux dispositifs FACTS à base de thyristors classiques.

3.2. Dispositifs FACTS shunts à base de thyristors classiques

Un dispositif FACTS parallèle ou shunt agit en fournissant ou en consommant dynamiquement de la puissance réactive dans le réseau. Ceci a pour effet de maintenir en régime permanent la tension des nœuds dans les plages admissibles. En régime transitoire, les dispositifs shunts permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des

oscillations de puissance. En effet, l'action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble des paramètres du réseau (tension, impédance, déphasage) permet d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie.

3.2.1. Types de dispositifs FACTS shunt

Deux types de dispositifs FACTS appartiennent à cette catégorie [2] :

- Dispositifs hybrides ou mixtes : Il s'agit des systèmes de contrôle classique dans lesquels les interrupteurs mécaniques ont été remplacés par des thyristors, permettant ainsi une commutation à distance, et donc potentiellement plus fréquente.
- Dispositifs FACTS à gradateurs : dans ce type, un gradateur est associé à un banc de condensateurs ou à une inductance dont la valeur est modulée en fonction de l'instant d'allumage des thyristors. Le gradateur est formé de deux thyristors montés en antiparallèles qui forment une valve et il se comporte comme un interrupteur. Chaque thyristor peut être amorcé durant une des deux alternances. Par exemple, en modifiant la période durant laquelle l'inductance est passante, on obtient une variation continue de la puissance réactive injectée ou absorbée.

3.2.2. Principe de la compensation des dispositifs FACTS shunt

La compensation parallèle ou shunt consiste en l'installation de réactances ou des bancs de condensateurs connectés entre les phases du réseau et la terre.

Ces éléments permettent de compenser les réseaux en puissance réactive et de maintenir la tension dans les limites admissibles [2].

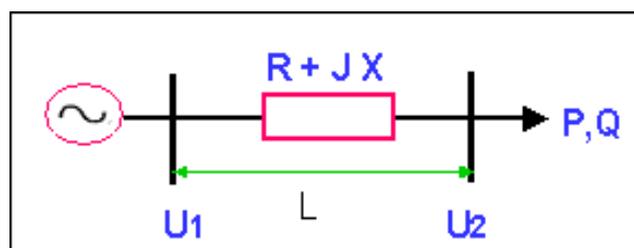


Figure 3.1 Schéma unifilaire d'une liaison électrique entre un générateur et une charge

D'après la figure 3.1, lorsque la ligne électrique de longueur L n'est pas ou peu chargée, la tension en bout de ligne est supérieure à la tension du générateur (Figure 3.2), c'est à dire $U_2 > U_1$ (effet Ferranti). Cette augmentation de la tension est d'autant plus importante que le réseau est exploité à une tension élevée et que les lignes électriques sont longues.

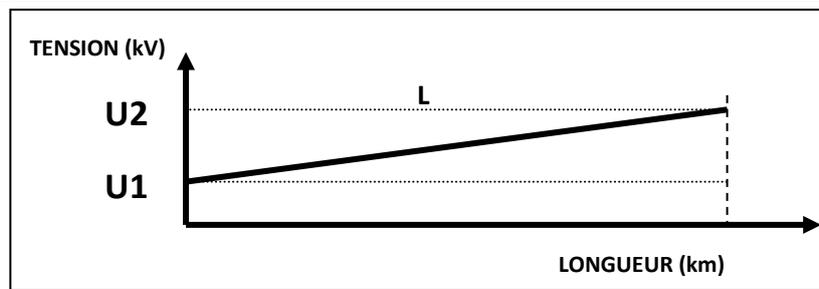


Figure 3.2 Tension en fonction de la longueur de la ligne (régime à vide)

Pour réduire la tension en bout de la ligne, on peut connecter une ou plusieurs réactances en parallèle.

- Lorsque le transit de puissance dans la ligne est assez important, c'est-à-dire le réseau est fortement chargé, la circulation du courant dans la ligne provoque des chutes de tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine ($U_2 < U_1$).

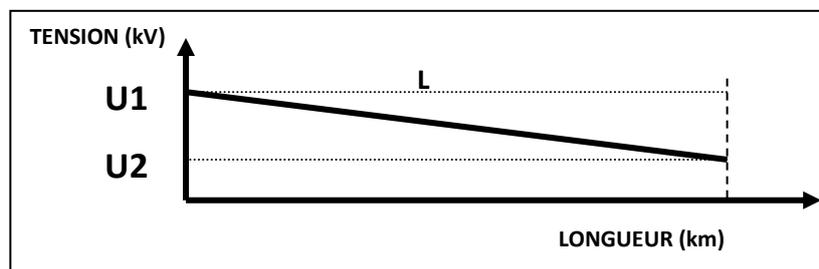


Figure 3.3 Tension en fonction de la longueur de la ligne (régime plein charge).

Dans ce cas la connexion d'un ou plusieurs bancs de condensateurs en parallèle avec la charge permet de maintenir la tension. Les bancs de condensateurs vont compenser les chutes de tension et ainsi éviter la transmission de puissance réactive sur des longues distances.

Pour maintenir la tension dans les limites contractuelles, le gestionnaire du réseau doit donc connecter ou déconnecter les réactances et bancs de condensateurs selon la charge du réseau.

3.2.3 Compensateur statique d'énergie réactive SVC

Comme nous avons vu dans la section précédente, pour maintenir la tension dans les limites acceptables, les gestionnaires du réseau électrique doivent procéder à la connexion ou à la déconnexion des réactances et des bancs de condensateurs selon la charge du réseau. Si les opérations de connexion et déconnexion se font par des disjoncteurs, ces réactances et condensateurs parallèles ne doivent pas être commutés trop souvent, du fait du nombre limité d'opération et des délais d'ouverture/fermeture des disjoncteurs. Donc, ils ne peuvent pas être utilisés pour une compensation dynamique des réseaux électriques.

Dans le cas où le contrôle du réseau nécessite des commutations nombreuses et rapides, on fera appel à des équipements contrôlés par thyristors. Dans le paragraphe suivant, nous étudions un des FACTS parallèles les plus utilisés dans les réseaux électriques, le compensateur statique de puissance réactive SVC.

3.2.3.1 Définition

Un compensateur statique d'énergie réactive, (en anglais SVC, Static VAR Compensator), est un dispositif de l'électronique de puissance destiné à compenser la circulation de la puissance réactive sur les réseaux électriques [3]. Il fait partie du groupe des dispositifs FACTS shunts.

Un SVC est une impédance variable connectée en parallèle sur un réseau électrique. Cette impédance consomme ou injecte un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne. La figure 3.4 donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Le SVC est composé d'un condensateur de réactance X_c dont la puissance réactive fournie peut être complètement enclenchée ou complètement déclenchée, et d'une bobine d'inductance de réactance inductive X_L dont la puissance réactive absorbée est commandée entre zéro et sa valeur maximale par des thyristors montés tête-bêche (montage en antiparallèle) pour assurer des inversions très rapides du courant. Lorsque le dispositif SVC absorbe un courant négatif, La puissance réactive du QSVc est considérée comme positive (comportement inductif). Si par contre, le compensateur injecte un courant dans le réseau, la puissance réactive est considérée comme étant négative (comportement capacitif)[4].

3.2.3.2 Domaine d'applications

Les compensateurs statiques d'énergie réactive SVC permettent de remplir plusieurs fonctions dans un réseau électrique [5]:

3.2.3.2.1 Contrôle de la tension

La principale application des SVC est le réglage de la tension dans les réseaux électriques. Le principe consiste à fournir ou absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour les rendre plus compatibles avec la charge. c'est à dire, ils ont la capacité de réduire la tension des réseaux peu chargés en absorbant de la puissance réactive, et d'augmenter la tension des réseaux fortement chargés en fournissant de la puissance réactive. En outre, ils sont souvent utilisés pour régler la tension en un nœud présentant de fortes variations de charge [6].

3.2.3.2.2 Sectionnement des lignes électriques

En régime permanent, les SVC sont utilisés pour accroître la puissance transmissible des longues lignes de transport. Le principe consiste à diviser une ligne longue en plusieurs tronçons ou en plusieurs sections. Dans ce cas, les dispositifs SVC qui sont installés aux extrémités de chaque tronçon servent à maintenir la tension dans les limites acceptables. Cela revient en fait à diminuer la réactance de la ligne de transport et à augmenter ainsi la puissance transmissible. Ce principe est connu sous

l'appellation sectionnement [7]. Le principe de sectionnement est utilisé sur plusieurs réseaux électriques comme moyen de compensation des longues lignes électriques [7].

En effet, la modification de l'amplitude de la tension à l'une ou à l'autre des extrémités de la liaison modifie les puissances transmises. En pratique, le maintien de la tension en des points du réseau est une méthode intéressante mise en œuvre notamment dans le principe de sectionnement qui consiste à découper une longue ligne en plusieurs tronçons. Le maintien de la tension à chaque extrémité de tronçon permet d'augmenter le transit de puissance de toute la ligne.

3.2.3.2.3 Amélioration de la stabilité transitoire

En régime transitoire, les SVC permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance [8].

3.2.3.3. Structure d'un SVC

Le rôle d'un SVC est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour réaliser cette tâche, Le SVC est couplé au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur de couplage. Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs bancs de condensateurs fixes ou commutables par thyristors TSC (Thyristor Switched Capacitor) et d'une réactance réglable TCR (Thyristor Controlled Reactor).

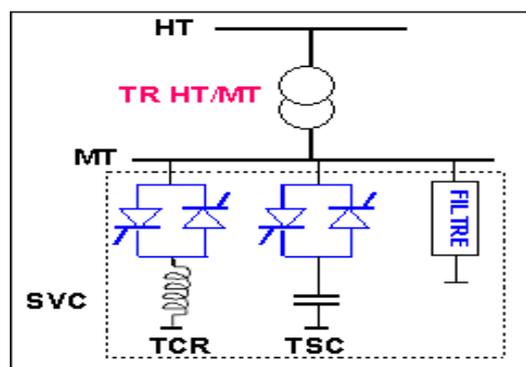


Figure 3.4 Schéma monophasé d'un SVC

La Figure 3.4 présente une des configurations possibles de SVC [1]. Ce SVC est composé de :

- L'inductance commandée par thyristors TCR possède une bobine d'inductance fixe L branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle. Les thyristors sont enclenchés avec un certain angle d'allumage α et conduisent alternativement sur une demi-période.

Le courant traversant la réactance est contrôlé par des valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors.

La valeur instantanée du courant dans l'inductance est donnée par la relation suivante [9] :

$$i_L(\alpha) = \begin{cases} \frac{U}{\omega L}(\cos\alpha - \cos\omega t) & \text{pour la demi-période positive;} \\ \frac{U}{\omega L}(\cos(\alpha + \pi) - \cos\omega t) & \text{pour la demi-période négative} \end{cases} \quad (3.1)$$

La susceptance effective B_{Leff} du TCR varie de la même façon que la fondamentale du courant [9].

$$B_{Leff}(\alpha) = B_L \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) \quad (3.2)$$

Où B_L est la susceptance de l'inductance.

La variation de B_{Leff} en fonction de α , est illustrée sur la figure 3.5.

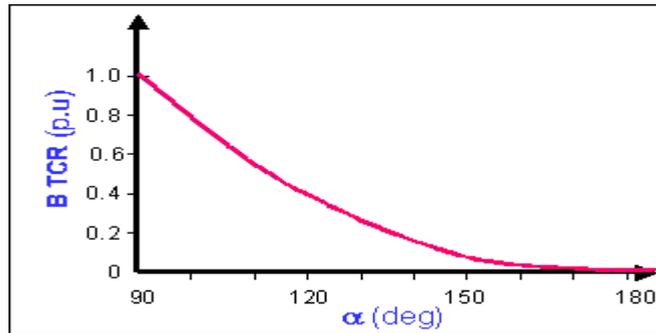


Figure 3.5 Susceptance en fonction de l'angle α

Lorsque l'angle d'allumage est fixe et dans ce cas α vaut 90° , on parle d'inductance commutée par thyristors TSR (Thyristor-Switched-Reactor). Dans ce cas, il n'y a que deux cas de fonctionnement possibles :

- Lorsque les thyristors sont enclenchés, le courant réactif I_L absorbé par le TSR est proportionnel à la tension appliquée U .
- lorsque la valve à thyristors reste ouverte, le courant est nul.
- Le Condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor-Switched Capacitor) est composé d'un condensateur fixe C branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle. Le commutateur à thyristors a pour rôle d'enclencher et de déclencher le condensateur pour un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée. Le condensateur n'est pas commandé en phase, mais simplement enclenché et déclenché [10]. .

Pour avoir un minimum de perturbations transitoires, les instants de commutation sont choisis de façon à ce que la tension aux bornes des thyristors soit minimale. L'enclenchement est donc réalisé lorsque la tension résiduelle du condensateur est égale à la tension instantanée du réseau.

En cas d'enclenchement, le courant en régime permanent est donné par :

$$i = \sqrt{2}U \frac{n^2}{n^2 - 1} \omega C \cos\omega t \quad (3.3)$$

Où :
$$n = \frac{1}{\sqrt{\omega^2 LC}} \quad (3.4)$$

Dans la réactance commandée par thyristors le courant est contrôlé par des valves de thyristors. En effet, en pleine conduction, le courant est essentiellement réactif et sinusoïdal, par contre une conduction partielle des thyristors a pour effet de réduire la fondamentale du courant et donc de diminuer la susceptance apparente de l'inductance. Le courant devient de moins en moins sinusoïdal et contient des harmoniques. Celles-ci peuvent être réduites ou supprimées par l'emploi de filtres.

3.2.3.4 Caractéristique de fonctionnement du SVC

La zone de fonctionnement équivalente du SVC est obtenue par la combinaison des zones de toutes les branches, c'est à dire TCR et TSC. Si on suppose que U et U₀ sont respectivement les tensions du réseau et la tension à la sortie du SVC, le fonctionnement du SVC peut être décrit de la façon suivante [24]:

- 1/ $U_0 < U$: Le courant circule du SVC vers le réseau. Dans ce cas le SVC produit alors de la puissance réactive (comportement capacitif).
- 2/ $U_0 > U$: Le courant circule du réseau vers le SVC. Donc, le SVC consomme de la puissance réactive et a alors un comportement inductif.
- 3/ $U_0 = U$: Aucun courant ne circule entre le réseau et le SVC et il n'y a pas d'échange d'énergie réactive.

Donc, le système de contrôle ajuste le courant dans le SVC de façon à ce que le courant et la tension suivent la courbe caractéristique représentée sur la figure 3.6 [11].

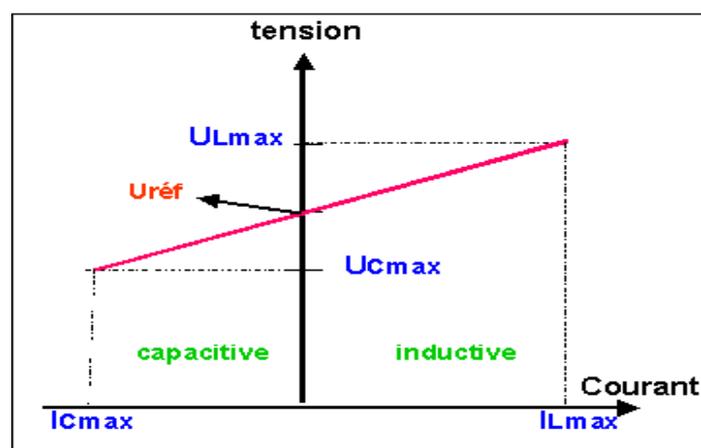


Figure 3.6 Caractéristique de fonctionnement d'un SVC

La courbe caractéristique est une droite dont la pente et la tension de référence peuvent être ajustées par le système de contrôle.

$U_{réf}$: tension de référence

U_{cmax} : la limite maximale de réglage de la tension de la partie capacitive du SVC

I_{cmax} : la limite maximale de réglage du courant de la partie capacitive du SVC

U_{Lmax} : la limite maximale de réglage de la tension de la partie inductive du SVC

I_{Lmax} : la limite maximale de réglage du courant de la partie inductive du SVC

Lorsque la tension du réseau diminue, le courant de SVC devient plus capacitif (en avance par rapport à la tension) ce qui tend à réduire la chute de tension. De même lorsque la tension augmente, le courant du SVC devient plus inductif (en retard par rapport à la tension) ce qui contribue à maintenir la tension.

3.2.3.5 Modélisation du compensateur statique de la puissance réactive SVC

Généralement, les SVC peuvent être modélisés par deux modèles différents : modèle d'admittance et modèle d'injection de puissance [12],[13].

3.2.3.5.1 Modèle D'admittance

Le compensateur statique de puissance réactive est modélisé par une admittance shunt variable Y_{SVC} (Figure 3.7.a). Si le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire :

$$Y_{SVC} = j b_{SVC} \quad (3.5)$$

La susceptance b_{SVC} peut être de nature capacitive ou inductive afin de fournir ou d'absorber de la puissance réactive Q_{SVC} (figure 3.7.b). Les valeurs de SVC sont exprimées sous forme de puissance réactive Q_{SVC} absorbée à la tension nominale U_n . La correspondance avec la susceptance b_{SVC} est donnée par la relation :

$$Q_{SVC} = - U_n^2 b_{SVC} \quad (3.6)$$

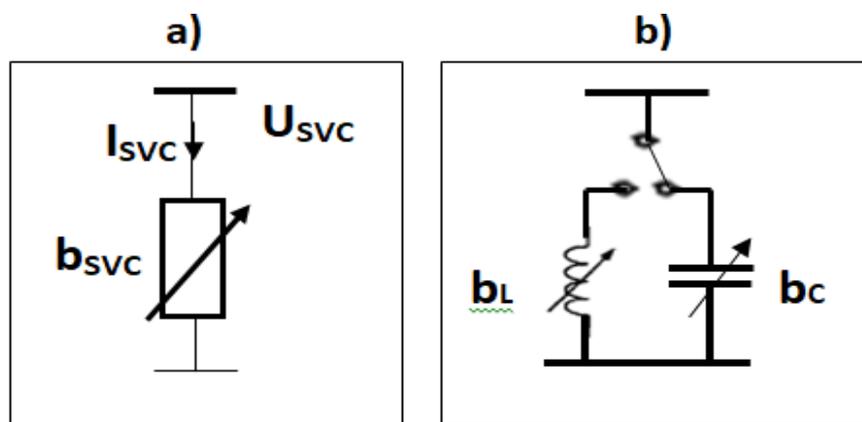


Figure 3.7 Modélisation du SVC : a)Symbole, b) Modèle

Avec :

b_L : susceptance de l'inductance ; b_c : susceptance de la capacité

Le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif. Généralement, les systèmes FACTS sont installés dans des postes électriques déjà existants. Donc, Deux cas sont pris en considération :

- lorsque le SVC est placé dans un nœud
- lorsque le SVC est installé au milieu de la ligne.

3.2.3.5.1.1 SVC placé dans un nœud du réseau

Les dispositifs SVC sont généralement placés aux endroits où se trouvent des charges importantes. Ils peuvent également être positionnés à des nœuds où le générateur n'arrive pas à fournir ou absorber suffisamment de la puissance réactive pour maintenir le niveau de tension désiré.

Lorsqu'un SVC est placé dans un nœud i (Figure 3.8), seul l'élément Y_{ii} de la matrice d'admittance nodale est modifié, l'admittance du SVC lui étant additionnée.

$$\hat{Y}_{ii} = -Y_{ii} + Y_{SVC} \quad (3.7)$$

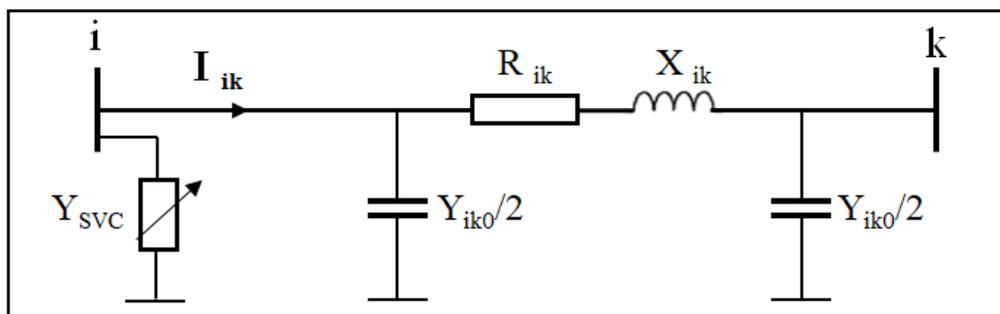


Figure 3.8 SVC placé dans un nœud

Dans ce cas, la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante :

$$Y = \begin{pmatrix} Y_{ik} + \frac{Y_{ik0}}{2} + Y_{SVC} & -Y_{ik} \\ -Y_{ik} & Y_{ik} + \frac{Y_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.8)$$

3.2.3.5.1.2 SVC placé au milieu d'une ligne électrique

Lorsque le SVC est inséré au milieu d'une ligne, cette dernière est divisée en deux tronçons identiques. Le SVC est relié au nœud médian additionnel m , tel qu'illustre sur la figure 3.9 [22].

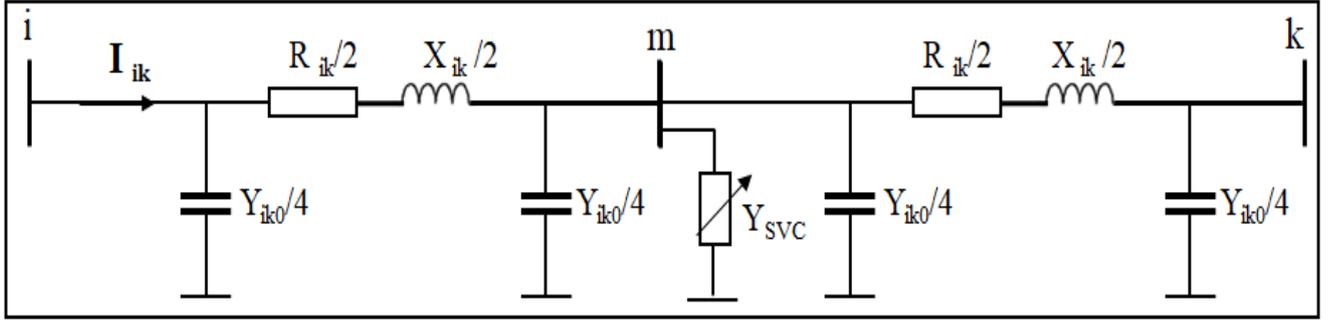


Figure 3.9 SVC placé en milieu de ligne

Afin de prendre en compte ce nouveau nœud, une ligne et une colonne supplémentaires devraient être ajoutées à la matrice d'admittance nodale. Pour éviter de changer le nombre de nœuds du réseau et donc la taille de la matrice d'admittance, une transformation étoile-triangle permet de réduire le système en supprimant le nœud m et en calculant les paramètres d'une ligne équivalente.

Tous les éléments de la matrice d'une ligne avec un SVC en son milieu sont donc modifiés :

$$\mathbf{Y}_{\text{mod}} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{ik} + \frac{\mathbf{Y}_{ik0}}{2} & -\mathbf{Y}_{ik} \\ -\mathbf{Y}_{ik} & \mathbf{Y}_{ik} + \frac{\mathbf{Y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.9)$$

Les valeurs effectives des éléments de la ligne équivalentes sont obtenues en posant

$$\mathbf{Y}_{\text{mod}} = \frac{\mathbf{Y}_{ik0}}{2} + \mathbf{Y}_{\text{SVC}} \quad (3.10)$$

Il vient alors pour l'impédance longitudinale :

$$\frac{1}{\mathbf{Y}_{ik}} = \frac{4\mathbf{Y}_{ik} + \mathbf{Y}_{mo}}{4\mathbf{Y}_{ik}^2} = \frac{1}{\mathbf{Y}\mathbf{Y}_{ik}} + \frac{\mathbf{Y}_{mo}}{4\mathbf{Y}_{ik}^2} = \mathbf{Z}_{ik} + \frac{1}{4} \mathbf{Z}_{ik}^2 \left(\frac{\mathbf{Y}_{ik0}}{2} + \mathbf{Y}_{\text{SVC}} \right) \quad (3.11)$$

$$\frac{1}{\mathbf{Y}_{ik}} = (\mathbf{R}_{ik} + j\mathbf{X}_{ik}) + \frac{1}{4} \mathbf{Z}_{ik}^2 \left(\frac{\mathbf{Y}_{ik0}}{2} + \mathbf{Y}_{\text{SVC}} \right) \quad (3.12)$$

Et pour les admittances transversales effectives :

$$\frac{\mathbf{Y}'_{iko}}{2} = \frac{\mathbf{Z}_{ik}}{2} + \frac{\mathbf{Y}_{iko}}{2} + 2 \times \mathbf{Y}_{\text{mod}} \quad (3.13)$$

$$\frac{\mathbf{Y}_{iko}}{2} = \frac{\mathbf{Z}_{ik}}{2} + \frac{\mathbf{Y}_{iko}}{2} + 2 \times \left(\frac{\mathbf{Y}_{iko}}{2} + \mathbf{Y}_{\text{SVC}} \right) \quad (3.14)$$

3.2.3.5.2 Modèle d'injection de puissance

Cette méthode consiste à modéliser les SVC sous forme d'injections de puissances aux nœuds [39]. Les valeurs de consigne des dispositifs SVC sont directement exprimées en termes de puissances circulant dans les lignes ou injectées aux nœuds (figure 3.10)[15].

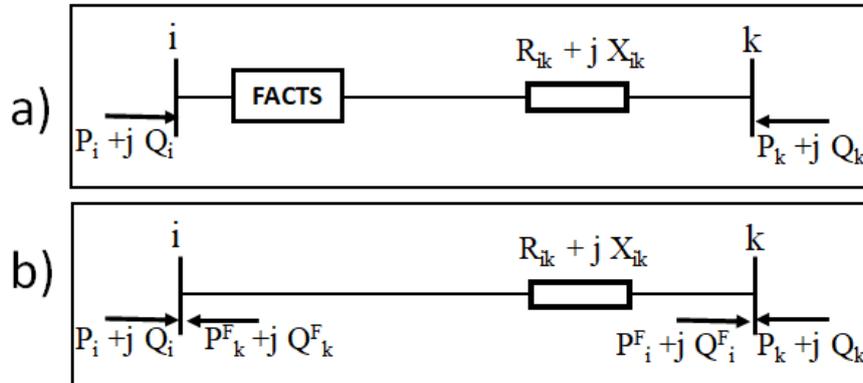


Figure 3.10 Modélisation du SVC par injection de puissances a) Ligne avec SVC, b) Ligne avec injections équivalentes.

Le principe consiste à remplacer l'effet des dispositifs FACTS sur les transits de puissances et sur la tension (injection ou consommation de puissance réactive) dans la ligne par des injections de puissances aux deux extrémités (figure 3.10.b).

Les injections de puissances sont calculées de manière à ce que l'effet produit soit équivalent à celui du dispositif en question. Les injections de puissances active et réactive au nœud i sont données par :

$$P_i^F = P_{ik} - P_{ik}^F \quad (3.15)$$

$$Q_i^F = Q_{ik} - Q_{ik}^F \quad (3.16)$$

avec : - P_i^F, Q_i^F injections équivalentes de puissances au nœud i ;

- P_{ik}, Q_{ik} transits de puissance active et réactive sans dispositif SVC ;

- P_{ik}^F, Q_{ik}^F transits de puissance active et réactive avec le SVC dans la ligne .

Deux relations similaires sont obtenues pour le nœud k. Ces quatre injections équivalentes, ainsi que le modèle standard de la ligne, sont utilisées dans les équations de Load Flow.

Elles sont traitées comme des charges ou des générations aux nœuds i et k. Les injections de puissances actives aux nœuds PV et PQ s'écrivent :

$$P_i + P_i^F = V_i \sum_{k=1}^n V_k [G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (3.17)$$

Et les puissances réactives injectées aux nœuds PQ valent :

$$Q_i + Q_i^F = V_i \sum_{k=1}^n V_k [G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (3.18)$$

Avec : n nombre de nœuds du système.

3.3 Dispositifs FACTS série à base de thyristors

Les dispositifs FACTS série sont le résultat d'évolution des condensateurs série fixes. Ils sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive). En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci.

3.3.1 Types de dispositifs FACTS série

Deux conceptions principales de compensateurs série à thyristors peuvent être distinguées [1] :

- Condensateurs ou des inductances variables par gradins commutés par des interrupteurs électroniques à thyristors tel que : le condensateur série commuté par thyristors TSSC qui est composé d'un condensateur en parallèle avec un gradateur à thyristors ;
- Condensateurs ou des inductances contrôlés par thyristors tel que : le condensateur série commandé par thyristors TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors), qui est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur.

3.3.2. Principe des dispositifs FACTS série

La réactance des lignes est une des limitations principales de la transmission de courant alternatif à travers les lignes électriques longues. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite il y a plusieurs dizaines d'années afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne [16].

Dans une ligne munie d'un compensateur série (Figure 3.11), la puissance active transmise entre deux nœuds i et k, dont les tensions sont maintenues à des valeurs constantes $U_i = U_k = U$, s'écrit :

$$P_{ik} = \left(\frac{U^2}{X_{eff}} \right) \times \sin \delta \quad (3.19)$$

La réactance effective X_{eff} est donnée par :

$$X_{\text{eff}} = (1-k) \times X_L \quad (3.20)$$

Où k est le degré ou le taux de la compensation série, exprimé par :

$$k = \frac{X_C}{X_L} \quad (3.21)$$

Le taux de compensation est normalement choisi dans la plage de 0,3 à 0,7.

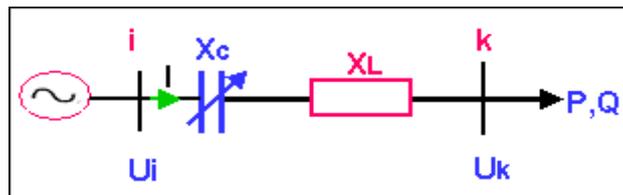


Figure 3.11 Ligne radiale avec compensation série

La puissance réactive fournie par le compensateur vaut alors :

$$Q_C = \frac{2U^2}{X_L} \frac{k}{(1-k)^2} (1 - \cos \delta) \quad (3.22)$$

La figure suivante illustre la puissance active transmise dans une ligne compensée et la puissance réactive fournie correspondante pour différents degrés de compensation.

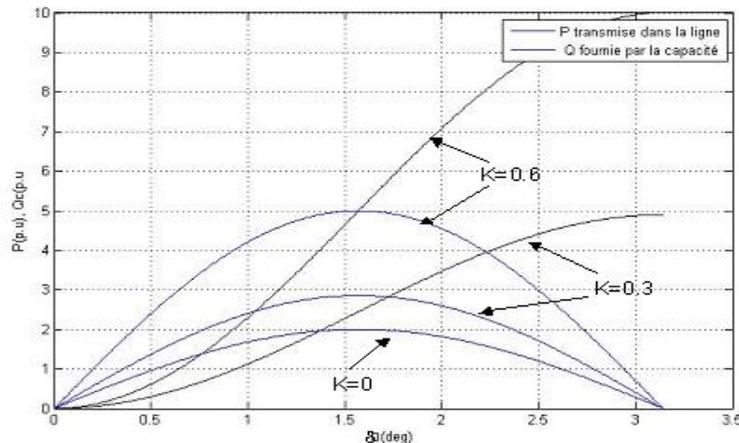


Figure 3.12 Puissance active transmise et réactive fournie dans une ligne compensée.

Cette figure met en évidence la possibilité d'accroître la puissance transmissible par compensation série. La puissance réactive fournie par le compensateur augmente fortement avec le degré de compensation.

3.3.3 Condensateur série commande par thyristors TCSC

Le condensateur série commandé par thyristors TCSC (Thyristor Controlled Série Capacitor) est un dispositif FACTS à base de thyristors classique, qui permet de faire varier le taux de compensation k à la fréquence fondamentale (50 Hz) avec une vitesse limitée uniquement par le temps de réponse de l'électronique de la commande [16]. Les TCSC peuvent donner des solutions à différentes contraintes de limitation de transit de puissance dans un réseau électrique. Surtout dans le cas des lignes longues et

dans le cas où il est nécessaire de transporter une grande quantité d'énergie (liaisons entre pays ou entre régions).

3.3.3.1 Domaines d'applications

Dans les réseaux électriques, les TCSC sont généralement utilisés pour les applications suivantes [17] :

3.3.3.1.1 Augmentation des transits de puissance active

Les dispositifs TCSC permettent d'augmenter les capacités de transport des lignes électriques [20]. En effet, l'équation (2.1) montre que la puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison dont le comportement est essentiellement inductif. Avec l'utilisation d'un TCSC qui a une impédance X_C , l'impédance de la ligne est donc réduite artificiellement de X_L à $(X_L - X_C)$ et dans ce cas le transit de puissance peut être augmenté.

3.3.3.1.2 Amélioration de la stabilité dynamique

Les TCSC permettent également d'améliorer la stabilité de l'angle de transport des réseaux électriques.

Comme le montre le diagramme de Fresnel relatif au schéma de la figure 3.13, le profil de tension est amélioré tout au long de la ligne ($U_1 - U_2$ plus petit) et l'angle de transport δ est réduit d'où une amélioration de la stabilité dynamique de la liaison.

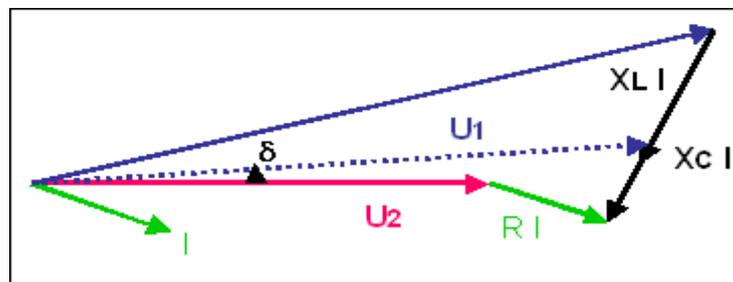


Figure 3.13 Compensation série : diagramme de Fresnel

3.3.3.1.3 Compensation du déséquilibre des charges

Le TCSC peut également être utilisé pour contrôler les flux de puissance en régime permanent dans un réseau électrique [16]. Lorsque plusieurs chemins parallèles mènent au même nœud, en contrôlant les réactances des lignes, il est possible de forcer la puissance à circuler dans des lignes sous-exploitées et ainsi réduire la charge des lignes surchargées ou proche de leur limite thermique.

La figure 3.14 illustre l'effet d'un TCSC sur le contrôle des transits de puissance active.

La ligne 1 est surchargée de 20% alors que la ligne 2 est sous-utilisée. En réduisant la réactance de la ligne 2, par insertion d'un TCSC, il est possible d'équilibrer les flux de puissance dans les deux lignes.

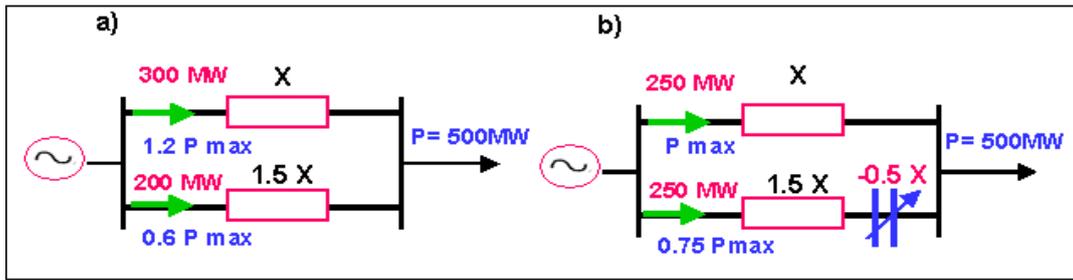


Figure 3.14 Transits de puissance dans deux lignes parallèles a) Sans compensation, b) Avec compensation capacitive.

3.3.3.2 Structure des TCSC

Le Compensateur Série Contrôlé par Thyristors est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur (Figure 3.15).

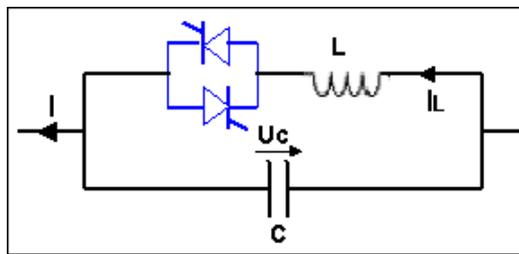


Figure 3.15 Structure d'un TCSC

La valeur de l'impédance du TCSC est modifiée en contrôlant le courant circulant dans l'inductance au moyen de la valve à thyristor. Trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués (figure 3.16) [3].

- a) Si les thyristors sont bloqués, le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. Le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur.
- b) Si les thyristors sont en pleine conduction, l'impédance du TCSC est fixe et correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance.
- c) Si les thyristors sont commandés en conduction partielle, un courant de boucle circule dans le TCSC et la réactance apparente de ce dernier est supérieure à celle de la capacité ou de l'inductance seule.

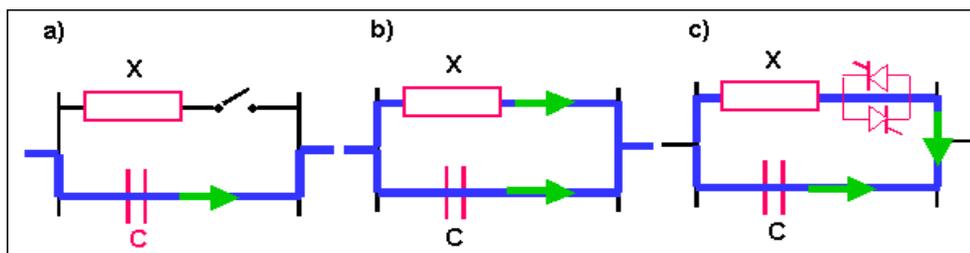


Figure 3.16 Régimes de fonctionnement du TCSC

La réactance apparente du TCSC est donnée par :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) + X_C} \quad (3.23)$$

Où $X_L(\alpha)$ vaut :

$$X_L(\alpha) = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin 2\alpha} \quad (3.24)$$

La figure 3.17 illustre la dépendance de la valeur de la réactance X_c du TCSC en fonction de l'angle d'allumage α des thyristors [18]. Elle met en évidence la zone de résonance dans le circuit LC qu'il convient d'éviter par un contrôle approprié de l'angle d'allumage des thyristors [19].

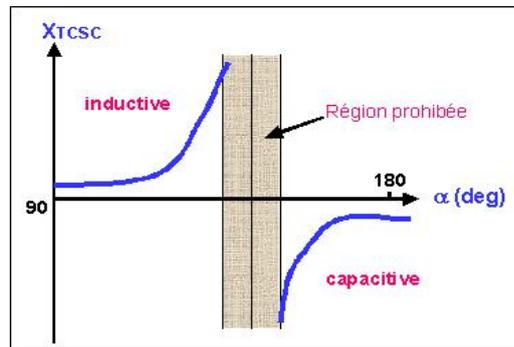


Figure 3.17 Réactance apparente du TCSC

3.3.3.3 Caractéristique de fonctionnement du TCSC

Comme nous avons vu précédemment, dans un Thyristor controlled Series Capacitors, une inductance est installée en parallèle avec le banc de condensateurs et le courant à travers l'inductance est contrôlé par thyristors. Le contrôle de la compensation permet de s'adapter en temps réel aux besoins du réseau et donc de contrôler le transit de puissance sur la ligne. Il permet de compenser les oscillations de puissances intrinsèques au réseau ou faisant suite à un défaut de court-circuit.

Le système de contrôle ajuste le courant dans le TCSC de façon à ce que courant et tension suivent la courbe caractéristique représentée sur la figure 3.18 [20].

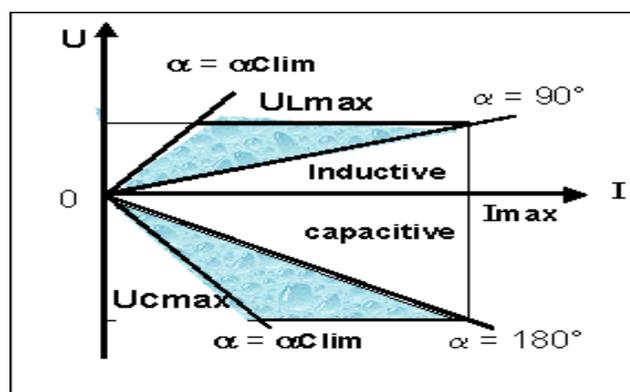


Figure 3.18 Zone de fonctionnement du TCSC

3.3.3.4 Modèle du compensateur séries contrôlé par thyristors TCSC

Généralement, un TCSC est formé de deux branches en parallèles formées respectivement d'une inductance et d'une capacité variable. Donc, les compensateurs série contrôlé par thyristors peuvent être modélisés par des impédances variables insérées en série avec la ligne (Figure 3.19) [13]. La valeur de la réactance du TCSC est donnée par la formule suivante:

$$X_{TCSC} = k_{TCSC} \times X_{\text{ligne}} \quad (3.25)$$

Les valeurs des TCSC sont exprimées sous la forme du degré de compensation de la ligne k_{TCSC} dans laquelle le dispositif est placé. En pratique les degrés de compensation maximum sont de 70% en mode capacitif et 30% en mode inductif.

$$-0.7 \leq k_{TCSC} \leq 0.3 \quad (3.26)$$

La tension insérée par le compensateur TCSC est donnée par :

$$U_{TCSC} = j X_{TCSC} I \quad (3.27)$$

Et la puissance réactive :

$$Q_{TCSC} = \frac{U_{TCSC}^2}{X_{TCSC}} \quad (3.28)$$

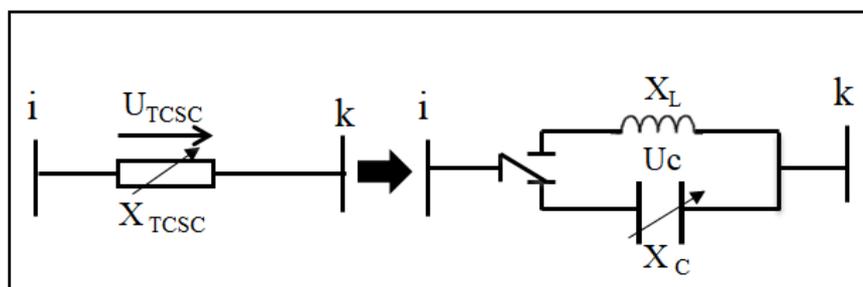


Figure 3.19 Modélisation du TCSC

Lorsqu'un TCSC est placé dans une ligne reliant les nœuds i et k , il est directement intégré dans le schéma en π de la ligne selon le modèle de la figure 3.20.

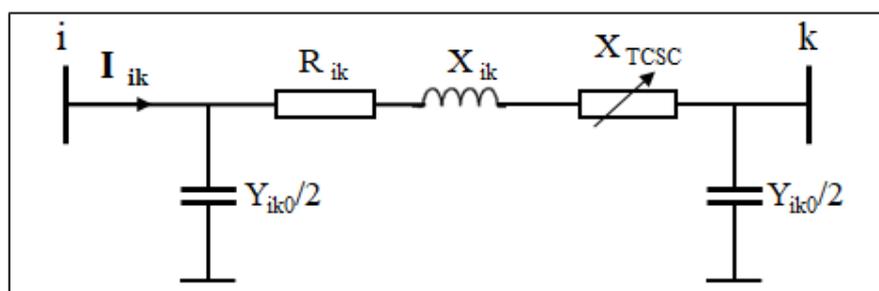


Figure 3.20 TCSC inséré dans une ligne

La réactance effective de la ligne vaut :

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}'_{ik} + \frac{\mathbf{Y}'_{ik0}}{2} & -\mathbf{Y}'_{ik} \\ -\mathbf{Y}'_{ik} & \mathbf{Y}'_{ik} + \frac{\mathbf{Y}'_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.29)$$

Où :

$$\mathbf{Y}'_{ik} = \frac{1}{\mathbf{r}_{ik} + \mathbf{j}(\mathbf{X}_{ik} + \mathbf{X}_{TCSC})} \quad (3.30)$$

3.4 Conclusion

Deux dispositifs FACTS ont été présentés dans ce chapitre à savoir : le SVS et le TCSC. Pour chaque dispositif, on a présenté son modèle, ainsi que la manière dont le dispositif agit sur les équations du calcul de répartition de puissance (matrice d'admittance, injections). Nous avons vu que chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définies. Les compensateurs statiques de la puissance réactive SVC peuvent contribuer très efficacement au maintien de la stabilité de la tension, par contre les dispositifs TCSC permettent d'augmenter les capacités de transport des lignes électriques et d'améliorer ainsi la stabilité transitoire des réseaux électriques. Dans la suite de notre travail, nous essayerons d'insérer ces dispositifs dans un réseau réel. Les résultats de simulation de leurs effets sur la sécurité du réseau seront également présentés en détails.

Références

- [1] N.G. Hingorani, L. Gyugyi , “ Understanding FACTS : concept and technology of flexible AC transmission systems” .IEEE Press, New-York , 2000.
- [2] P. Petitclair, “Modélisation et Commande de structures FACTS Application au STATCOM (STATic COMpensator) ”, thèse de doctorat en Génie Electrique , Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1997.
- [3] M. Crappe, “ Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques”, Hermès Science, PARIS, 2003,p.149-203.
- [4] G. Droun “ compensateur statique de puissance réactive ” Technique de l’ingénieur réf : D4315.2001.
- [5] M.A. Perez, A.R.Messina , “ Application of FACTS devices to improve steady state voltage stability ”, IEEE Power engineering society summer meeting ,2000.
DOI: 10.1109/PESS.2000.867535
- [6] M. S. H. Lipu, T.F. Karim, “Effectiveness of FACTS Controllers and HVDC Transmissions for Improving Power System Stability and Increasing Power Transmission Capability ”, International Journal of Energy and Power Engineering, Vol 2, Issue 4, Pages: 154-163 , August 2013.
- [7] P. Farhadi, T. Sojoudi, S. Zabihi, M. Karimi, “ FACTS Controllers Impacts on Security Margin Enhancement in Power System”, International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol.4, Issue .2, April 2012.
- [8] M.Kazerani , R.Marceau, « Mid-point Siting of FACTS devices in transmission lines » ,IEEE Trans. Power Delivery , 12(4):1717-1722, octobre 1997.Summer meeting ,Berlin, 1997.
- [9] N. Mithulananthan, A. Sode-yome , N. Acharya, “ Application of FACTS Controllers in Thailand Power Systems ”, Technical report, School of Environment, Resources and Development Asian Institute of Technology Pathumthani, Thailand, January 2005. “
- [10] D. J. Sullivan “Improvements in voltage control and dynamic performance of power transmission systems using Static Var Compensators (SVC) ”, mémoire de Master, université de Pittsburgh, Pennsylvania, USA, Avril 2006.
- [11] A. OUDALOV,“ Coordinated Control of Multiple FACTS devices in an Electric Power System,” PHD thesis , Ecole polytechnique de Lausanne, Lausanne 2003. DOI:10.5075/epfl-thesis-2820
- [12] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, C. Angeles-Camacho “ FACTS Modelling and Simulation in Power Networks ”. John Wiley & Sons, 1 edition , 2004.

- [13] S. GERBEX, “ Metaheuristique Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique”, thèse de doctorat , Ecole polytechnique de Lausanne, Lausanne 2003.
DOI: 10.5075/epfl-thesis-2742
- [14] Y. Xiao, Y.H Song, Y.Z. Sun. “ Power Injecton Method and Linear Programming for FACTS Control”, Proceeding of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting conference , 2000.
DOI: 10.1109/PESW.2000.850045.
- [15]D.J. Gothan, G.T. Heydt “ Power Flow control and Power Flow Studies for systems with FACTS devices”, IEEE Transactions on Power Systems , Vol: 13 , Issue: 1 , **Pages:** 60 – 65, February 1998. DOI: 10.1109/59.651614
- [16] R. Grünbaum, “ FACTS-solutions to power flow control & stability problems ”, ABB Review, 5/1999.
- [17] X. Duan, J. Chen, F. Peng, Y. Luo, and H. Huang. “ Power Flow Control whit FACTS Devices”. Power Engineering Society Symmer Meeting, 2000. DOI: 10.1109/PSS.2000.868764
- [18]M. Gupta, V. Kumar, G. K. Banerjee, N. K. Sharma ,Mitigating Congestion in a Power System and Role of FACTS Devices, Advances in Electrical Engineering, Volume 2017, Article ID 4862428, 7 pages. <https://doi.org/10.1155/2017/4862428>
- [19] C. Gombert “ Simulation temps-réel des dispositifs d’Electronique de Puissance dédiés aux Réseaux d’Energie Electrique ”, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00171082>
- [20] E. G. Shahraki, “ Apport de l’UPFC à l’amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ”, thèse de Doctorat en Génie électrique, université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.

Chapitre 4

Etude de l'impact des systèmes FACTS Sur la sécurité des réseaux électriques

Sommaire

Introduction	79
4.1 Analyse de la sécurité statique du réseau électrique national.....	79
4.1.1 Hypothèses de l'étude.....	79
4.1.1.1 Structure du réseau Algérien	79
4.1.1.2 Equivalent dynamique du reste du réseau Européen.....	80
4.1.1.3 Situation de base	80
4.1.4 Présentation des outils de simulation.....	81
4.1.5 Résultats de l'analyse du réseau national en régime permanent.....	82
4.1.3.1 Analyse du plan de tension dans le réseau national	82
4.1.3.1.1 Analyse des contraintes de maintien du plan de tension.....	82
4.1.3.1.2 Evaluation de l'écroulement de tension dans chaque nœud du réseau.....	84
4.1.3.1.2.1 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Amiria	85
4.1.3.1.2.2 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud de Touggourt.....	86
4.1.3.1.2.3 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Oued.....	87
4.1.3.1.2.4 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Berd.....	88
4.1.3.1.2.5 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'Ouargla.....	89
4.1.3.1.3 Présentation des solutions classiques(planification).....	90
4.1.3.1.3.1 Installation d'un nouvel injecteur au niveau du nœud de BISKRA.....	91
4.1.3.1.3.2 Installation d'une nouvelle centrale au nœud EL OUED + nouvel injecteur au niveau du nœud de BISKRA.....	91
4.1.3.1.3.3 Installation d'une nouvelle centrale au nœud EL OUED + réalisation d'une nouvelle ligne 220 kv H.M. Ouest-Touggourt.....	92
4.1.3.1.4 Présentation de la solution contrôleurs FACTS (SVCs).....	93
4.1.3.2 Analyse des contraintes de transit de puissance active.....	97
4.1.3.2.1 Simulation de fonctionnement du réseau sans contrôleurs FACTS.....	98
4.1.3.2.2 Etude de l'insertion d'un TCSC dans la région Est-Sud	100
4.1.3.2.2.1 Choix de l'emplacement optimal du TCSC.....	100
4.1.3.2.2.2 Résultats de simulation.....	101
4.2 Analyse dynamique du réseau national sans utilisation des systèmes FACTS	102
4.2.1 Simulation de la perte des unités de production.....	102

4.2.1.1 Simulation de la perte de puissance de 400MW à la centrale SKS.....	102
4.2.1.2 Simulation de la perte de puissance de 2×400MW à la centrale SKS	104
4.2.2 Simulation des courts circuits triphasés sur les lignes d'évacuation des unités de production.....	105
4.2.2.1 Défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV Terga-Sidi Ali Boussidi.....	106
4.2.2.2 Défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV SKH-El Affroun.....	107
4.2.3 Evaluation dynamique de l'écroulement de la tension dans le réseau national	108
4.2.3.1 Evaluation dynamique de l'écroulement de la tension sans utilisation des SVC.....	108
4.2.3.2 Analyse dynamique du réseau national avec utilisation des systèmes FACTS.....	110
4.3 Conclusion.....	112
Références	113

Introduction

Dans ce chapitre, nous étudions l'influence des systèmes FACTS sur la sécurité des réseaux électriques. L'objectif principal est donc de vérifier si la sécurité statique et dynamique du réseau est assurée face aux différentes situations qui peuvent confronter les réseaux électriques. Pour réaliser cette étude, un modèle réel du réseau électrique de l'Algérie a été utilisé. Le modèle développé correspond à la situation prévisionnelle de la charge du réseau national pour la pointe de l'été 2012. Le comportement du modèle proposé est testé et analysé lors du passage du réseau par le pic de consommation de l'été 2012. Les tests de simulation ont été réalisés à l'aide des outils logiciels SPIRA et SICRE.

4.1 Analyse de la sécurité statique du réseau électrique national

Dans cette section, A cet effet, nous procédons d'abord à l'identification des différentes contraintes qui peuvent affecter le réseau électrique national pendant la pointe de l'été 2012. La détermination de ces contraintes permet d'évaluer les mesures nécessaires à prendre pour assurer le bon fonctionnement du réseau. Ensuite nous essayons d'introduire quelques dispositifs FACTS dans le réseau et évaluer leur impact sur la sécurité statique. En effet, comme nous avons vu dans le chapitre 1 que, l'enchaînement d'événements conduisant aux blackouts électriques est directement lié aux conditions initiales du réseau électrique, c'est à dire la phase de pré-conditions. Les marges de sécurité du système sont souvent limitées dans cette phase, ce qui augmente le risque de développement des blackouts. A cet effet, les tests de simulation ont été effectués sur un système électrique réel, à savoir le réseau électrique de l'Algérie.

4.1.1 Hypothèses de l'étude

4.1.1.1 Structure du réseau Algérien

Le réseau électrique qui va servir à notre étude est le réseau électrique de production et transport de l'Algérie avec tous les moyens de production et de transport (lignes, câbles, transformateurs, groupes et postes) pour la pointe été 2012. Les données des interconnexions avec les réseaux Marocain et Tunisien sont prise en considération également.

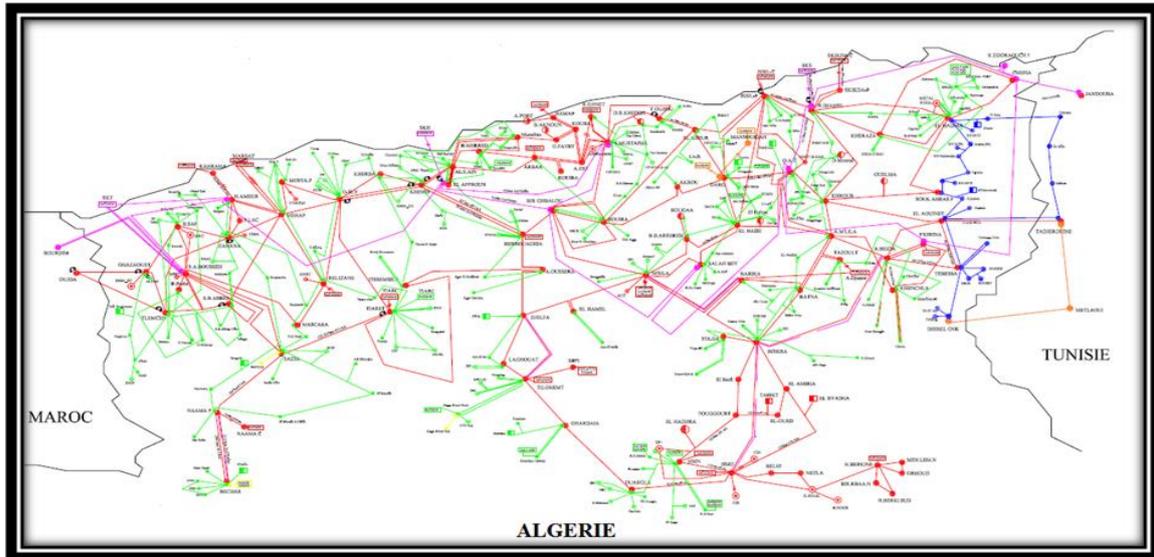


Figure 4.1. Schéma du réseau de production et transport Algérien 2010-2011

4.1.1.2 Equivalent dynamique du reste du réseau Européen

Le réseau Européen a été pris comme une machine équivalente de 625 GW (jeu de barre de référence) reliée au réseau Marocain à travers deux câbles 400kV Tarifa-Ferdioua.

4.1.1.3 Situation de base

Le point de fonctionnement initial du système électrique considéré correspond à la situation de charge de la pointe été soir prévue pour l'année 2012. Les pics de consommation exceptionnels enregistrés en été 2011 incitent à prévoir une prévision des pointes de consommation sur la base d'un taux de croissance de 13% observé entre 2010 et 2011. Les prévisions de la consommation et la puissance prévisionnelle maximale développable du parc de production du réseau national durant l'année 2012 sont données dans les tableaux suivants :

Tableau 4.1 Puissances maximales appelées mensuelles année 2012 (Pointe Soir)

Mois	Janv.	Fév.	Mar.	Avril	Mai	Juin.	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Puissance maximale (MW)	9300	9250	8350	7750	7750	9150	9900	9800	9050	8300	9400	9800

Tableau 4.2 Prévisions de disponibilité de production du réseau national pour le troisième semestre 2012

MOIS	Juillet					Aout				Septembre			
Semaine	S27	S28	S29	S30	S31	S32	S33	S34	S35	S36	S37	S38	S39
Puissance disponible	10294	10294	10274	10274	10274	10274	10274	10294	10309	10346	10346	9984	9994
Puissance maximale atteinte	9750	9800	9900	9800	9800	9700	9750	9800	9700	9350	9400	9050	9000
Puissance de réserve	544	494	374	474	474	574	524	494	609	996	946	934	994
Taux de réserve	6%	5%	4%	5%	5%	6%	5%	5%	6%	11%	10%	10%	11%

La Puissance maximale mensuelle appelée du réseau national pour la pointe été 2012 est de l'ordre de 9900 MW (Pointe Soir). La puissance prévisionnelle maximale développable du parc de production du réseau national pour l'année 2012 durant la pointe de l'été 2012 est de l'ordre de 10294 MW. La prévision de la puissance développable tient compte de la mise en service de deux cycles combinés de la centrale de Terga en fin de l'année 2011 ; le troisième cycle à partir du début du mois de Mars 2012.

4.1.2 Présentation des outils de simulation

Les tests de simulation effectués dans cette thèse ont été réalisés par les outils logiciels SPIRA et SICRE. Ces deux outils sont aujourd'hui utilisés dans les analyses dynamiques et statiques de réseaux de transport et production de l'énergie électrique par plusieurs opérateurs industriels tels que :

- le département de l'ingénierie et de la conduite du réseau italien (opérateur italien de systèmes de transmission)
- le département des études réseaux au niveau du centre national de conduite de l'Algérie.
- plusieurs entreprises de distribution et de production italiennes
- plusieurs opérateurs étrangers qui exercent au niveau du CESI.

Les outils SPIRA et SICRE ont été utilisé aussi dans le cadre de l'activité d'un groupe d'experts UNIPEDE, appelé SYSTMED et appartenant au Comité d'études (Systèmes de grande taille et Interconnexions internationales), chargé d'étudier les possibilités de synchronisation des interconnexions des réseaux le long du bassin méditerranéen. Un tel système énorme, qui a une étendue géographique environ 6000 km de longitude et 2500 km de latitude, a été soigneusement examiné à la fois du point de vue stable et dynamique.

Les possibilités de simulation offertes par l'outil SPIRA sont [1] :

- Calcul d'écoulement de puissance en AC et DC (FLOWAC et FLOWDC)
- Calcul des courants de court-circuit (CTICTI et CTINEW)
- Planification et optimisation de l'investissement des compensations réactive (BACONE)
- Optimisation des puissances active et réactive (OPF) du réseau avec différentes fonctions objectives(SIPARIO)
- Fiabilité du système électrique (GRARE)

Analyse de la stabilité transitoire de système électrique pour différents défauts et actions (NEWDYN)

L'outil SICRE a été conçu également pour s'adapter à une grande variété d'applications principalement telles que [2]:

- Analyse post-événement et reconstruction des perturbations majeures ;
- Analyse de la sécurité dynamique en ligne ;
- Tester et comparer les stratégies de contrôle et les plans de défense des réseaux électriques ;
- Evaluation de la stabilité à l'étape de la planification ;
- Vérification des caractéristiques et des paramètres de protection du système;
- Planifier et tester les plans de restauration;
- Vérification et réglage des paramètres liés aux différentes boucles de contrôle ;
- Tester différentes fonctions de contrôle à inclure dans la gestion de l'énergie

4.1.3 Résultats de l'analyse du réseau national en régime permanent

Nous analysons dans cette section le comportement du réseau national de l'Algérie pendant le pic de consommation de l'été 2012. Les calculs des transits de puissances dans les ouvrages électriques aussi que les tensions (plans de tension) sont faites à l'aide de logiciel Load Flow SPIRA (modèle statique) par la méthode de Newton-Raphson. Le nombre d'itérations nécessaire pour trouver la solution est de l'ordre de 20. L'analyse du fonctionnement prévisionnel du réseau électrique national en situation de pointe été pour l'année 2012 fait ressortir trois types de contraintes :

- Contraintes de maintien du plan de tension ;
- Contraintes de transit ;
- Contraintes de garantie de transformation THT/HT.

Dans cette section nous ne présentons que les contraintes de maintien du plan de tension et les contraintes de transit de puissance active.

4.1.3.1 Analyse du plan de tension dans le réseau national

Deux aspects sont traités dans cette section :

- Analyse des contraintes de maintien du plan de tension ;
- Evaluation de l'écroulement de tension dans chaque nœud du réseau

4.1.3.1.1 Analyse des contraintes de maintien du plan de tension

Les contraintes de maintien du plan de tension sont déterminées en fonction des limites acceptables de l'amplitude de la tension en régime permanent utilisées par SONELGAZ. Ces limites inférieures et supérieures sont résumées dans le tableau suivant.

Tableau 4.3 Limites de l'amplitude de la tension en régime permanent

Amplitude de la tension	Limite inférieure	Limite supérieure
400 kV	380	420
220 kV	209	231
60 kV	57	63

Les niveaux de consommation exceptionnels observés au niveau de la région Sud-Est en particulier en situation de pointe été ont causé des contraintes de maintien du plan de tension enregistrées ces dernières années au niveau des postes 220kV de la région.

La figure 4.2 récapitule les valeurs de la tension mesurées dans différents nœuds du réseau de la région Sud-Est en régime permanent (situation normale N) lors du passage de la pointe de l'été 2012.

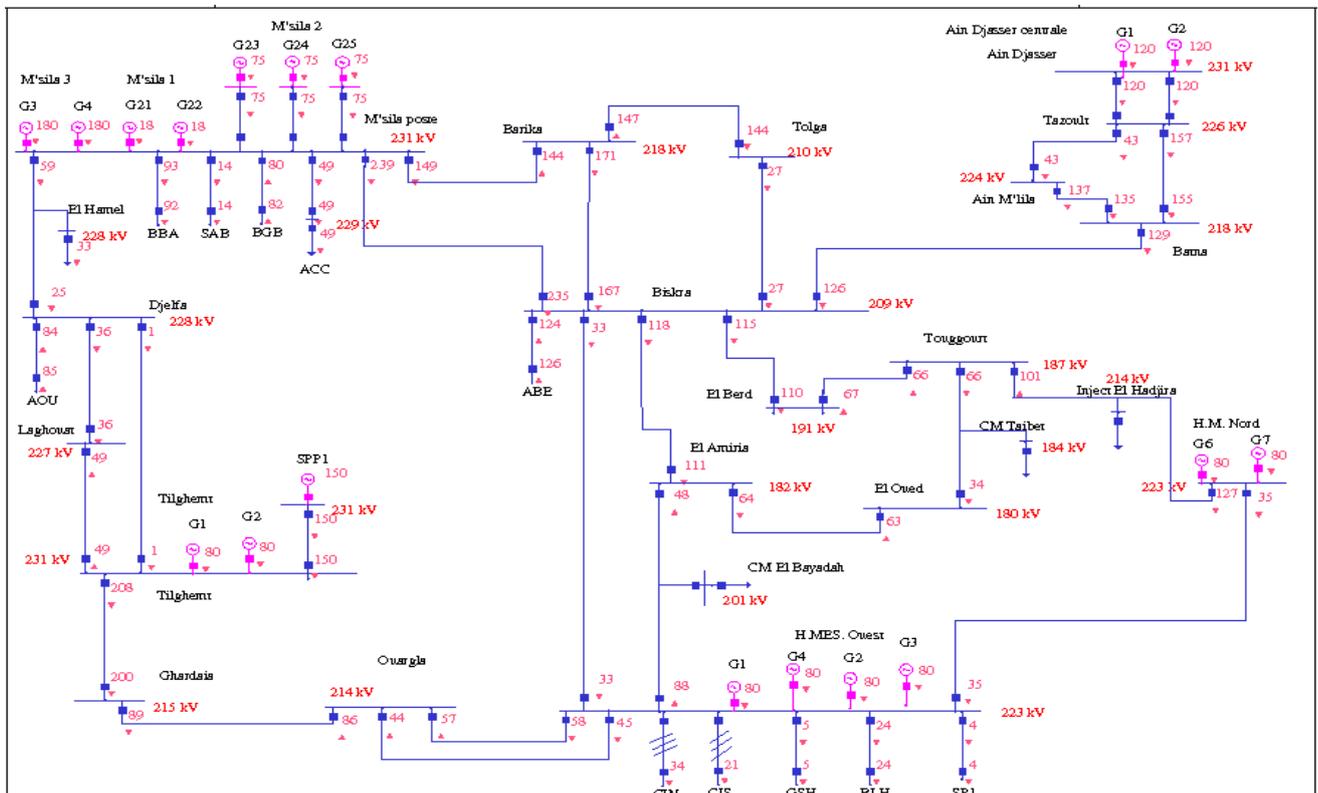


Figure.4.2 valeurs de la tension dans différents nœuds du réseau de la région Sud-Est en situation normale

Les résultats de simulation montrent que la région Sud de l'Algérie possède un mauvais plan de tension. L'amplitude de la tension dans plusieurs nœuds est en dehors des limites admissibles.

Pour éliminer les différentes violations et améliorer par la suite le plan de tension en situation normale N, les exploitants du réseau font recourir aux différents dispositifs de régulation du plan de tensions telles que :

- Agir sur les puissances réactive des groupes de production au niveau des centrales
- La modification de la position régleurs de charge des transformateurs de puissance
- Connexion des batteries de condensateur au niveau des postes HT/MT.

Dans la pratique, les actions de ces dispositifs de régulation qui servent à augmenter le plan de tension sont limitées. C'est-à-dire, dans le cas des variations importantes de la tension, ces dispositifs sont incapables de stopper le phénomène de l'écroulement de la tension dans le réseau, et ceci peut conduire à l'apparition de phénomène de l'écroulement de la tension dans la région Sud-Est.

4.1.3.1.2 Evaluation de l'écroulement de tension dans chaque nœud du réseau

En effet, l'analyse dynamique ne fournit pas aisément l'information concernant la sensibilité ou le degré d'instabilité de tension, ce qui la rend impraticable pour déterminer les limites de stabilité de la tension. Pour cette raison, l'analyse de la stabilité statique de tension est utilisée dans cette section afin de :

- vérifier si un point de fonctionnement est stable ou instable,
- évaluer la marge de stabilité d'un point de fonctionnement
- identifier les points d'effondrement de la tension

La procédure de test consiste à évaluer la stabilité en tension à l'aide des courbes PV et QV [3]. En effet, Les courbes PV permettent de déterminer la distance en MW à partir du point de fonctionnement jusqu'à la tension critique. Les courbes QV montrent la sensibilité et la variation de la tension d'un nœud par rapport à des injections de puissance réactive. Elles déterminent les marges de tension par rapport au point d'instabilité et permettent de fournir des informations sur l'efficacité des sources de puissance réactive dans le contrôle de la tension dans les différentes parties du système. L'analyse du plan de tension de la région Sud en situation normale a montré que les nœuds qui présentent une marge inférieure à 20% de la charge calculés sont résumés dans la figure suivante :

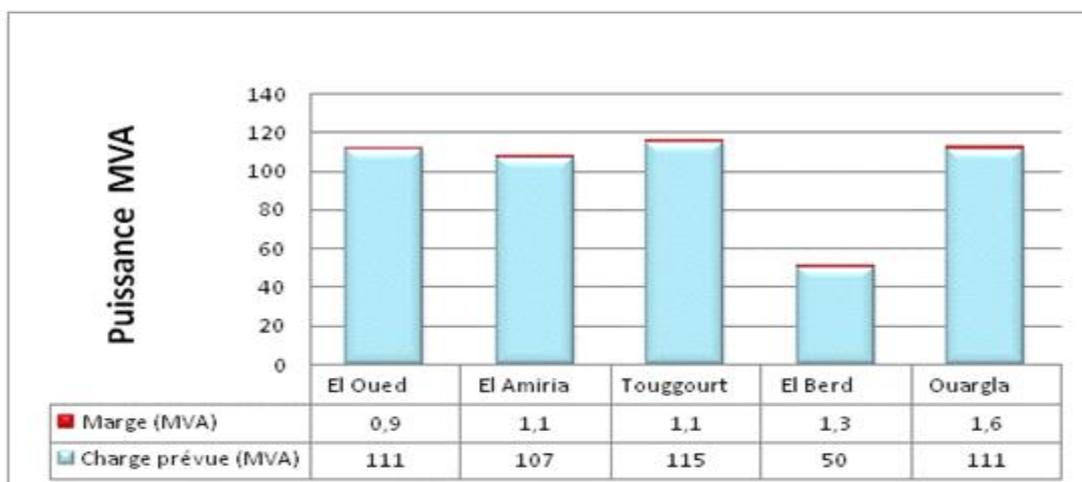


Figure 4.3 Nœuds présentant une marge inférieure à 20% de la charge

Afin d'accélérer les calculs d'écroulement de tension, les simulations ont été faites en régime quasi-statique à long terme, la rampe de montée de charge au niveau de chaque poste est prise 10% par minute de la charge prévue pour la pointe de l'été 2012.

4.1.3.1.2.1 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Amiria

Les points critiques (P_{max} , $V_{critique}$) et (Q_{max} , $V_{critique}$) sont estimés lors de l'inversement des pentes des courbes PV et QV. Les résultats de simulation qui donnent les courbes PV et QV sont présentés dans les figures suivantes :

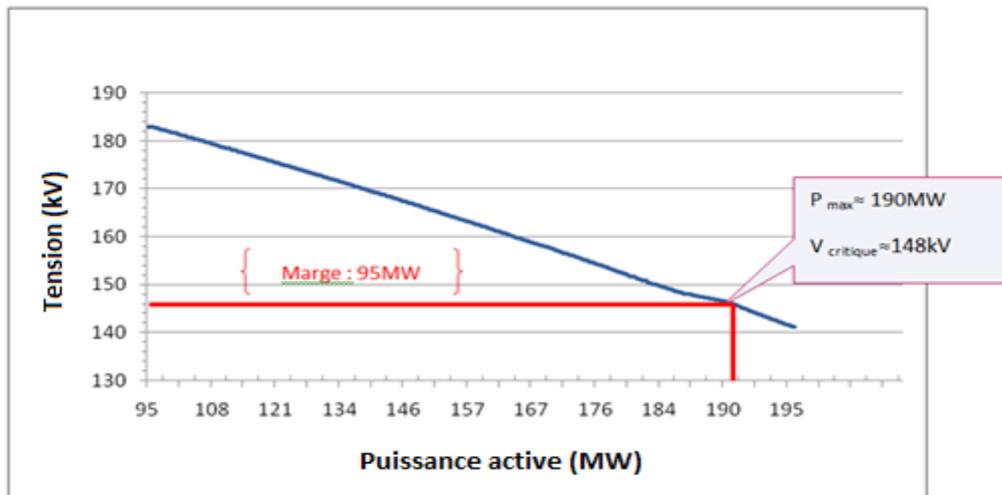


Figure 4.4 Courbe PV du nœud 220 kV de El Amiria

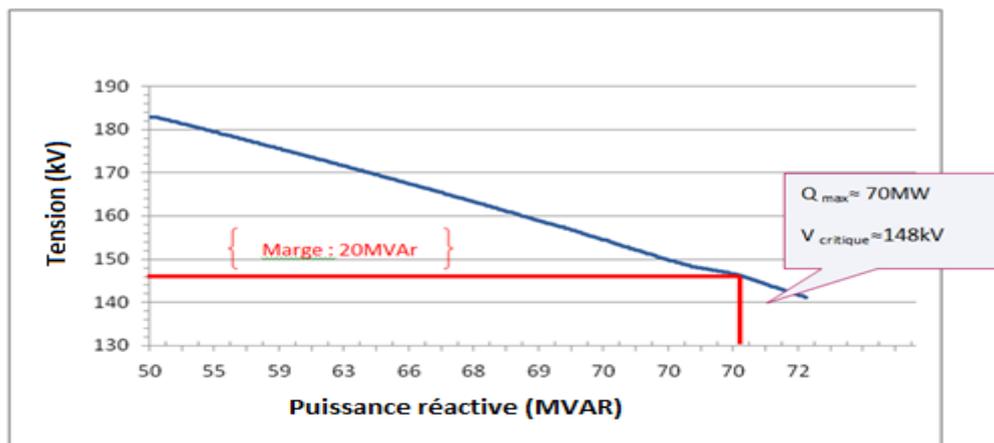


Figure 4.5 Courbe QV du nœud 220 kV de El Amiria

La puissance réactive générée par les groupes de la région Sud sont données comme suit :

Tableau 4.4 Puissance réactive générée par les groupes de la région Sud

Situation	Puissance réactive (MVAR)					
	HMO	HMN	TIL	MSI	MG1	ADJ
Q maximale	63	57	54	129	54	89
Q Nominale	59	57	54	99	47	45
Marge	4	0	0	30	7	44
Critique	78	70	60	94	44	50
Marge ou Dépassement	-15	-13	-6	35	10	39

La tension critique est donc estimée à 148kV, avec une puissance maximale admissible de 190MW/70 MVar (202MVA).

4.1.3.1.2.2 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud de Touggourt

Les résultats de simulation qui donnent les courbes PV et QV sont présentés dans les figures suivantes :

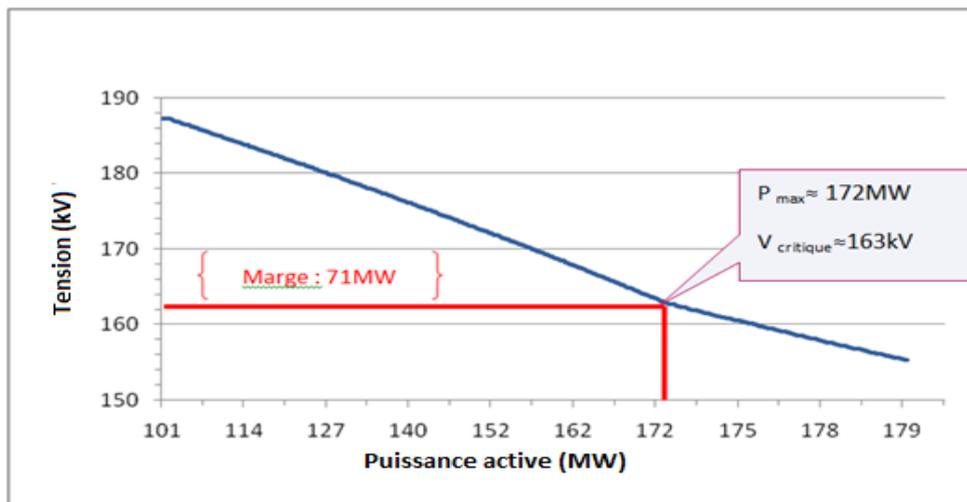


Figure 4.6 Courbe PV du nœud 220 kV de Touggourt

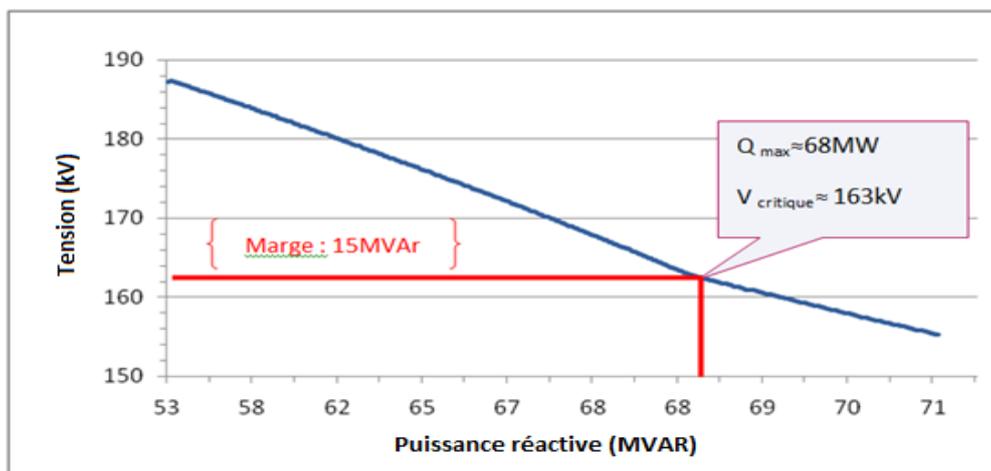


Figure 4.7 Courbe QV du nœud 220 kV de Touggourt

La puissance réactive générée par les groupes de la sous-région sont données comme suit :

Tableau 4.5 La puissance réactive générée par les groupes de la région Sud

Situation	Puissance réactive (MVAR)					
	HMO	HMN	TIL	MSI	MG1	ADJ
Q maximale	63	57	54	129	54	89
Q Nominale	59	57	54	99	47	45
Marge	4	0	0	30	7	44
Critique	73	65	57	90	42	47
Marge ou Dépassement	-10	-8	-3	39	12	42

La tension critique est donc estimée à 163kV, avec une puissance maximale admissible de 172MW/68MVA_r (185MVA).

4.1.3.1.2.3 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Oued

Les résultats de simulation qui donnent les courbes PV et QV sont présentés dans les figures suivantes :

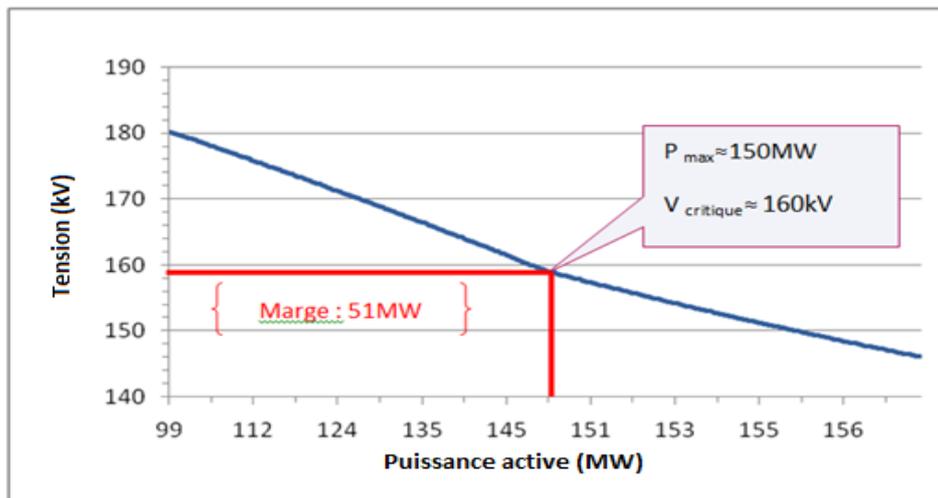


Figure 4.8 Courbe PV au nœud 220 kV d'El Oued

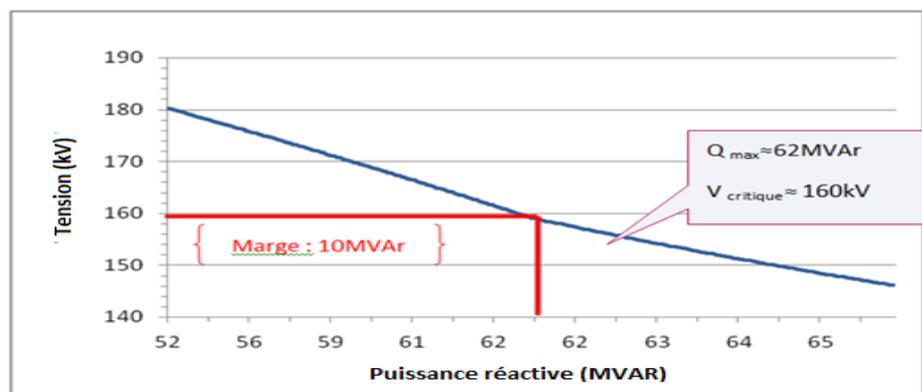


Figure 4.9 Courbe QV du nœud 220 kV d'El Oued

La puissance réactive générées par les groupes de la sous-région sont données comme suit :

Tableau 4.6 : La puissance réactive générée par les groupes de la région Sud

Situation	Puissance réactive (MVAR)					
	HMO	HMN	TIL	MSI	MG1	ADJ
Q maximale	63	57	54	129	54	89
Q Nominale	59	57	54	99	47	45
Marge	4	0	0	30	7	44
Critique	78	73	57	117	53	53
Marge ou Dépassement	-15	-16	-3	12	1	36

La tension critique est estimée à 160kV, avec une puissance maximale admissible de 150MW/62MVA_r (162MVA).

4.1.3.1.2.4 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'El Berd

Les résultats de simulation qui donnent les courbes PV et QV sont présentés dans les figures suivantes :

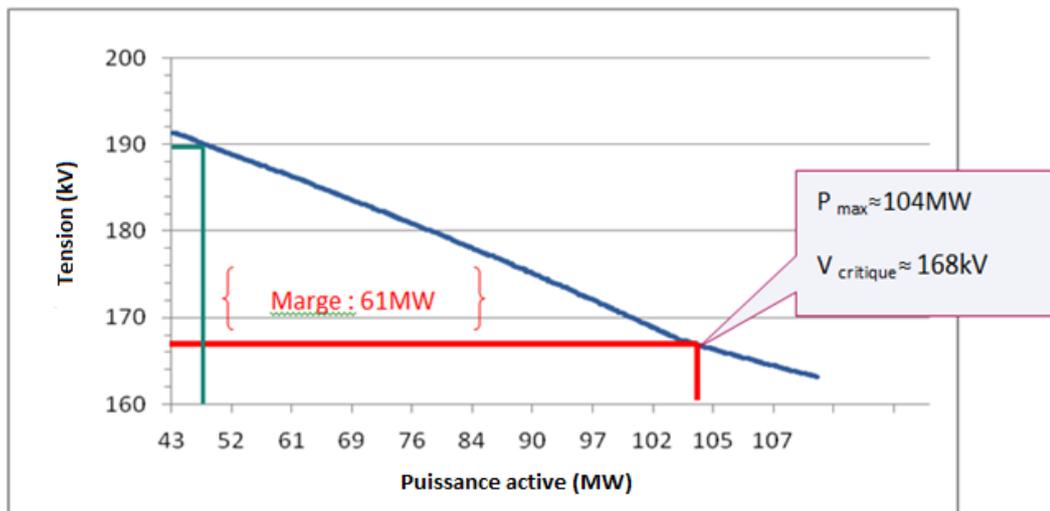


Figure 4.10 Courbe PV du nœud 220 kV d'El Berd

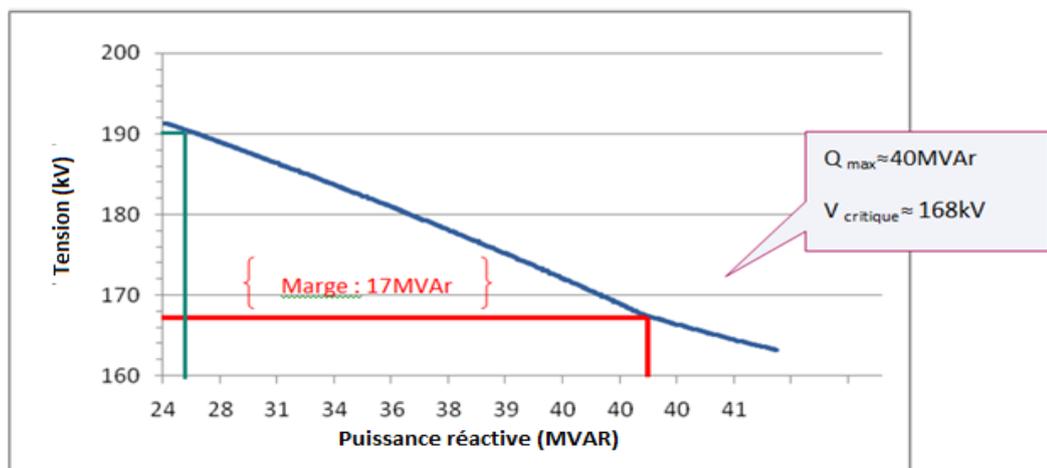


Figure 4.11 Courbe QV du nœud 220 kV d'El Berd

La puissance réactive générée par les groupes de la sous-région sont données comme suit :

Tableau 4.7 La puissance réactive générée par les groupes de la région Sud

Situation	Puissance réactive (MVAR)					
	HMO	HMN	TIL	MSI	MG1	ADJ
Q maximale	63	57	54	129	54	89
Q Nominale	59	57	54	99	47	45
Marge	4	0	0	30	7	44
Critique	68	61	56	88	42	47
Marge ou Dépassement	-5	-4	-2	41	12	42

- Le niveau 190kV est atteint pour une charge de 48MW/27MVAr.
- La tension critique est estimée à 168kV, avec une puissance maximale admissible de 104MW/40MVAr (110MVA).

4.1.3.1.2.5 Evaluation de l'écroulement de tension au nœud d'Ouargla

Les résultats de simulation qui donnent les courbes PV et QV sont présentés dans les figures suivantes :

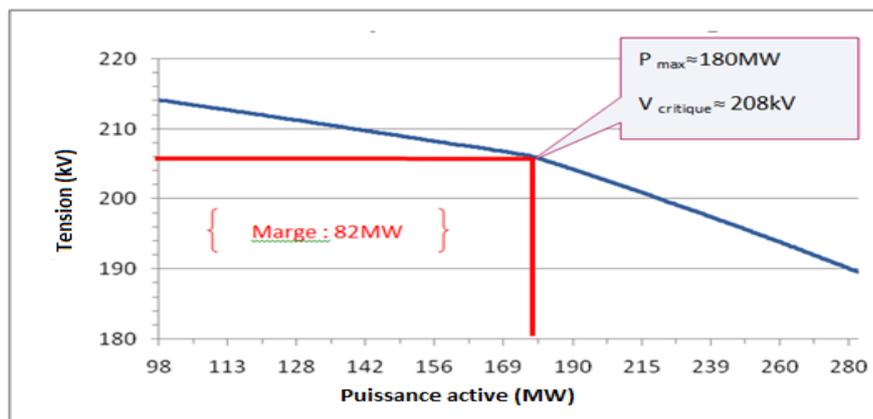


Figure 4.12 Courbe PV du nœud 220 kV d'Ouargla

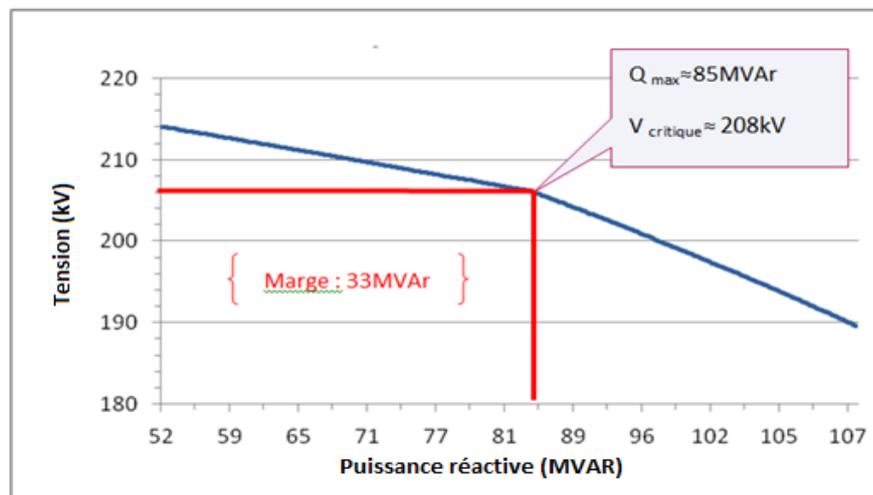


Figure 4.13 Courbe QV du nœud 220 kV d'Ouargla

La puissance réactive générée par les groupes de la sous-région sont données comme suit :

Tableau 4.8 Puissance réactive générée par les groupes de la région Sud

Situation	Puissance réactive (MVAR)					
	HMO	HMN	TIL	MSI	MG1	ADJ
Q maximale	63	57	54	129	54	89
Q Nominale	59	57	54	99	47	45
Marge	4	0	0	30	7	44
Critique	73	63	60	84	40	44
Marge ou Dépassement	-10	-6	-6	45	14	45

La tension critique est estimée à 208kV, avec une puissance maximale admissible de 180MW/85MVA (200MVA)

Synthèse

L'analyse des limites de stabilité de tension en fonctionnement normal et dynamique donne les résultats suivants:

Tableau 4.9 Résultats de l'analyse des limites de stabilité de tension en fonctionnement normal et dynamique

Poste	Fonctionnement normal		Fonctionnement dynamique	
	S _{max} (MVA)	V _{Critique} (kV)	S _{max} (MVA)	V _{Critique} (kV)
El Amiria	108	183	202	148
Touggourt	116	187	185	163
El Berd	51	191	104	168
El Oued	112	180	162	160
Ouargla	113	214	200	208

En fonctionnement dynamique, la puissance maximale admissible au poste est supérieure à celle calculée en fonctionnement statique, la différence trouvée est dû au modèle de la charge, autrement dit, une augmentation de charge à un poste, provoque la baisse de la tension au niveau de ce dernier est au niveau des postes voisins, par conséquent, la diminution de la charge aux postes voisins.

4.1.3.1.3 Présentation des solutions classiques (planification)

Pour éliminer les contraintes de maintien du plan de tension enregistrées au niveau du réseau Sud-Est, plusieurs solutions de planification des ouvrages lignes et générateurs ont été proposées dans cette étude:

- Prévoir la réalisation d'un injecteur 400/220kV au niveau du poste 220/60kV de Biskra. Cette injection se fera à partir du nouveau poste 400/220kV de Fekirina et à travers la ligne 400kV Biskra-Ain Beida exploitée actuellement en 220kV.
- Prévoir la réalisation de la ligne Hassi Messaoud Ouest 220 kV – Touggourt.
- Prévoir une nouvelle centrale de production 04 TG de 80 MW à El Oued.

Les résultats de simulation avec la réalisation de ces solutions de renforcements sont présentés dans les tableaux suivants :

4.1.3.1.3.1 Installation d'un nouvel injecteur au niveau du nœud de BISKRA

Les résultats de simulation en situation normale (N) après la planification d'un nouvel injecteur au niveau du nœud de BISKRA sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4.10 Situation du réseau Sud Est avec la réalisation de l'injecteur de Biskra

Poste	Sans le renforcement	Avec la mise en service de l'injecteur de Biskra
El Oued	180	188
Taibet	184	191
Touggourt	187	194
El Amiria	182	190
El Berd	191	198
CM El Bayadha	201	206
Biskra	209	217
Tolga	210	217
Ouargla	214	216
El Hadjira	214	217
Ghardaia	215	217
Batna	218	220
Barika	218	222

Donc, la réalisation de l'injecteur 400/220kV au niveau du poste 220/60kV de Biskra permet d'améliorer le plan de tension au niveau des postes de la région Sud-Est ; en particulier au niveau des postes de la région Est mais sans lever les contraintes de maintien du plan de tension au niveau des postes de la région Sud (postes El Oued, Taibet, Touggourt, El Amiria, El Berd et El Bayadha).

4.1.3.1.3.2 Installation d'une nouvelle centrale au nœud EL OUED + nouvel injecteur au niveau du nœud de BISKRA

Les résultats de simulation en situation normale (N) après la planification d'une nouvelle centrale au nœud El Oued (4 turbines à gaz) et un nouvel injecteur au niveau du nœud de Biskra sont présentés dans le tableau suivant :

La réalisation des quatre TG avec l'injecteur de Biskra permet de lever les contraintes de maintien du plan de tension au niveau de la région Est et d'améliorer considérablement le plan de tension au niveau des postes de la région Sud. Néanmoins, la tension au niveau des postes 220kV de la région Sud reste relativement basse.

Tableau 4.11 : Situation du réseau Sud Est avec la réalisation de quatre TG au niveau du poste d'El Oued et de l'injecteur de Biskra

Poste	Avec la réalisation des quatre TG à El Oued	
	Sans l'injecteur de Biskra	Avec l'injecteur de Biskra
Taibet	204	208
El Oued	205	209
Touggourt	205	209
El Amiria	206	210
El Berd	208	213
CM El Bayadha	215	218
Tolga	218	223
Biskra	218	224
Ouargla	219	220
Ghardaia	219	220
Batna	220	222
El Hadjira	222	224
Barika	223	226

4.1.3.1.3.3 Installation d'une nouvelle centrale au nœud EL OUED + réalisation d'une nouvelle ligne 220 kV H.M. Ouest-Touggourt

Afin d'éliminer toutes les contraintes de tension dans la région Sud, il est nécessaire de prévoir la réalisation d'une nouvelle ligne de transmission au niveau de la zone centrale du réseau sud. Les résultats de simulation en situation normale (N) après la panification de cette nouvelle ligne sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4.12 : Situation du réseau Sud Est avec la réalisation de quatre TG au niveau du poste d'El Oued et d'une ligne H.M. Ouest-Touggourt

Poste	Avec la réalisation des quatre TG à El Oued	
	Sans la ligne H.M. Ouest-Touggourt	Avec la ligne H.M. Ouest-Touggourt
Taibet	208	215
El Oued	209	213
Touggourt	209	217
El Amiria	210	213
El Berd	213	219
CM El Bayadha	218	220

La mise en service de la ligne 220kV H.M. Ouest-Touggourt permet d'améliorer considérablement le plan de tension au niveau des postes 220kV de la région Sud. La réalisation d'une nouvelle ligne et une centrale au niveau du nœud El Oued permettent de lever les contraintes de maintien du plan de tension dans la région Sud-Est.

4.1.3.1.4 Présentation de la solution contrôleurs FACTS (SVC)

Dans ce qui suit, nous allons procéder à l'analyse de l'effet de l'insertion des dispositifs SVC dans la région Sud-Est pour améliorer le plan de tension. Comme le prix de ces dispositifs reste toujours élevé, il est donc important de trouver l'emplacement optimal et leur taille dans un système d'alimentation pour éliminer les contraintes (violations) de tension dans les réseaux électriques. Plusieurs méthodes et techniques ont été présentées dans la littérature pour sélectionner les meilleurs emplacement de ces dispositifs dans un réseau électrique [5]-[18]. Donc, on va s'intéresser ici à l'étude de l'application des dispositifs SVCs pour renforcer le plan de tension dans la région Est-Sud. Dans ce travail, l'indice de la marge de stabilité statique de la tension (Static voltage stability margin) est utilisé pour déterminer l'emplacement optimal des dispositifs SVC [19]. En effet, la marge de stabilité statique de tension est l'indice le plus utilisé dans l'évaluation de la stabilité de la tension en régime permanent. Par définition la marge de la stabilité statique de la tension est la quantité de la charge additionnelle qui peut conduire à l'effondrement de la tension dans un nœud du réseau. C'est-à-dire, plus simplement c'est la distance entre le point de fonctionnement actuel et le point qui causerait l'effondrement de la tension dans un nœud (Figure 4.14).

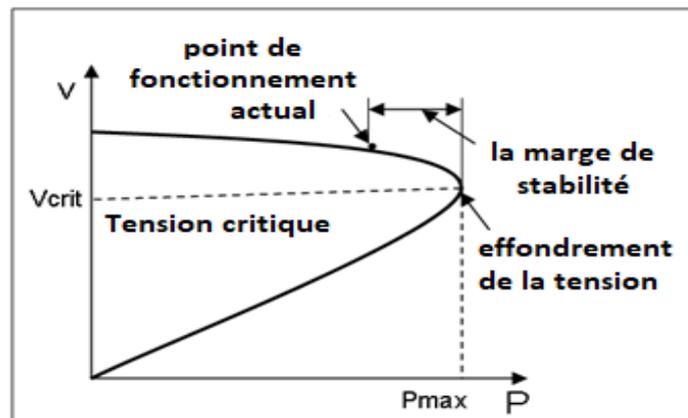


Figure 4.14 Courbe Puissance –tension pour un nœud i dans un réseau électrique

Les avantages d'utilisation de l'indice de la marge de stabilité statique de tension peuvent se résumer dans les points suivants [19] :

- Simple à calculer, bien admis, et facile à comprendre.
- Exige seulement un modèle statique du réseau électrique.
- C'est un indice précis qui tient en compte certaines limites telles que les limites sur la production d'énergie réactive.
- il est facile de déterminer sa sensibilité vis-à-vis de n'importe quel paramètre du réseau.
- Dans la pratique, l'avantage de l'utilisation de cet indice réside, non seulement dans sa capacité de trouver le point critique d'effondrement de tension mais aussi dans la détermination du tracé

de la courbe Puissance-tension complète (partie supérieure et inférieure) d'une façon exacte [12].

Dans cette section, l'indice de la marge de stabilité statique de tension est calculé en utilisant l'outil CPF (Flux de puissance en continu) de logiciel SPIRA. [12] - [14]. Les résultats du calcul de la marge de stabilité de tension statique pour différents nœuds de 220 kV sont présentés dans le tableau suivant :

Table 4.13 Marge de stabilité statique de tension pour différents nœuds de la région Sud-Est

Nœud	Marge de stabilité statique de la tension (MVA)
El Berd	7.2
El Oued	5.9
Biskra	15.4
Amiria	6.1
Touggourt	6.5
Taibet	6.7
Bayadha	8.1
Hadjira	9.0
Ouargla	9.7
H.Messouad N	10.2
H.Messouad O	10.3
Barika	25.1

Les résultats de simulations montrent que les nœuds Amiria, El Oued et Touggourt ont la plus faible marge de stabilité de tension. Pour sélectionner l'emplacement optimal de dispositifs SVC, généralement, il existe deux options pour la conception de ces dispositifs à savoir :

- Un compensateur statique SVC conventionnel ou fixe
- Un compensateur statique SVC mobile.

En effet, comparé aux grands SVC conventionnels, un SVC mobile offre des avantages de performance supplémentaires [20]:

- Rapidité de la relocalisation en réponse aux changements de conception du réseau.
- En rendant un SVC relocalisable, un support de tension dynamique peut être obtenu là où il est nécessaire dans le réseau électrique afin de répondre aux exigences actuelles de stabilité du réseau.
- Les compensateurs mobiles peuvent être déplacés pour permettre au système de s'adapter à des situations nouvelles d'un réseau électrique [21]. Cette conception de SVC permet une relocalisation complète de chaque installation d'un endroit dans le réseau à l'autre en quelques semaines seulement - [20]. Pour les raisons citées précédemment, notre choix donc est tombé sur l'option d'un compensateur SVC mobile. Par conséquent, les nœuds Amiria, El Oued et de Touggourt sont sélectionnés pour le placement de trois dispositifs SVC mobiles.

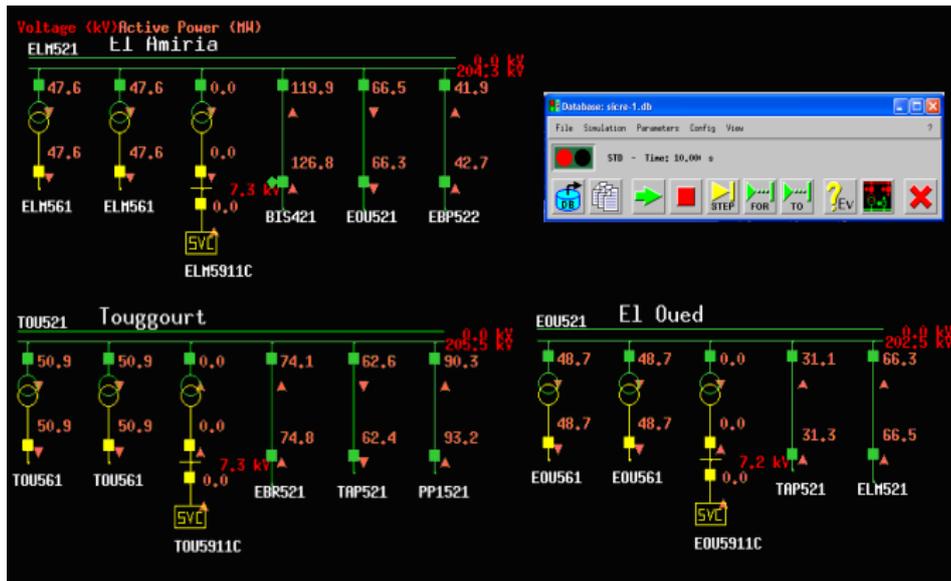


Figure 4.15 : Emplacement optimal des dispositifs SVC

D'après les résultats de calcul de l'écoulement de puissance, l'injection de puissance réactive requise des dispositifs SVC est de 240 MVAR. Ainsi, un taux final de 80 MVAR pour chaque SVC est requis. Les paramètres de chaque SVC utilisé sont donnés à la figure suivante.

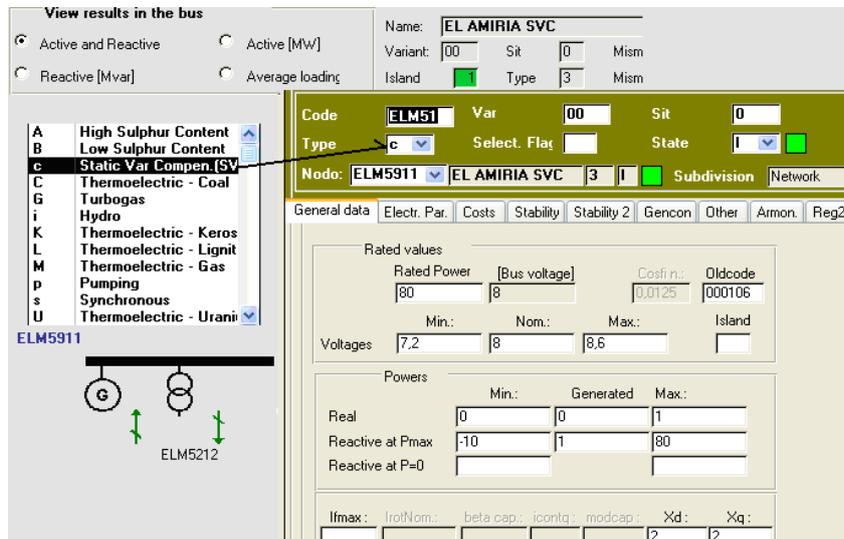


Figure 4.16 : Paramètres de chaque SVC utilisé

Les résultats de simulation de la variation de la tension de six nœuds critiques de la région Sud-Est avec et sans les SVC mobile en situation normale (N) sont présentés dans la figure suivante (les SVC sont connectés un par un).

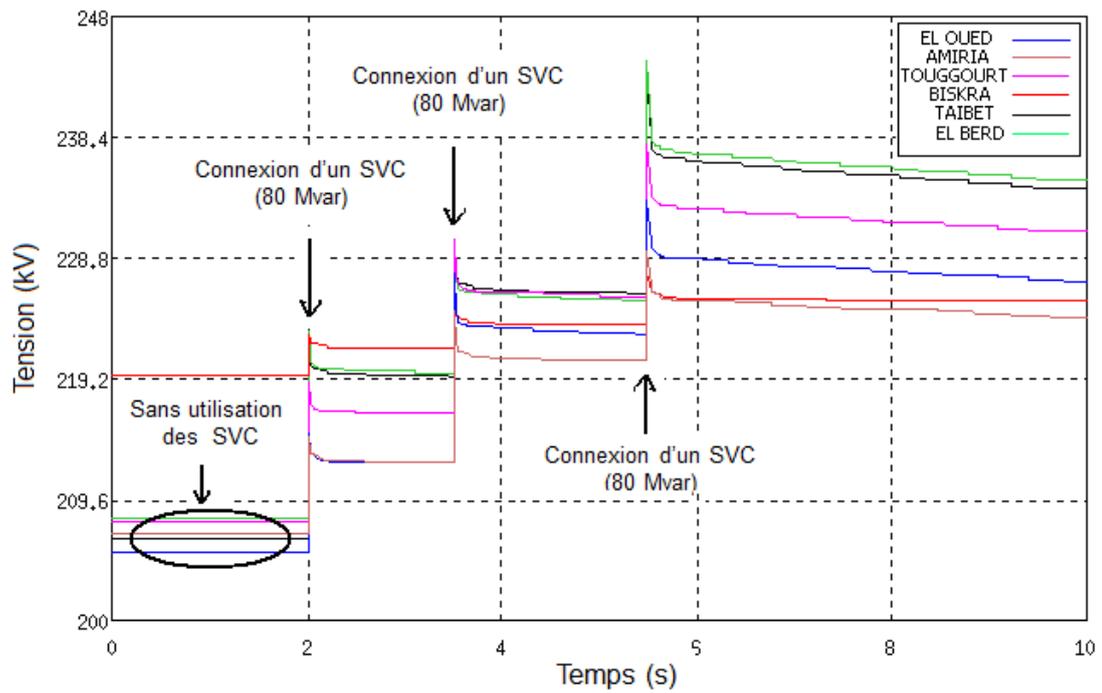


Figure 4.17 Variations de la tension de six nœuds critiques avec et sans les SVC mobiles (les SVC sont connectés un par un)

La figure 4.18 illustre la variation de la tension des mêmes nœuds critiques avec et sans SVCS mobile en situation normale (les SVC sont connectés en même temps)

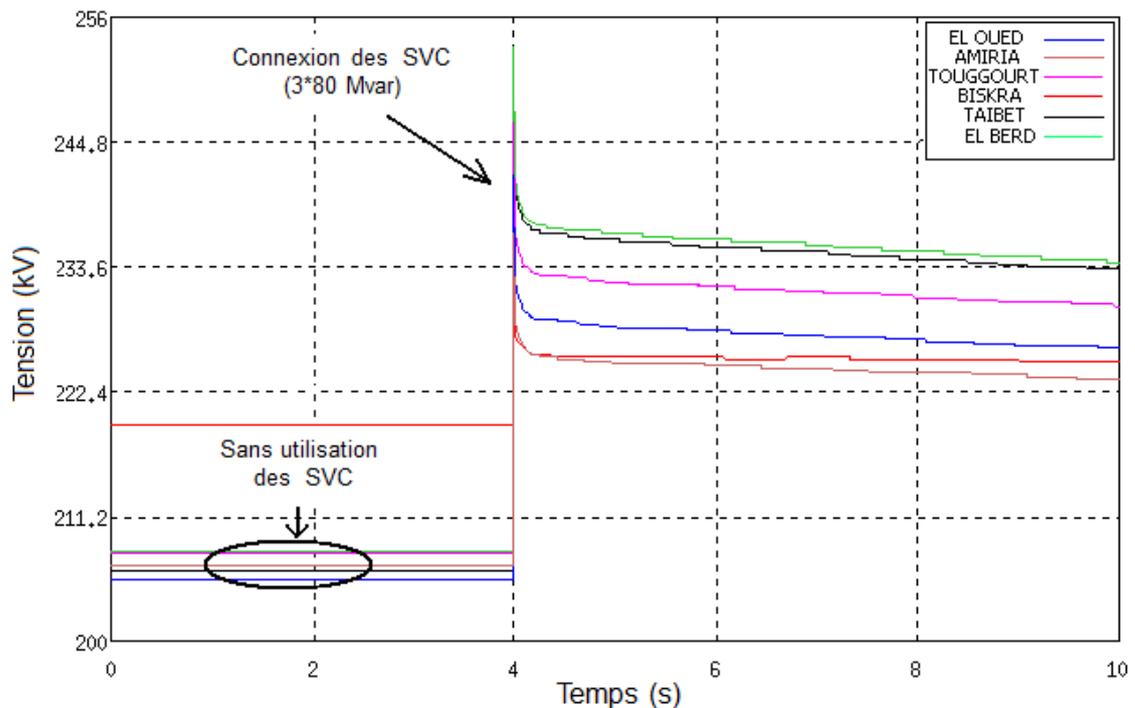


Figure 4.18 Variations de la tension de six nœuds avec et sans les SVC mobiles (les SVC sont connectés en même temps)

Les résultats de calcul de la marge de la stabilité statique de la tension pour les différents nœuds avant et après l'insertion des SVC sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4.14: la marge de la stabilité statique de tension pour différents nœuds de la région Sud-Est avant et après l'installation des SVC

Nœud	Indice de la marge de stabilité statique de la tension (MVA)	
	Sans SVCs	Avec SVCs
El Berd	7.2	156.2
El Oued	5.9	153.4
Biskra	15.4	289.8
Amiria	6.1	156.6
Touggourt	6.5	157.1
Taibet	6.7	153.1
Bayadha	8.1	150.5
Hadjira	9.0	171.6

Les résultats de simulation montrent donc ce qui suit :

- Les SVC ont une influence considérable sur le plan de tension de la région sud. Comme les montrent les figures 4.17 et 4.18, avant de placer les SVC, l'amplitude de la tension de plusieurs nœuds 220 kV est en dehors des limites admissibles de fonctionnement du réseau Algérien. Après la connexion des dispositifs SVC, l'amplitude, de la tension de tous les nœuds, atteint les limites admissibles.
- L'installation des SVC dans le réseau Sud permet de sécuriser l'exploitation et améliore la stabilité statique de ce réseau.
- Les équipements à base de l'électronique de puissance tel que le SVC, peuvent permettre d'exploiter les réseaux électriques à leur meilleur niveau, en préservant la stabilité des réseaux dans diverses conditions d'exploitation.
- Les dispositifs SVC peuvent être une alternative temporaire pour améliorer le réseau jusqu'à ce que les mesures de renforcements tels que la réalisation d'une centrale électrique de 4 groupes au niveau de la région d'El Oued, puisse être effectuée [18].

4.1.3.2 Analyse des contraintes de transit de puissance active

Dans ce qui suit nous nous intéressons à la contrainte de transit de puissance active. Les résultats de simulation de l'analyse du niveau de la demande et de la puissance disponible par région en situation

de pointe été pour l'année 2012 présentés dans le tableau 4.15 font ressortir deux régions déficitaires: l'Est et le Sud (Hassi Messaoud).

Pour la région Est, le déficit sera levé par la mise en service de deux groupes de production à Koudiet Eddraouch avant Juillet 2012. La région du sud (Hassi Messaoud) reste toujours déficitaire, d'où la nécessité d'un apport de puissance à partir de réseau de l'est qui fonctionnera avec une réserve très faible et qui n'a pas d'excédent suffisant pour satisfaire le Sud.

Tableau 4.15 Niveau de la demande et la puissance disponible par région en situation pointe été 2012

Région	Ouest	Centre	Est	H. R'mel	H. Messaoud
Puissance disponible	3113	3390	2850	379	542
Niveau de la demande	2475	2970	3267	297	891
Excédent (+) ou Déficit (-)	638	420	- 417	82	-349

D'après les résultats de l'analyse du réseau Algerian pour la pointe de l'été 2012, on constate que sur le plan régional, la région du Sud (Hassi Messaoud) reste toujours déficitaire même en cas de disponibilité de tous les moyens de production. En effet, La demande sera couverte par le transfert de puissance de l'Est vers le Sud. Néanmoins, en cas de défaillance de n'importe quel moyen de production à l'Est ou la perte d'une ligne d'interconnexion Est- Sud, ceci entraineraient des contraintes de transfert de puissance interrégionales.

4.1.3.2.1 Simulation de fonctionnement du réseau sans contrôleurs FACTS

Les résultats de calcul des transits de puissance par le programme SPIRA pour les lignes d'interconnexion Est- Sud lors de passage de la pointe été 2012 sont donnés dans la figure suivante :

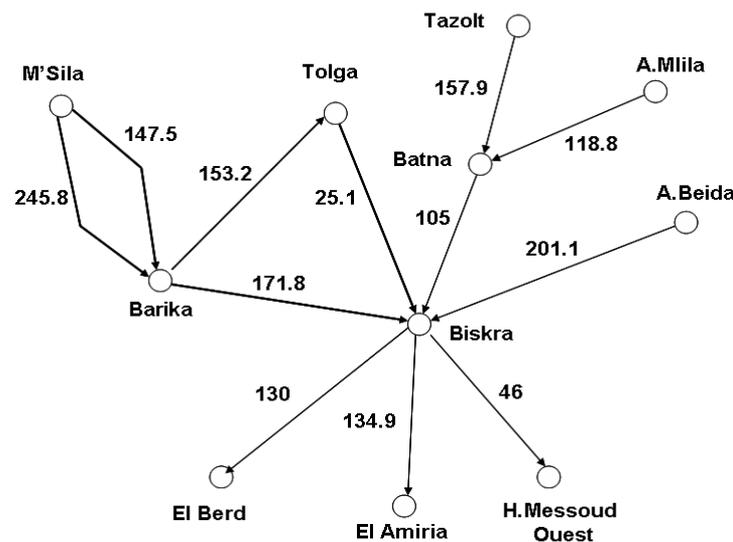


Figure 4.19 Transits de puissance en (MW) dans les lignes d'interconnexion Est-Sud en pointe été 2012

Nous procédons ici à l'analyse de fonctionnement du réseau de l'interconnexion Est-Sud par l'application de la règle de sécurité N-1[22]. Cette dernière assure que le réseau peut retrouver un nouveau point de fonctionnement stable après un évènement imprévu qui a mis hors service un seul élément majeur quelconque du réseau (ligne, transformateur, groupe de production). Cette règle est utilisée généralement pour identifier les contraintes de transit de puissance active et les contraintes de tension dans les réseaux électriques.

La procédure de vérification de cette règle consiste à la mise hors service d'une seule ligne à la fois, puis on va déterminer les contraintes éventuelles qui peuvent apparaître dans cette partie du réseau.

Les résultats de simulation de l'application de la règle de sécurité N-1 sur les lignes d'interconnexion Est-Sud sont présentés dans le tableau 4.16. Les transits de puissance active dans les différentes lignes sont calculés en fonction de la capacité de transit maximale (en %).

Tableau 4.16 : Application de la règle de sécurité N-1 sur les lignes d'interconnexion Est-Sud

Ligne	Etat de base	AEB-BIS	BAR-BIS	BAT-BIS	BIS-TLG	BIS-EBR	BIS-EMR	BIS-HMO
BIS-HMO	11.4	14.8	11.5	11.3	11.3	17.3	17.6	0
BIS-ELM	59.9	64.8	59.5	59.4	59.7	89.7	0	69.0
BIS-EBR	57	60.4	56.3	56.4	56.8	0	89.5	66.5
AEB-BIS	29.7	0	34.9	36.6	30.2	30.1	30.5	30.7
BAT-BIS	49.7	91.0	61	0	51.2	48.7	48.6	48.4
BAR-BIS	76.2	109.5	0	87.8	84.5	74.7	74.9	75.4
TLG-BIS	9.4	18.3	33.9	13.4	0	8.1	7.8	7.6
BAR-TLG	38.3	52.3	64.4	42.6	33.8	38.1	38.3	38.6
MSL-BAR1	63.6	86.4	52.6	70.8	62.8	63.2	63.6	64
MSL-BAR2	36.8	49.9	30.4	41.0	36.3	36.6	36.8	37
AML-BAT	52.8	89	62	27.8	53.8	53.5	54.0	54.3
TAZ-BAT	40.8	51.1	43.2	34.1	41.0	41.1	41.3	41.4

D'après les résultats de l'application de la règle de sécurité N-1, nous constatons que le réseau ne retrouve pas un nouveau point stable après le déclenchement de la ligne AEB-BIS. La figure 4.20 illustre l'effet de déclenchement de la ligne A. Beida-Biskra sur les transits de puissance dans les autres lignes du réseau considéré.

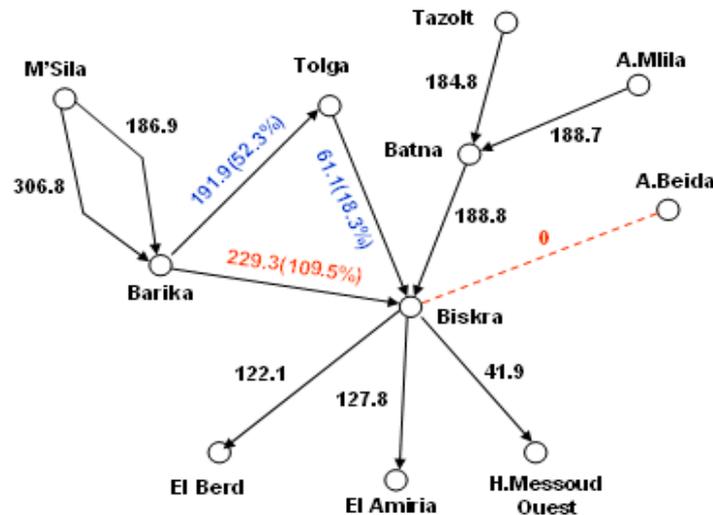


Figure 4.20 Transits de puissance active dans les lignes d'interconnexion Est-Sud en cas de déclenchement de la ligne Ain Beida-Biskra

Le déclenchement de la ligne Ain Beida-Biskra conduit donc à l'apparition de phénomène de report de charge sur les autres lignes, et donc la cascade de surcharge peut apparaître. La ligne Barika-Biskra va déclencher puisque le transit de puissance active dans cette ligne dépasse la limite maximale. La situation du réseau devient donc de plus en plus dégradée et les autres lignes peuvent déclencher également. Le résultat final sera donc la cascade de déclenchement des lignes ou l'écroulement total de la tension du réseau.

4.1.3.2.2 Etude de l'insertion d'un TCSC dans la région Est-Sud

Pour résoudre les problèmes de transit de puissance active dans la région Sud et mieux sécurisé cette partie du réseau, nous proposons dans cette section l'application des systèmes FACTS. Dans ce qui suit, nous analysons l'effet de l'insertion d'un dispositif TCSC dans la région Est-Sud pour le contrôle des échanges d'énergie entre l'Est et le Sud.

4.1.3.2.2.1 Choix de l'emplacement optimal du TCSC

L'application de la règle N-1 sur les lignes d'interconnexion Est-Sud montre que la première ligne affectée par le déclenchement de la ligne Ain Beida-Biskra, c'est la ligne Barika-Biskra (surchargée à 109%). Cette ligne va déclencher et peut conduire à l'apparition de phénomène de cascade de déclenchement dans cette partie du réseau. Pour mieux sécuriser le réseau dans ce cas, il faut diminuer le transit de puissance active dans la ligne Barika-Biskra. La seule solution qui existe pour ce problème est l'application d'un dispositif TCSC. En effet, les lignes de transmission 220 kV Barika-Tolga et Tolga-Biskra d'une part et la ligne de transmission 220 kV Barika-Biskra d'autre part sont des chemins parallèles qui mènent au même nœud 220 kV Biskra. Donc, Pour diminuer le transit de puissance active dans la ligne Barika-Biskra, il faut forcer la puissance à circuler dans les lignes Biskra-Tolga et

Tolga-Biskra (moins chargées 52.3% et 18.3% respectivement). En réduisant la réactance de la liaison moins chargée par l'installation d'un TCSC, il est possible d'équilibrer les flux de puissance dans les deux liaisons. Donc l'emplacement optimal de l'installation du TCSC est la ligne Barika-Tolga. Nous proposons que le degré de compensation du TCSC soit varié entre 0.4 et 0.6 capacitif.

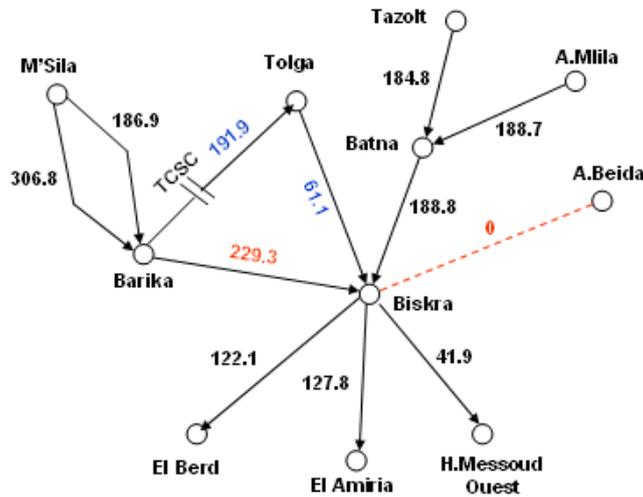


Figure 4.21 : Installation d'un TCSC dans la ligne Barika-Tolga

4.1.3.2.2 Résultats de simulation

Les résultats de simulation de l'application de la règle N-1 dans les lignes d'interconnexion Est-Sud avec et sans l'insertion d'un dispositif TCSC dans la ligne Barika-Tolga sont présentés dans la figure 4.22

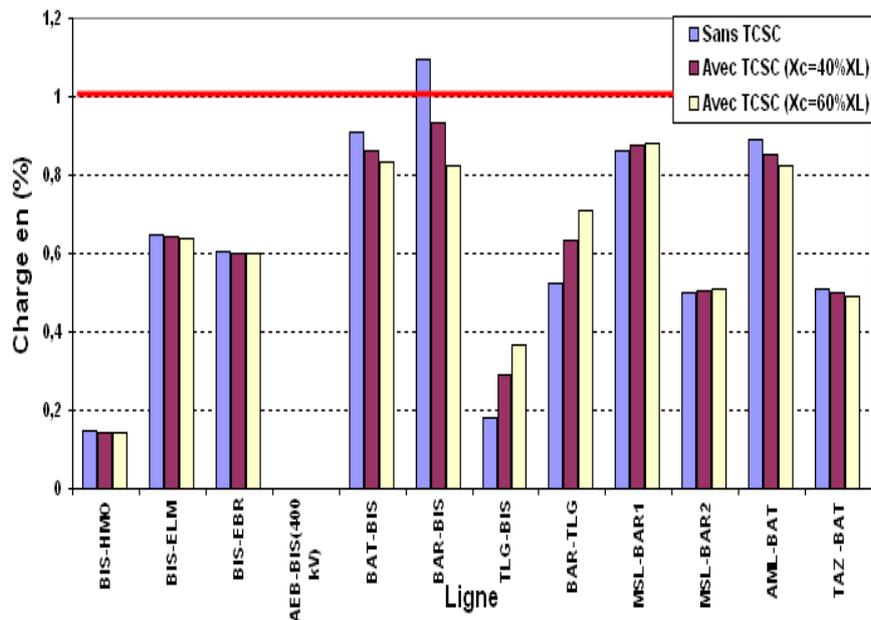


Figure 4.22 Transits de puissance dans les lignes du réseau en cas de déclenchement de la ligne A Beida-Biskra avec et sans TCSC

Les résultats de simulation montrent donc ce qui suit :

- Le TCSC a une influence considérable sur le transit de la puissance de la ligne Barika-Biskra. Il permet de diminuer la puissance transmissible de cette ligne d'environ de 30%.
- Avec l'insertion de TCSC, la sécurité du réseau est améliorée considérablement, puisque la règle de sécurité N-1 est respectée et le réseau trouve toujours dans tous les cas un point stable.
- En modifiant le degré de compensation de 0.4 à 0.6 capacitif, on peut suivre l'évolution de la charge du réseau. C'est à dire on peut répondre à chaque instant aux différentes variations de la charge dans le réseau et on peut donc améliorer l'exploitation et le contrôle des réseaux électriques.

4.2 Analyse dynamique du réseau national sans utilisation des systèmes FACTS

Nous procédons dans cette section à l'analyse dynamique du modèle prévisionnel du réseau national durant la pointe de l'été 2012. L'objectif principal donc est de vérifier si la sécurité dynamique du réseau est assurée face aux différentes perturbations qui peuvent affecter le réseau électrique national. Les tests de simulation ont été réalisés à l'aide de l'outil logiciel SICRE et trois types de simulations ont été effectués, à savoir :

- simulation de la perte des unités de production
- simulation de courts circuits triphasés sur les lignes d'évacuation des centrales de production
- simulation de l'écroulement de la tension dans une partie du réseau proposé.

4.2.1 Simulation de la perte des unités de production

Le premier objectif de ces tests de simulation est de vérifier si la sécurité du réseau national est assurée lors de déclenchement d'un ou de plusieurs groupes de production. Le deuxième objectif est de vérifier la capacité du système à freiner la chute de fréquence par l'utilisation des actions de plan de défense national. Les simulations de la perte de la production examinées dans cette section sont :

- Perte de puissance de 400MW à la centrale SKS.
- Perte de puissance de 2x400MW à la centrale SKS.

4.2.1.1 Simulation de la perte de puissance de 400MW à la centrale SKS

La variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau national lors de la perte de puissance de 400 MW à la centrale de SKS est donnée dans la figure ci-dessous.

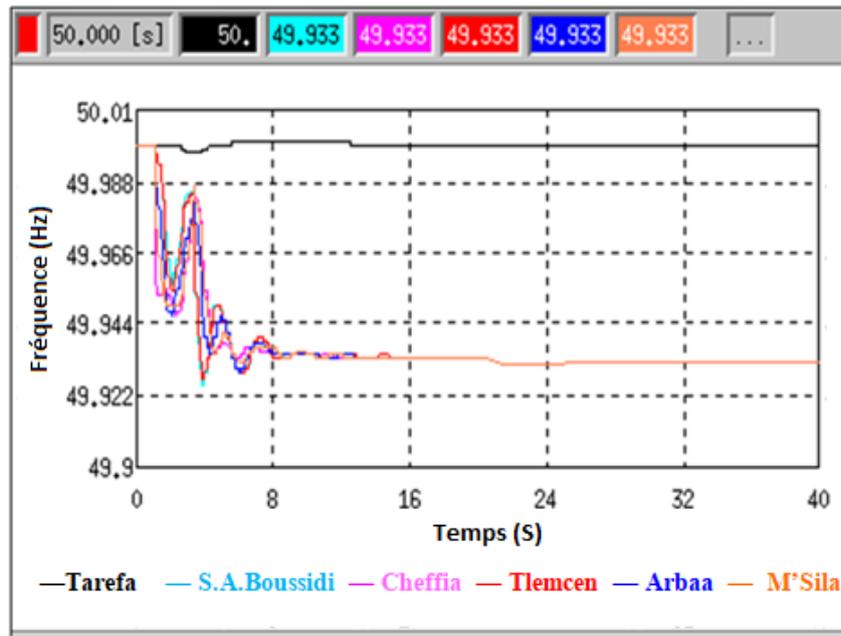


Figure 4.23 : Variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau lors de la perte de puissance de 400MW à SKS

Après la perte de puissance de 400 MW, la fréquence du réseau national baisse et se stabilise à **49.93Hz**. Soit une variation de fréquence de $\Delta f=0.07\text{Hz}$. Cette perte de puissance a entraîné l'augmentation des transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie (tableau 4.17).

Tableau 4.17 : Transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie

Lignes	Transit de puissance active (MW)			
	Situation initiale	Après déclenchement de 400 MW à SKS		
		Pic	Régime permanent	
Bourdim -Sidi Ali Boussidi 1	83	162	à t=2.3s	Activation de la protection
Bourdim -Sidi Ali Boussidi 2	83	162		
Total sur les lignes IMA 400kV	166	324		Wattmétrique
Oujda- Ghazaouat	113	122	à t=0.58s	Activation de la protection
Oujda -Tlemcen	51	61		
Total sur les lignes IMA 220kV	163	183		Wattmétrique
El Aouinet -Tajerouine (220kV)	19	-64	à t=3.6s	-26
El Aouinet- Tajerouine (90kV)	9	-2		3
D.E.Onk- Metlaoui (150kV)	-12	-30		-26
El Kala -Fernana (90kV)	-21	-27		-21
Total sur ITA	-5	-123		-70

Les résultats de simulation montrent que :

- La perte de puissance de 400MW à SKS active la protection Wattmétrique sur les lignes interconnexions 220kV Maroc-Algérie (Oujda- Ghazaouat et Oujda –Tlemcen) à $t=0.58s$. le déclenchement de ces deux lignes a entraîné par la suite, l'activation de la protection Wattmétrique sur les deux autres lignes 400kV (Bourdim -Sidi Ali Boussidi1 et Bourdim -Sidi Ali Boussidi2) à $t=2.3s$ par report de charge.
- Le transit sur la ligne d'interconnexion 220kV Tunisie-Algérie (Tajerouine -El Aouinet) atteint 64MW.

Donc, La simulation de perte de 1x400MW SKS fait ressortir :

- ✓ Activation des protections Wattmétriques des lignes d'interconnexion Maroc-Algérie et le réseau national reste interconnecté avec le réseau Tunisien.
- ✓ Réception d'environ 70MW du réseau Tunisien.
- ✓ La fréquence du réseau de l'Algérie se stabilise à 49.93Hz.

4.2.1.2 Simulation de la perte de puissance de 2x400MW à la centrale SKS

La variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau national lors de la perte de puissance de 2x400 MW à la centrale de SKS est donnée dans la figure ci-dessous.

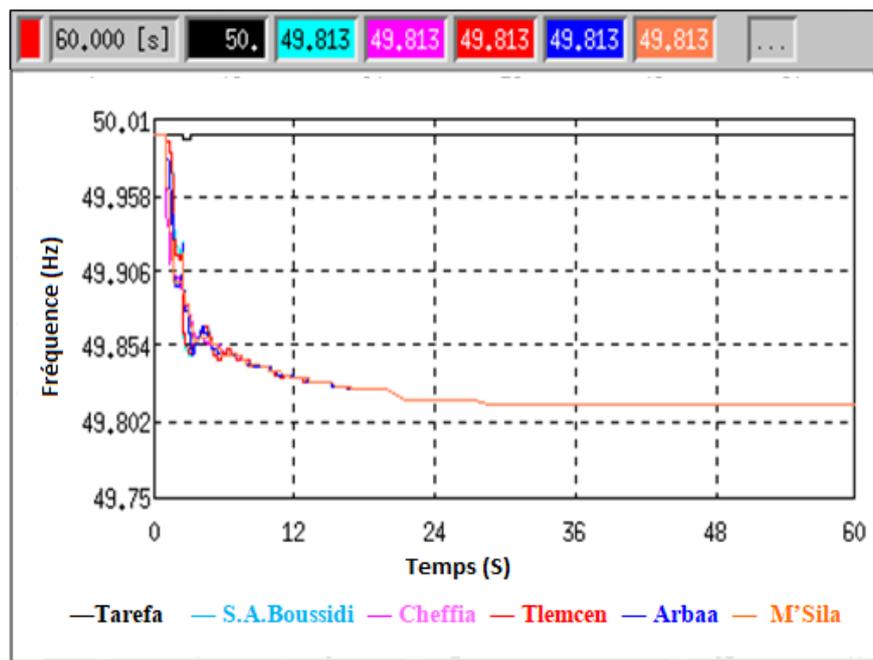


Figure 4.24 : variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau lors de la perte de puissance de 2 x 400MW à SKS

D'après la figure ci-dessus, la fréquence du réseau national baisse et se stabilise à **49.81Hz**, soit une variation de fréquence de $\Delta f=0.19\text{Hz}$. La perte de deux groupe de puissance de 400 MW a entraîné l'augmentation des transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie (tableau 4.18).

Tableau 4.18 : Transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie

Lignes	Transit MW			
	Situation initiale	Après déclenchement		
		Pic	Régime permanent	
Bourdim -Sidi Ali Boussidi1	83	207	à t=1.3s	Activation de la protection Wattmétrique en instantanée
Bourdim -Sidi Ali Boussidi 2	83	207		
Total sur les lignes IMA 400kV	166	414		
Oujda- Ghazaouat	113	122	à t=0.4s	Activation de la protection Wattmétrique en instantanée
Oujda –Tlemcen	51	61		
Total sur les lignes IMA 220kV	163	183		
El Aouinet -Tajerouine (220kV)	19	-114	à t=2.8s	-82
El Aouinet- Tajerouine (90kV)	9	-8		-4
D.E.Onk- Metlaoui (150kV)	-12	-36		-33
El Kala -Fernana (90kV)	-21	-36		-33
Total sur ITA	-5	-194		-152

Les résultats de simulation montrent que :

- La perte de puissance de 2x400MW à SKS fait activer la protection Wattmétrique des lignes d'interconnexions 220kV Maroc-Algérie (Oujda- Ghazaouat et Oujda –Tlemcen) à t=0.4s, et par la suite, l'activation de la protection Wattmétrique des lignes d'interconnexions 400kV (Bourdim -Sidi Ali Boussidi1 et Bourdim -Sidi Ali Boussidi2) à t=1.3s par report de charge.
- Le transit sur la ligne d'interconnexion 220kV Tunisie-Algérie (Tajerouine -El Aouinet) atteint 114MW.

La simulation de la perte de puissance de 2x400MW SKS fait ressortir:

- ✓ Activation des protections Wattméttriques des lignes d'interconnexion Maroc-Algérie, le réseau national reste interconnecté avec le réseau Tunisien.
- ✓ Réception d'environ 155MW du réseau Tunisien.
- ✓ La fréquence du SPTE se stabilise à 49.81Hz.

4.2.2 Simulation des courts circuits triphasés sur les lignes d'évacuation des unités de production

Généralement, les court-circuits triphasés sur les lignes d'évacuation des unités de production provoquent des régimes transitoires qui peuvent affecter la stabilité de l'angle de transport. Les objectifs donc de ces tests de simulation sont :

- Examiner la capacité des machines à garder le synchronisme ;
- Déterminer le temps critique d'élimination du défaut (CCT).

La durée de défaut pour les premières simulations a été prise égale à 0.3 seconde pour tous les tests.

Mais, dans le cas où la machine ne peut pas garder le synchronisme ou dans le cas de non

déclenchement de cette dernière, on diminue la durée de défaut jusqu'à atteindre le temps critique d'élimination de défaut.

4.2.2.1 Défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV Terga-Sidi Ali Boussidi

Une durée du défaut de 0.3s, fait activer en premier lieu la protection Wattmétrique des lignes d'interconnexions 220kV Maroc-Algérie à $t=0.86\text{sec}$ et par la suite, celles des lignes 400kV à $t=2.22\text{sec}$ et des lignes d'interconnexions Tunisie-Algérie à partir de $t=1.87\text{sec}$.

Tableau 4.19 : Transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie

Lignes	Transit MW			
	Situation initiale	Après défaut		
		Pic	Régime permanent	
Bourdim -Sidi Ali Boussidi 1	83	240	à $t=2.22\text{s}$	Activation de la protection Wattmétrique
Bourdim -Sidi Ali Boussidi 2	83	240		
Total sur les lignes IMA 400kV	166	480		
Oujda –Ghazaouat	113	125	à $t=0.86\text{s}$	Activation de la protection Wattmétrique
Oujda –Tlemcen	51	78		
Total sur les lignes IMA 220kV	163	203		
El Aouinet -Tajerouine (220kV)	19	-227	à $t=1.87\text{s}$	Activation de la protection Wattmétrique
El Aouinet- Tajerouine (90kV)	9	-76		
D.E.Onk- Metlaoui (150kV)	-12	-73	à $t=2.12\text{s}$	
El Kala -Fernana (90kV)	-21	-66		
Total sur ITA	-5	-424		

La centrale de Terga déclenche à $t=1.05\text{s}$ par l'activation de la protection maximum de fréquence et le réseau électrique national garde un fonctionnement synchrone. La fréquence baisse à 49.5Hz .

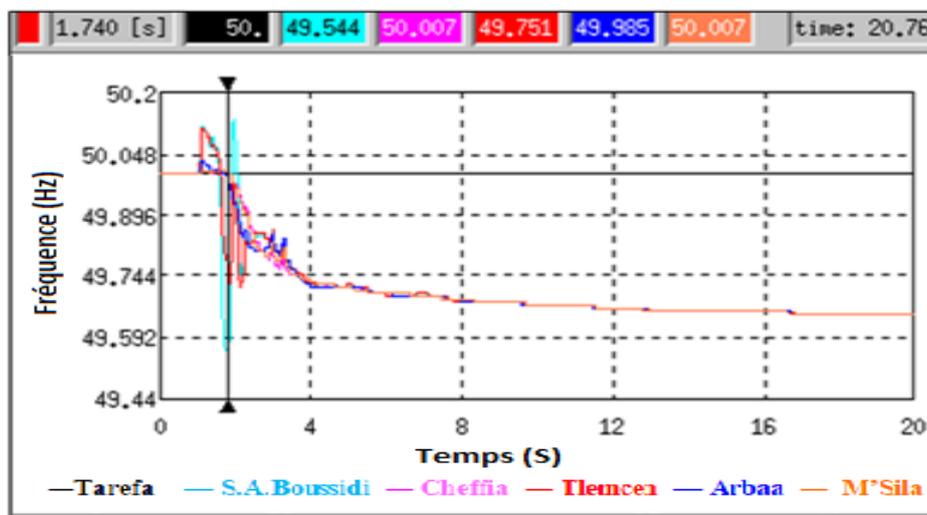


Figure 4.25 : Variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau lors d'un défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV Terga -Sidi Ali Boussidi

Après plusieurs tests de simulations, nous avons trouvé que le temps critique d'élimination de défaut CCT qui assure la stabilité de la centrale SKT est de l'ordre de 0.26s (la centrale ne déclenche

pas et garde un fonctionnement synchrone). Cette durée de défaut, cause l'activation des protections Wattmétriques des lignes 400kV d'interconnexion Algérie-Maroc à $t=0.54s$ et par la suite le déclenchement de la ligne 220kV Tlemcen → Oujda à $t=1.03s$.

La fréquence du réseau électrique national après une période d'oscillation autour des valeurs 50.1-49.8Hz, se stabilise à 50Hz.

4.2.2.2 Défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV SKH-El Affroun

Un défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV SKH-El Affroun, provoque le déclenchement de la centrale de SKH à $t=0.83s$, et l'activation de la protection Wattmétrique des lignes d'interconnexion avec le Maroc. La fréquence du système baisse à 49.6Hz

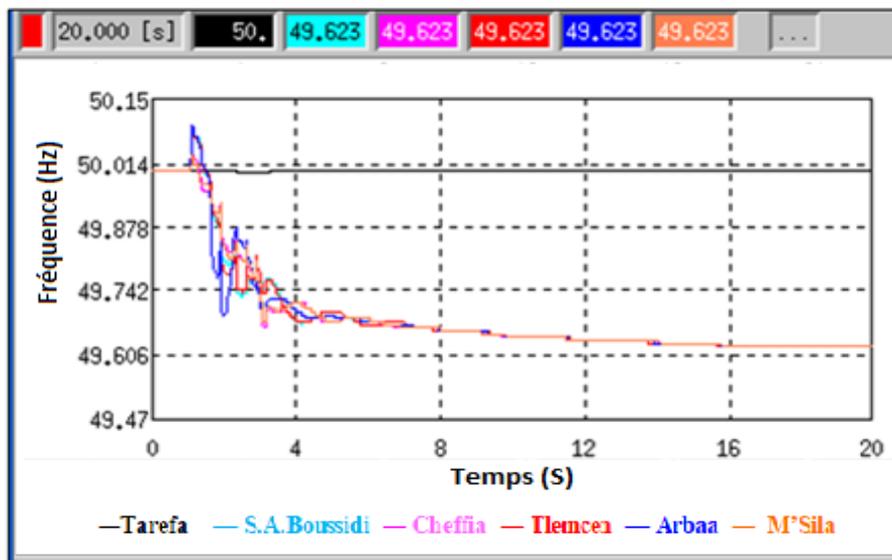


Figure 4.26 : Variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau lors d'un défaut triphasé sur la ligne d'évacuation 400kV SKH-El Affroun

Tableau 4.20 : Transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie

Lignes	Transit MW			
	Situation initiale	Après déclenchement		
		Pic	Régime permanent	
Bourdim -Sidi Ali Boussidi1	83	271	à $t=1.22s$	Activation des protections Wattmétriques
Bourdim -Sidi Ali Boussidi 2	83	271		
Total sur les lignes 400kV	166	542		
Oujda- Ghazaouat	113	130	à $t=0.8s$	Activation de la protection Wattmétriques
Oujda -Tlemcen	51	70		
Total sur les lignes 220kV	163	200		
El Aouinet -Tajerouine (220kV)	19	-201	à $t=1.57s$	Activation des protections Wattmétriques
El Aouinet- Tajerouine (90kV)	9	-67	à $t=1.84s$	
D.E.Onk- Metlaoui (150kV)	-12	-72	à $t=2s$	
El Kala -Fernana (90kV)	-21	-68	à $t=1.93s$	
Total sur ITA	-5	- 207		

Après plusieurs simulations, le CCT qui assure la stabilité de la centrale SKH est de 0.24s (la centrale ne déclenche pas et le système électrique garde un fonctionnement synchrone). Cette durée de défaut, cause l'activation des protections Wattmétriques des lignes 400kV d'interconnexion Algérie-Maroc (S.A.Boussid→Bourdim 1&2) à $t=0.58s$ et par la suite, le déclenchement de la ligne 220kV Tlemcen →Oujda à $t=1.19s$ soit un transit de 104MW.

N.b :

Les tests de simulation montrent que Les défauts triphasés sur les autres lignes d'évacuation :

- ne provoquent pas la perte de synchronisme des centrales et du réseau électrique national.
- par contre, ils engendrent l'activation des protections Wattmétriques des lignes d'interconnexion Algérie-Maroc.

4.2.3 Evaluation dynamique de l'écroulement de la tension dans le réseau national

Les résultats de l'analyse des contraintes de maintien du plan de tension effectués sur le réseau national ont montré que la région Sud de l'Algérie souffre des problèmes de tension en régime permanent. L'amplitude de la tension de plusieurs nœuds en situation normale est située en dehors des limites admissibles.

Cette section est donc consacrée à l'évaluation dynamique de l'écroulement de la tension au niveau du réseau Sud durant les conditions de pointe de charge été 2012.

4.2.3.1 Evaluation dynamique de l'écroulement de la tension sans utilisation des SVC

En effet, l'analyse dynamique fournit des réponses temporelles précises dans le domaine de simulation des réseaux électriques. La détermination précise des temps critiques des différents événements menant à l'instabilité de tension est essentielle pour l'analyse post- perturbation et la coordination de la protection et de la commande.

Afin d'analyser en détail la réponse dynamique de la tension, les contingences critiques entraînant la violation des tensions dans le réseau, doivent être considérés dans les tests de simulation. Les contingences critiques ont été déterminées en calculant des marges de surcharge post-contingence lors des déclenchements des lignes de transmission. Sur la base de ce critère, les contingences critiques qui peuvent mettre en danger la stabilité de la tension dans la région sud ont été identifiées comme étant le déclenchement des lignes Biskra-Ain Beida, Biskra-Barika, Batna-Biskra et Biskra-Tolga. Dans les tests de simulation effectués, les actions de contrôle urgentes telles que les changeurs de prise de charge, délestage et contrôle de générateur ne sont pas prises en compte dans la simulation.

Les résultats de simulation dynamique obtenus par le programme SECRE pour le déclenchement des lignes Biskra-Ain Beida, Biskra-Barika, Batna-Biskra et Biskra-Tolga sont présentés dans cette

section. L'évolution de la tension aux six nœuds critiques pour le déclenchement de ces lignes de transmission est présentée dans la figure suivante.

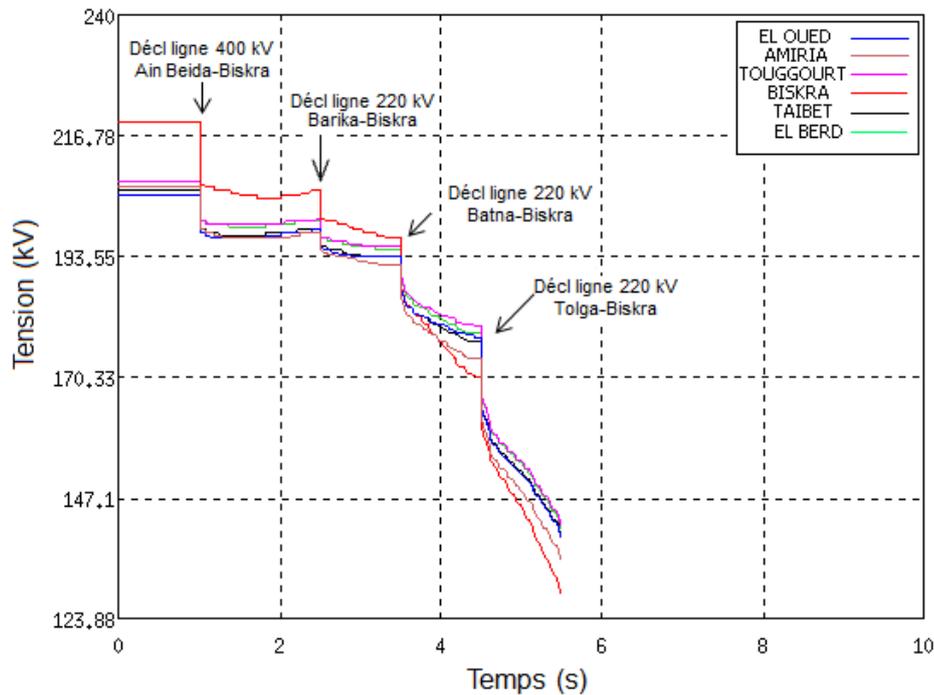


Figure.4.27 Evolution de la tension aux six nœuds critiques de la région sud lors des contingences critiques

D'après la figure 4.27, on peut remarquer qu'après le déclenchement de la ligne Biskra- A.Beida, l'amplitude de la tension de plusieurs nœuds 220 kV de la région Sud commence à baisser. Le transit supporté par cette ligne se reporte sur d'autres chemins électriques et ceci provoque la surcharge des autres lignes et l'augmentation des chutes de tension. Dans la pratique lorsque le transit de puissance dans une ligne dépasse sa capacité maximale, un dispositif de protection met la ligne hors tension en quelques secondes. Ceci conduit à l'apparition de phénomène de surcharge en cascade qui peut se terminer par l'écroulement de la tension dans une grande zone du réseau.

Les résultats de simulation montrent qu'après le déclenchement de la deuxième ligne de transmission, la tension dans de plusieurs nœuds est devenue en dehors des limites dynamiques minimales acceptables ($V < 180$ kV). Dans ce cas, cette région est soumise à de sérieux problèmes de stabilité de tension et le plan de tension de la zone Sud se dégrade davantage. Donc, comme résultat le phénomène de l'écroulement de la tension apparaît dans cette région et le réseau électrique s'écroule en quelques secondes. Cela veut dire que dans la situation de la pointe été 2012, le déclenchement de deux lignes de transmission, pourrait mener le réseau de cette région dans des conditions d'instabilité de tension. Un écroulement de tension peut évoluer très rapidement si la capacité de fourniture de puissance réactive pour soutenir le plan de tension est épuisée.

4.2.3.2 Analyse dynamique du réseau national avec utilisation des systèmes FACTS

Dans cette section, nous allons essayer d'appliquer certains dispositifs FACTS pour améliorer la sécurité dynamique du réseau national lors de la pointe de consommation été 2012. Les tests de simulation qui ont été effectués dans les sections précédentes montrent que la région Sud souffre de sérieux problèmes de stabilité dynamique de la tension. Donc, nous essayerons dans ce qui suit d'étudier l'application des dispositifs SVC dans la région Sud pour empêcher l'instabilité de la tension et l'effondrement de la tension dans le réseau [23]. L'objectif consiste à maintenir rapidement les tensions des nœuds aux limites admissibles par l'insertion optimale des dispositifs SVC. Les résultats de simulation pour les mêmes contingences critiques étudiés dans la section précédente avec l'emplacement de trois SVC de 80 MVAR chacun dans les nœuds Amiria, El Oued et Touggourt, sont présentés dans les figures suivantes. Les résultats des simulations montrent que toutes les violations de tension qui ont été enregistrées dans les différents nœuds du réseau après le déclenchement de chaque ligne de transmission sont maintenant éliminées après avoir insérer les dispositifs SVC. L'amplitude de la tension de tous les nœuds est donc est rétabli dans les plages admissibles. Dans ce cas, aucun déclenchement des lignes de transmission ne peut provoquer d'instabilité de tension dans le réseau de la région Sud. Donc, les dispositifs SVC fournissent la puissance réactive nécessaire pour soutenir rapidement le plan de tension pendant et immédiatement après l'apparition de chaque perturbation dans le réseau. Ainsi, les SVC sont capable également de stopper l'apparition du phénomène de l'écroulement de la tension dans la région Sud. Donc, l'utilisation des SVC conduit à sécuriser l'exploitation du réseau et à améliorer considérablement la stabilité dynamique du réseau.

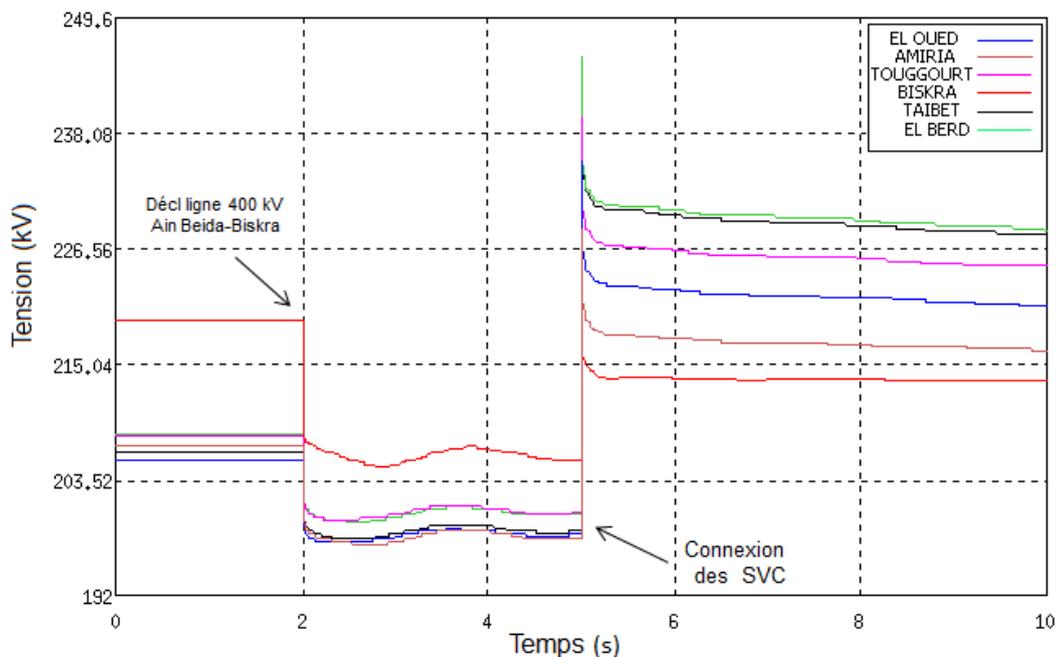


Figure.4.28 Evolution de la tension aux six nœuds critiques de la région sud avec connexion des SVC suite au déclenchement de la ligne Biskra-Ain Beida 400 kV

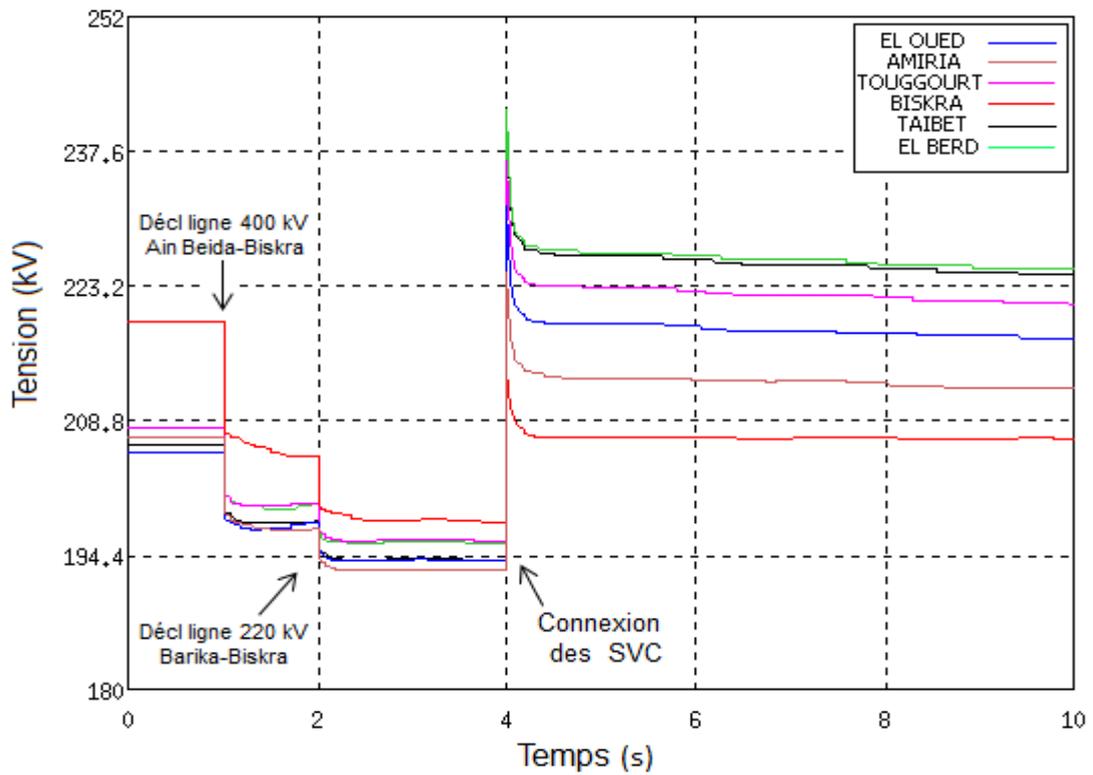


Figure.4.29 Evolution de la tension aux six nœuds critiques de la région sud avec connexion des SVC suite au déclenchement de deux lignes Biskra-Ain Beida et Biskra-Barika

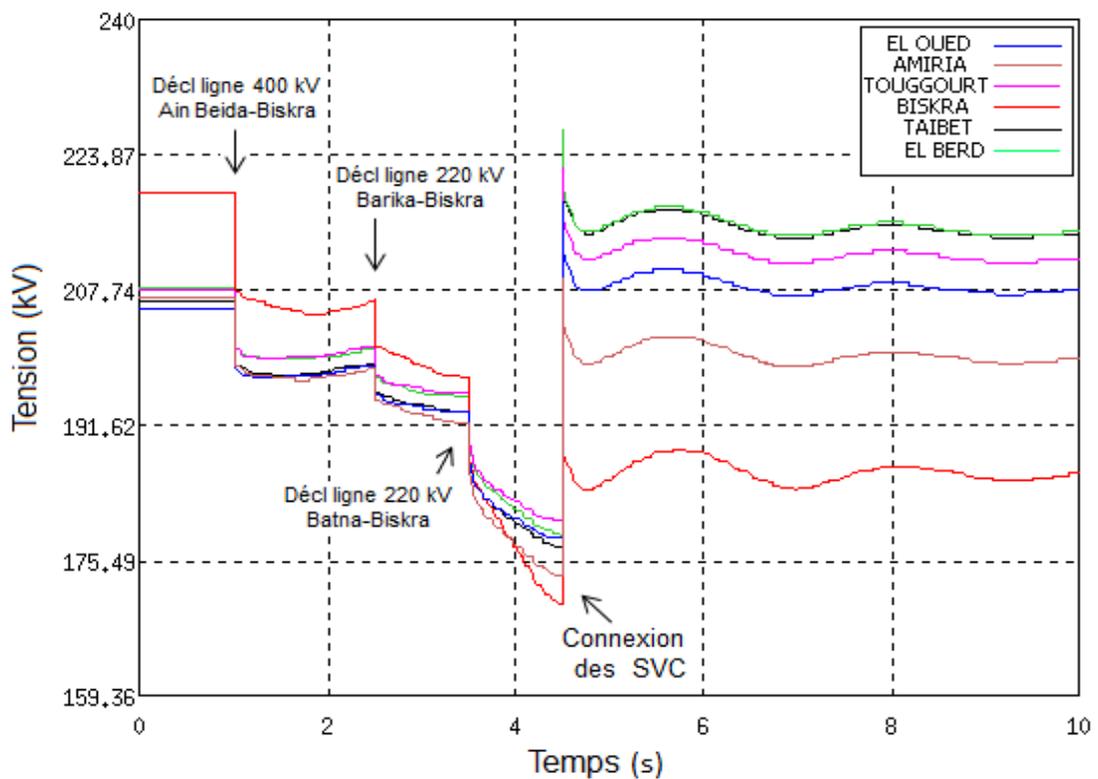


Figure.4.30 Evolution de la tension aux six nœuds critiques de la région sud avec connexion des SVC suite au déclenchement de trois lignes Biskra-Ain Beida, Biskra-Barika et Biskra-Batna

4.3 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu l'influence de certains dispositifs FACTS sur la sécurité du réseau électrique national. En effet, l'introduction des SVC dans le réseau Sud permet d'améliorer le plan de tension et conduit à sécuriser l'exploitation de ce réseau. Ces dispositifs peuvent être également une très bonne alternative temporaire pour sécuriser les réseaux électriques jusqu'à ce que les mesures de renforcements puissent être effectuées. L'installation des TCSC dans la région Est-Sud du réseau national permet également d'améliorer le contrôle des transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Est-Sud. Cela permet également l'élimination de toutes les contraintes de transit de puissance active (surcharges) enregistrées dans cette partie du réseau. Donc les résultats obtenus sous l'environnement SPIRA/SICRE ont montré l'efficacité des dispositifs FACTS pour l'élimination des contraintes de sécurité, l'amélioration de l'exploitation et le contrôle des réseaux électriques.

Par l'utilisation des systèmes FACTS et particulièrement les SVS dans le réseau électrique de l'Algérie, la sécurité dynamique est considérablement améliorée. L'application de ces dispositifs a permis d'éliminer toutes les contraintes de tension qui peuvent conduire à l'effondrement total du réseau.

Références

- [1] F. Casamatta, R. Zacheo, P. Baratella, "SPIRA-SICRE: an integrated software tool for static and dynamic analyses of large power systems", Transactions on Engineering Sciences vol 31, © 2001 WIT Press, www.witpress.com, ISSN 1743-3533, CESI Spa, Milmo, Italy.
- [2] SICRE software tool, 6.2 ed, 2004.
- [3] S. I. Adekunle, "A new voltage stability index for predicting voltage collapse in electrical power system networks", PHD thesis in electrical power and machines, covenant university, Ota, Nigeria. January, 2017.
- [4] M. Bavafa, "Optimal Power Flow Considering Voltage Stability with Significant Wind Penetration", PHD thesis in philosophy, école de technologie supérieure université du québec, july, 2017.
- [5] W. Zhang, F. Leon, M. Tolbert. "Optimal Allocation of Shunt Dynamic VAR Source SVC and STATCOM: A Survey", IEEE Transaction on Power System, Vol.22, issue 3, 2007.
- [6] S. Bindeshwar, N.K. Sharma, A.N. Tiwari, "A comprehensive survey of optimal placement and coordinated control techniques of FACTS controllers in multimachine power system environments", Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol.5, Issue 1, PP :79-102, 2010.
- [7] M. K. Verma, "Optimal Placement of SVC for Static and Dynamic Voltage Security Enhancement", International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 2, Issue 2, Article 1050, 2005. DOI: <https://doi.org/10.2202/1553-779X.1050>
- [8] E. IBRAHIM, "Optimal Allocations of SVCs for Improvement of Power System Performance", Electric Power Components and Systems, vol. 31, Issue. 1, PP: 27–46, 2003.
- [9] A. Phadke, R. Fozdar, K. R. Niazi, "A new multiobjective formulation for optimal placement of shunt flexible AC transmission systems controller", Electric Power Components and Systems, Vol. 37, issue. 12, PP: 1386–1402, Nov 2009. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325000903055305>
- [10] R. Mínguez, M. Federico, R. Zárate Miñano, A. J. Conejo, "Optimal Network Placement of SVC Devices" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, Issue. 4, PP: 1851 – 1860, November 2007. DOI: 10.1109/TPWRS.2007.907543
- [11] G.M. Rao, P.V. Ramarao, T.J. Kumar, "Optimal location of TCSC and SVC for enhancement of ATC in a deregulated environment using RGA," IEEE Int. Conf. on Computational Intelligence and Computing Research, Dec. 2010.
- [12] M.M. Mubeena, E. Baratraj, C.K. Reshma, "Optimal Placement of STATCOM in Power Systems" International Journal of Emerging Trends in Engineering Research (IJETER), Vol. 3, issue 1, PP: 30 – 33. 2015.

- [13] S. N. Singh, “ Location of FACTS Devices for Enhancing Power Systems Security”, Proc. 2001 Large Engineering Systems Conference on Electric Power Engineering (LESCOPE), Halifax, Nova Scotia, Canada , PP: 162-166, 2001.
- [14] Y. A Almoataz, A.S Metwally, M. A. Attia , “ Optimal Location of Thyristor-Controlled Series Compensation and Static VAR Compensator to Enhance Steady-state Performance of Power System with Wind Penetration, Electric Power Components and Systems, Vol . 43, Issue 18, PP: 1999-2009, 2015.
- [15] M. Saravanan, S. Slochanal, P. Venkatesh, J. P. Abraham, “Application of particle swarm optimization technique for optimal location of FACTS devices considering cost of installation and system loadability,” Electric Power System Research., Vol. 77, issue 3/4, PP: 276–283, 2007.
- [16] S. Sakthivel, D. Mary, R.Vetrivel, “ Optimal Location of SVC for Voltage Stability Enhancement under Contingency Condition through PSO Algorithm”, International Journal of Computer Applications, vol. 20, Issue. 1, PP: 30-36, April 2011. DOI: 10.5120/2396-3183.
- [17] S. Panda, R. N. Patel, “Optimal Location of Shunt FACTS Controllers for Transient Stability Improvement Employing Genetic Algorithm”, Electric Power Components and Systems, Vol. 35, Issue 2, PP: 189-203, 2007.
- [18] S. Luna ,”Optimal Placement of Facts Controllers in Power Systems via Evolution Strategies”, Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, TDC '06. IEEE/PES, PP: 1-6, 2006.
- [19] V. Ajjarapu, C. Cristy, “ The Continuation Power Flow: A tool For Steady State Voltage Stability Analysis”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, Issue. 1, PP : 416-423, 1992.
- [20] G. Strömberg, R. Grünbaum , L. Larsson, “ Relocatable static var compensators”, ABB Review, ABB Power Systems ABB, May ,1997.
- [21] R. C Knight, D. J Young , D. R Trainer, “ Relocatable GTO-Based Static Var Compensator for National Grid Substations”, in Proc, Session of CIGRÉ 14-106 Conf, 1998.
- [22] D.J. Hanson ; C. Horwill ; B.D. Gemmell ; D.R. Monkhouse, “A STATCOM-based relocatable SVC project in the UK for National Grid”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference , Jan. 2002. DOI: 10.1109/PESW.2002.985060
- [23] K. W. Hedman, R. P. Neill, E. B Fisher, S. S. Oren, “ Optimal transmission switching with contingency analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.24, Issue .3, PP: 1577-1586, 2009

Prévention des blackouts électriques par l'application des systèmes FACTS

Sommaire

Introduction.....	116
5.1 Analyse du blackout de la Turquie du 31 mars 2015.....	116
5.1.1 Oorigines de l'incident.....	116
5.1.2 Etat du système électrique avant l'incident.....	116
5.1.3 Mécanisme de développement de ce blackout	117
5.1.4 Principale cause du blackout.....	119
5.2 Etat de l'art : zone 3 des relais de protection et la cascade de déclenchement des lignes de transmission...	120
5.3 Méthodologie de l'algorithme proposé.....	122
5.3.1 Principe de blocage de la zone 3 des relais de distance.....	122
5.3.2 Application des contrôleurs FACTS (SVC).....	124
5.3.3 Application de l'algorithme proposé	125
5.4 Résultats de simulations et discussions.....	126
5.4.1 Analyse du fonctionnement du relais de distance sans contrôleurs SVC.....	127
5.4.2 Analyse du fonctionnement du relais de distance avec les contrôleurs SVC.....	130
5.5 Conclusion.....	133
Références.....	135

Introduction

Nous procédons dans ce chapitre, à l'étude de l'influence des systèmes FACTS sur le développement des blackouts électriques. En effet, comme nous avons vu dans le chapitre 1 que la phase la plus critique dans l'évolution des blackouts est celle de la cascade rapide. Dans la période de la cascade rapide, il est généralement trop tard pour que le gestionnaire de réseau puisse prendre des actions curatives car la progression du blackout est généralement trop rapide. Donc, on va s'intéresser ici à l'étude de l'application des systèmes FACTS pour la prévention des cascades de déclenchement qui peuvent conduire à une panne complète ou blackout. D'abord, nous commençons ce chapitre par une analyse détaillée de blackout qui a affecté le réseau Turc le 31/03/2015, puis en deuxième lieu nous présentons un état de l'art sur les méthodes et les techniques utilisées actuellement dans la prévention de développement de phénomène de la cascade rapide. Ensuite nous proposons un nouveau algorithme qui est basé sur l'utilisation combinée des systèmes de gestion de l'énergie (SCADA et WAMS) et les systèmes FACTS pour la prévention des cascades de déclenchement due aux mauvais fonctionnement de la zone 3 des relais de protections des lignes de transport de l'électricité. Les résultats de la simulation dynamique sur un système de transmission turc de 400 kV, en utilisant le logiciel SECRE, sont présentés pour démontrer l'efficacité de l'algorithme proposé.

5.1 Analyse du blackout de la Turquie du 31 mars 2015

Cet événement est la perturbation la plus grave dans le réseau électrique Turc depuis le 17 août 1999, où le grand tremblement de terre a conduit à un blackout de ce réseau électrique. Cette panne de courant a pris 12 secondes après le premier déclenchement et elle a provoqué une interruption de tous les clients connectés au réseau du pays avec une puissance totale perdue de l'ordre de 33450 MW.

5.1.1 Origine de l'incident

Ce blackout a été initié par le déclenchement d'une importante ligne de transmission 400 kV Kursunlu-Osmanca qui est situé au niveau du couloir de transmission EST- Ouest. Ce déclenchement a été provoqué par le fonctionnement de la protection de distance de cette ligne installée dans le poste d'Osmanca. Cet événement est considéré comme le premier facteur à l'origine de déclenchement en cascade de nombreuses lignes de transmission 400 kV.

5.1.2 Etat du système électrique avant l'incident

La pointe de la charge du réseau Turc se produit traditionnellement pendant la période d'été, et les travaux de maintenance sont principalement programmés au printemps lorsque les charges sont relativement faibles. En effet, la mise hors tension de quatre lignes de transmissions 400 kV situées dans le couloir de transmission Est-Ouest pour motif de maintenance, a conduit à une forte augmentation du flux d'énergie dans les autres lignes de transmission en service situées dans le même

couloir. Le flux d'énergie total transmise de l'Est vers l'Ouest avant l'incident est de l'ordre de 4800 MW.

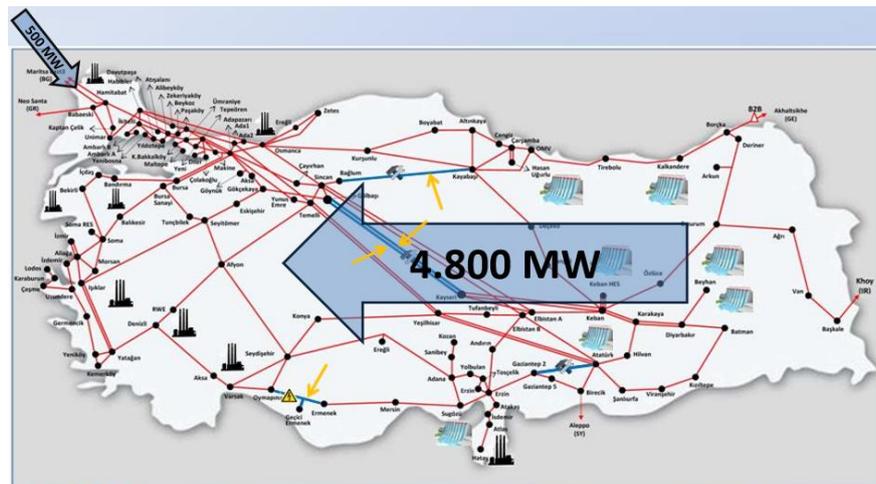


Figure 5.1 Etat du réseau électrique Turc avant le blackout

5.1.3 Mécanisme de développement de ce blackout

Le mécanisme de développement de ce blackout peut être décrit par la figure ci-dessous :

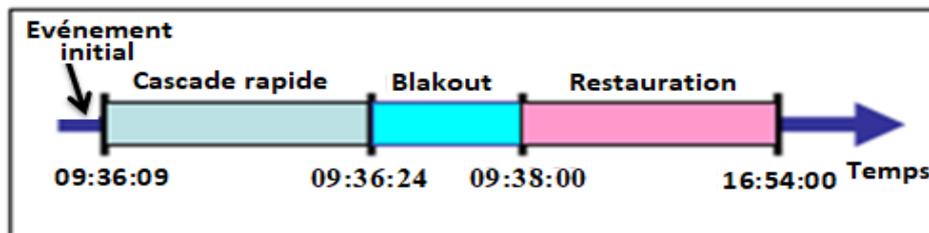


Figure 5.2: Evolution des phases de blackout

Dans ce blackout, l'évènement initial a provoqué une augmentation des courants sur les autres lignes d'interconnexion 400 kV Est-Ouest. La surcharge de ces lignes de transmission 400 kV conduit également aux chutes importantes de la tension dans le couloir de transmission Est-Ouest. Les courants élevés et tensions basses peuvent être détectés et traités par les protections de distance comme des défauts de court-circuits. Comme résultat, le déclenchement rapide et corrélatif en quelques secondes de toutes les lignes parallèles situées au niveau du couloir de transmission Est-Ouest par les relais de protection de distance (Figure 5.3). En conséquence, le réseau électrique de la région Est et celui de la région Ouest ont été séparés.

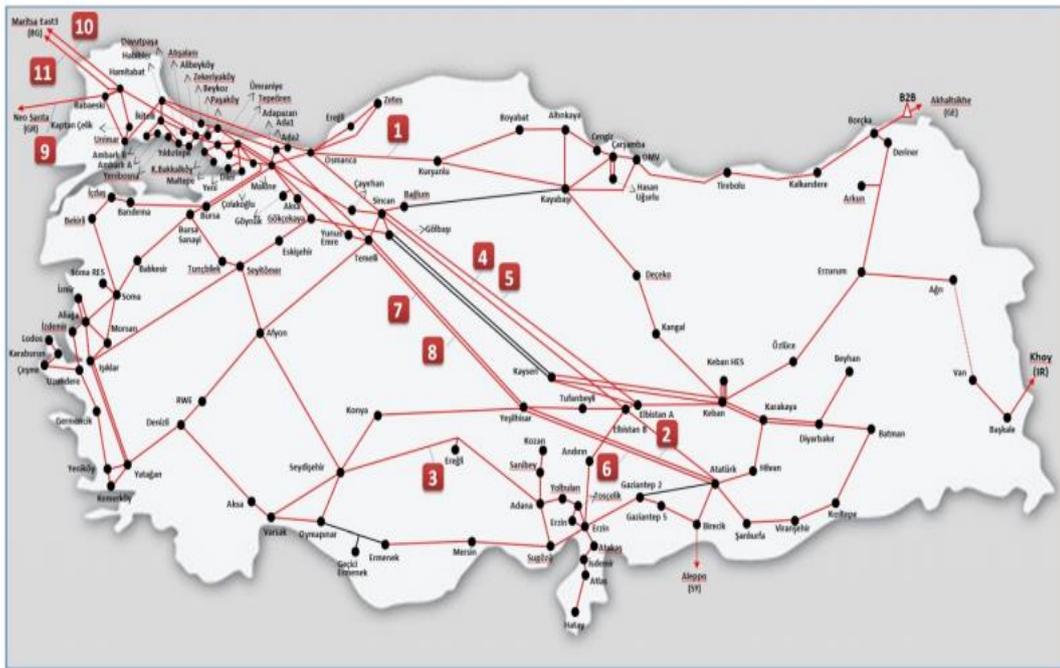


Figure 5.3 : Liste d'évènements de blackout de la Turquie du 31/03/2015

Le réseau électrique de la région Ouest avec une charge de pré-perturbation de 21870 MW et une importation en provenance de la Bulgarie d'environ 500 MW, a subi un déficit important de puissance de 4700 MW (21%). Ce déséquilibre soudain a causé la perte de synchronisme avec le système d'alimentation CE et la séparation de celui-ci par le déclenchement de trois lignes interconnexions avec les réseaux bulgare et grecque environ 1 sec après la séparation de deux réseaux Est et Ouest en Turquie. Cette situation conduit à l'augmentation du déficit de puissance dans ce réseau. Comme résultat, la chute brutale de la fréquence du réseau qui a provoqué par la suite la propagation de déclenchement en cascade de plusieurs groupes de production. Tous ces événements ont causé l'effondrement du réseau électrique de la région Ouest en environ 10 secondes. Le réseau électrique de la région Est, avec une charge de pré-perturbation d'environ 11080 MW, est resté avec un excédent de génération d'environ de 4700 MW (~ 42%). Le flux de puissance de la partie Est vers la partie Ouest du réseau turc a été interrompu et la partie Est a fait l'objet donc d'un surplus de puissance élevée. Cette situation a provoqué une augmentation de la fréquence du réseau Est. Et comme résultat, Ce déficit a conduit également à l'effondrement complet de ce réseau Est en en quelques secondes. Le mécanisme de cette panne d'électricité était directement lié au problème de la fréquence. La dynamique généralement observée d'un écroulement de fréquence est de l'ordre de la seconde.

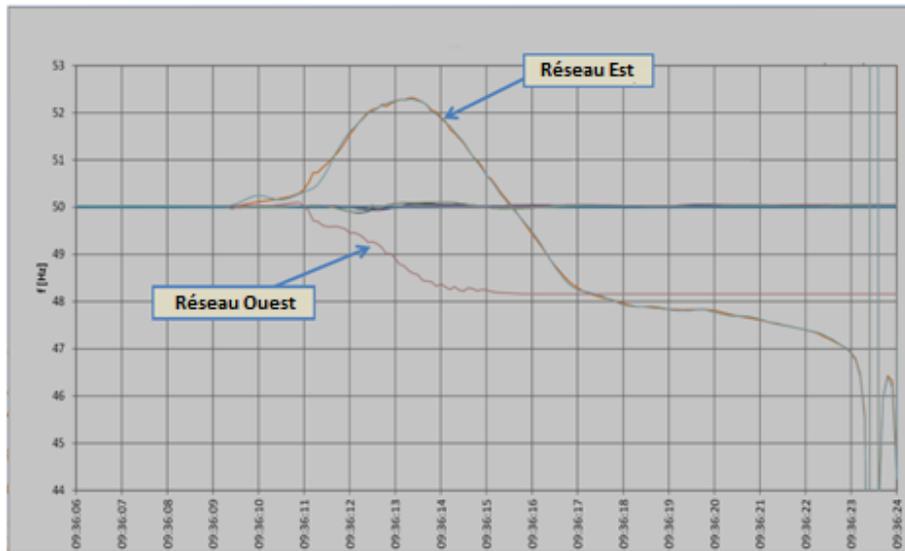


Figure 5.4 : Evolution de la fréquence durant le blackout

Le mécanisme typique des blackouts électriques peut être généralement décrit par la figure ci-dessous :

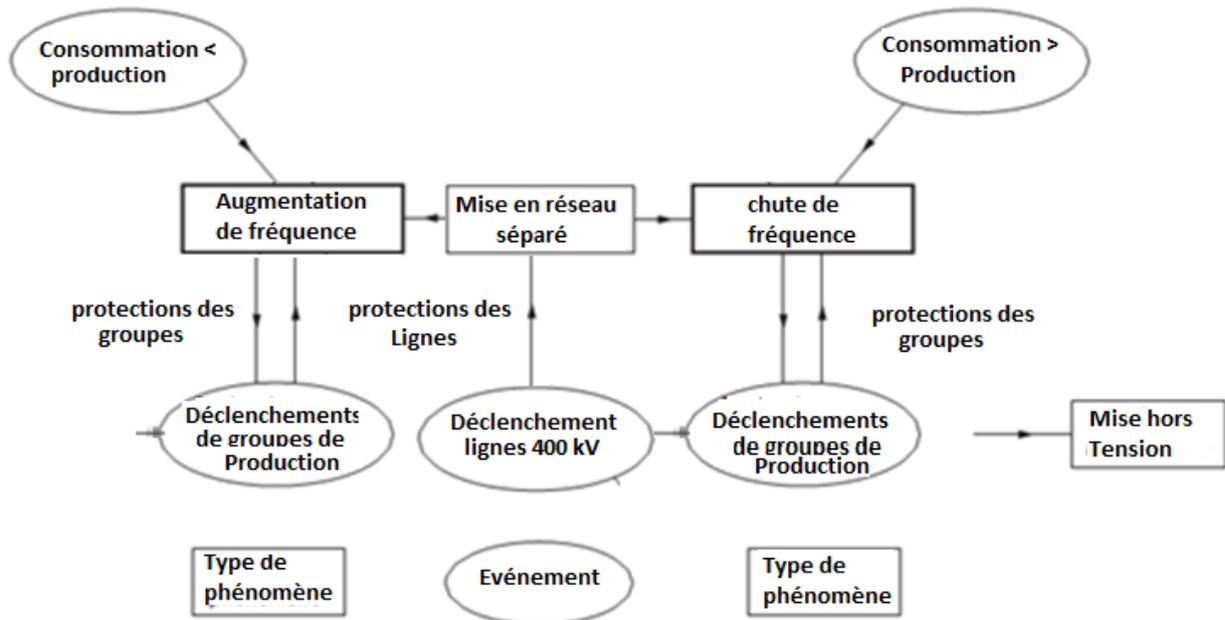


Figure 5.5 mécanisme d'évolution de stabilité de la fréquence de ce blackout

5.1.4 Principale cause du blackout

Dans cette situation de réseau turc, avec une forte production hydroélectrique à l'Est et la consommation de puissance relativement élevée à l'Ouest, le système n'était pas conforme à la règle de la sécurité dynamique N-1. En effet, l'augmentation de transit d'énergie de la région Est vers la région Ouest va surcharger les lignes d'interconnexions Est-Ouest. L'augmentation de transit de puissance provoque également des chutes de tensions importantes au niveau de couloir de transmission Est-Ouest. Cette situation a été conduite au déclenchement des lignes d'interconnexion par le mauvais fonctionnement de la zone 3 des protections de distance de ces lignes et par conséquent la séparation des deux réseaux Est et Ouest. En effet, le déséquilibre assez énorme entre la charge et génération dans

technologies basées sur des données mesurées à distance, telles que des mesures de phaseurs synchronisés et des communications par fibre optique pour empêcher le mauvais fonctionnement des relais de distance dans des conditions d'instabilité du réseau[8][9] [10] [11]. Des techniques adaptatives ont également été utilisées pour bloquer le fonctionnement du relais de distance de la zone 3. Dans ces techniques les paramètres de ces relais de distance seront automatiquement ajustés en changeant les conditions de fonctionnement du réseau [12][13] . Une analyse détaillée de fonctionnement de la zone 3 dans des conditions de contingence sévère a été réalisée dans la référence [14]. Après la panne d'électricité survenue en Amérique du Nord le 14 août 2003, le Conseil nord-américain de fiabilité électrique (NERC) a formulé plusieurs recommandations visant à limiter la propagation des futures interruptions par amélioration des systèmes de protection durant les périodes de surcharge. Selon ces recommandations, tous les relais de distance installés dans les réseaux de transmission EHV (200 kV et plus) doivent être réglés avec des marges adéquates supérieures à leurs capacités thermiques nominale (150% de la charge nominale)[15]. Une étude détaillée de l'application de la zone 3 comme zone de secours dans la protection des lignes de transmission a été effectuée dans la référence [16]. Les auteurs de cette étude ont donné des situations où la zone 3 des relais de distance peut être correctement utilisée ou enlevée sans réduire la fiabilité du système de protection. Pour éliminer les déclenchements en cascade des lignes de transmission provoqués les relais de distance de la zone 3, une nouvelle méthode utilisant un contrôle logique de l'activation de la zone 3 a été décrite dans la référence [17]. Une autre méthode a été proposée dans la référence [18]. Cependant, cette méthode est basée sur une logique de protection de distance conventionnelle et peut échouer pour des conditions d'entrée / sortie élevées sur les extrémités des lignes qui ne possèdent pas des PMU. Toutes les techniques précitées ont la même approche commune qui consiste à bloquer le fonctionnement des relais de distance de la zone 3 dans des conditions d'instabilité du réseau. Néanmoins, dans la plupart des cas le blocage de fonctionnement de cette zone dans ces conditions n'est pas suffisant pour éliminer le risque de déclenchement en cascade des lignes de transmission. Donc, trouver des méthodes efficaces pour fiabiliser le fonctionnement de la zone 3 des relais de distance durant les conditions d'instabilité pourra être un bon moyen de stopper la plupart des progressions de blackouts. A cet effet, un nouvel algorithme qui est basé sur l'utilisation des systèmes WAMS et SCADA et l'application des contrôleurs SVC, est proposé dans cette thèse pour protéger les réseaux électriques contre la cascade de déclenchement des lignes de transmission provoquée par les mauvais fonctionnements des relais de distance de la zone 3. Les résultats de la simulation dynamique sur un système de transmission turc de 400 kV, en utilisant le logiciel SECRE, sont présentés pour démontrer l'efficacité de l'algorithme proposé.

5.3 Méthodologie de l'algorithme proposé

Dans cette section, nous présentons le principe de l'algorithme proposé pour la prévention des cascades de déclenchement due aux mauvais fonctionnements de la zone 3 des relais de protections des lignes de transport de l'électricité. Les résultats de la simulation dynamique sur un système transmission turc de 400 kV, en utilisant le logiciel SECRE, sont présentés pour démontrer l'efficacité de l'algorithme proposé.

L'application de cet algorithme nécessite l'utilisation de deux actions, à savoir :

- le blocage des relais de distance de la zone 3 de certaines lignes d'interconnexion critiques ;
- l'application des contrôleurs FACTS (SVC) dans la zone touchée par les perturbations.

5.3.1 Principe de blocage des relais de distance de la zone 3

Le blocage des relais de distance de la zone 3 est obtenu en utilisant des informations en temps réel de l'équilibre entre la production et la consommation dans chaque zone du réseau électrique. Le déséquilibre entre la consommation et la génération de l'énergie électrique est l'événement le plus dangereux pour le fonctionnement de ces réseaux. Chaque déséquilibre entre la génération et la consommation entraîne une dérive de la fréquence par rapport à sa valeur en régime permanent et peut conduire à la séparation du système d'alimentation en plusieurs zones ou sous-systèmes. Cette séparation peut entraîner d'une part, des chutes brutales de la fréquence dans certaines zones et d'autre part des augmentations significatives de la fréquence dans d'autres zones. Cette situation peut élargir la zone touchée par les perturbations et peut entraîner une panne totale du réseau électrique.

Les informations de l'équilibre entre la puissance générée et la puissance consommée dans chaque zone du réseau électrique sont donc utilisées par l'algorithme proposé comme critère de contrôle de fonctionnement des relais de distance de la zone 3 (blocage ou activation de certaines lignes d'interconnexion critiques). La figure 4 représente un réseau de transmission simple sur lequel le nouvel algorithme pourrait être appliqué. Dans cet exemple, le réseau contient deux zones seulement et les lignes d'interconnexion du corridor de transmission entre les deux zones sont considérées comme des lignes critiques. Un relais de protection de distance équipe chaque extrémité de ces lignes critique.

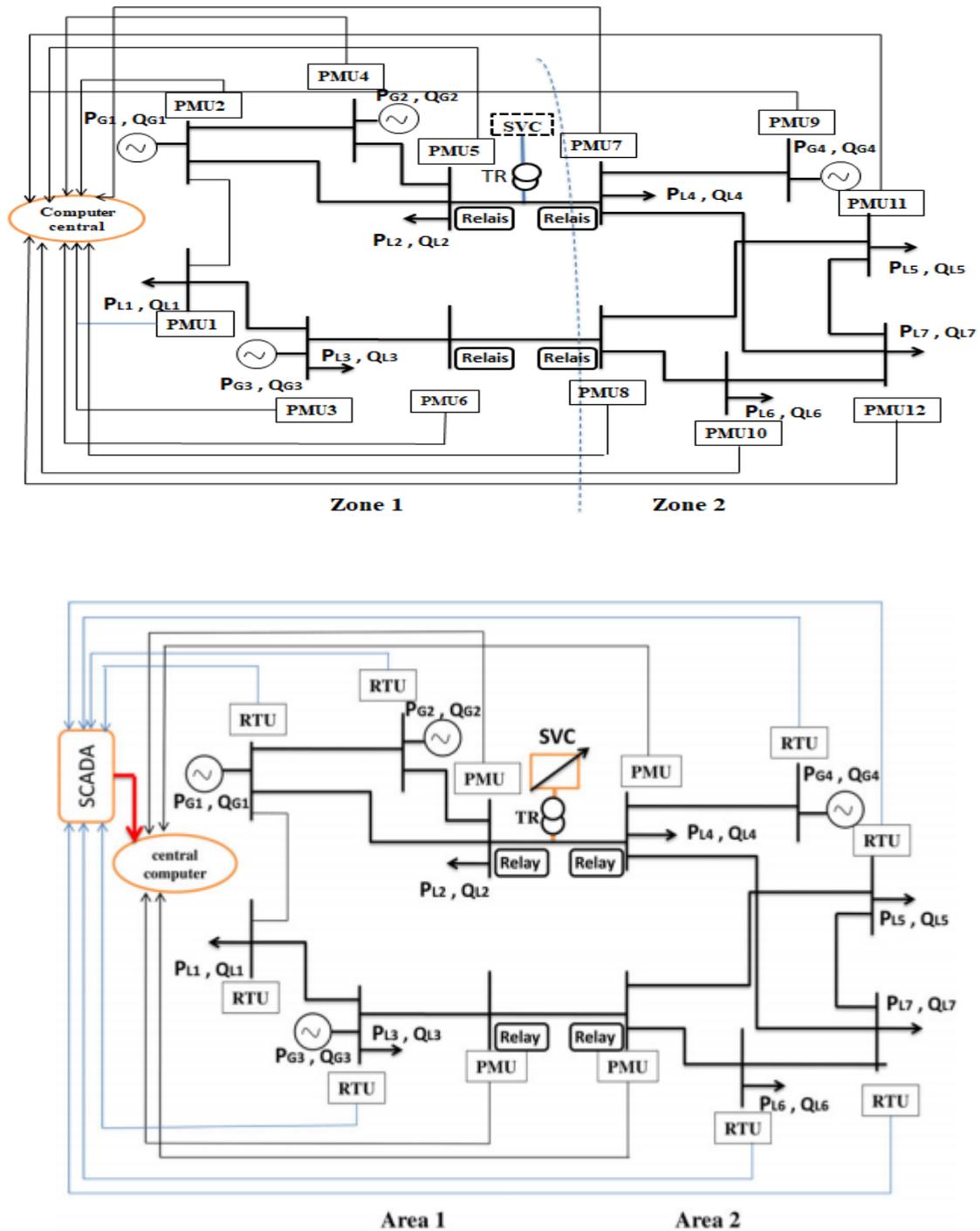


Figure 5.7 Principe de fonctionnement de l'algorithme proposé

Pour effectuer le contrôle de fonctionnement des relais de distance des lignes d'interconnexion critiques, l'algorithme a besoin des données suivantes :

- les valeurs de tension et de courant aux extrémités des lignes d'interconnexion critiques.
- les puissances générées et consommées en temps réel dans chaque nœud du réseau électrique.

Les valeurs de tension et de courant aux extrémités des lignes d'interconnexion critiques sont utilisées pour mesurer l'impédance secondaire de la zone 3 en utilisant l'équation suivante:

$$Z_{vue} = \frac{V_{Relais}}{I_{Relais}} = K_Z \cdot Z_3 = \left(\frac{K_{TT}}{K_{TC}} \right) \cdot Z_3 \quad (5.1)$$

Avec :

$$K_{TT} = \frac{V_{PRIMAIRE}}{V_{SECONDAIRE}} \quad (5.2)$$

$$K_{TC} = \frac{I_{PRIMAIRE}}{I_{SECONDAIRE}} \quad (5.3)$$

K_{TT} et K_{TC} sont respectivement les rapports de transformateurs de tension et de courant situés dans chaque extrémité des lignes de transmission critiques.

Pour assurer une bonne efficacité de cet algorithme, nous proposons l'installation dans chaque extrémité de la ligne d'interconnexion d'une unité de mesure PMU. Cela permet de mesurer directement les valeurs synchronisées des tensions et des courants (impédance) en temps réel. La synchronisation est réalisée en échantillonnant simultanément les formes d'onde de tension et de courant à l'aide de signaux de synchronisation du système de positionnement global (GPS).

L'équilibre entre la production et la consommation d'énergie pour chaque zone E_q est calculé à l'aide des équations suivantes:

$$E_{q1} = \frac{\sum(P_{G1} + P_{G2} + P_{G3}) - \sum(P_{L1} + P_{L2} + P_{L3})}{\sum(P_{G1} + P_{G2} + P_{G3})} \quad (5.4)$$

$$E_{q2} = \frac{\sum(P_{G4}) - \sum(P_{L4} + P_{L5} + P_{L6} + P_{L7})}{\sum(P_{G4})} \quad (5.5)$$

E_{q1} et E_{q2} représentent l'équilibre entre les puissances générée et consommée pour la zone 1 et la zone 2 respectivement.

Pour évaluer les puissances générée et consommée dans chaque zone du réseau, l'algorithme procède à la mesure en temps réel des puissances dans chaque nœud du réseau. Cependant, en raison des coûts élevés des PMU, il n'est pas pratique d'équiper tous les nœuds du réseau par des PMU. En effet, comme le système SCADA couvre tous les nœuds du réseau et que la différence de temps de rapatriement des données physiques du réseau entre RTU et PMU est inférieure à une seconde. Ainsi, La différence entre les courbes de mesure rapatriées par les RTU et celles rapatriées par les PMU est également inférieure à 2% pour les mesures de puissance active [22]. En plus, dans l'exploitation courante des réseaux électriques, les données de la production et de la consommation d'énergie ne changent pas couramment excepté durant les cas de grandes perturbations. Le système SCADA est

donc utilisé par notre algorithme pour mesurer les puissances générées et consommées en temps réel dans chaque nœud du réseau électrique.

5.3.2 Application des contrôleurs FACTS (SVC)

Comme les autres contrôleurs FACTS, les SVC sont des appareils coûteux. Par conséquent, il est important de trouver l'emplacement optimal de ces contrôleurs dans un réseau électrique. Donc, pour déterminer le meilleur emplacement du contrôleur SVC, notre algorithme commence par identifier les contingences critiques qui ont conduit à la violation des valeurs de tensions dans les nœuds qui se situent au niveau du couloir de transmission entre les deux zones. A cet effet, les marges des limites dynamiques de l'amplitude de la tension dans les nœuds du réseau sont utilisées par notre algorithme pour déterminer les contingences critiques. Les limites dynamiques de l'amplitude de la tension (inférieure et supérieure) sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 5.1 : Limites dynamiques de l'amplitude de la tension dans les nœuds du réseau

La tension du réseau	Limite inférieure	Limite supérieure
400 kV	360	380
220 kV	198	209

Ainsi, les nœuds qui ont la marge dynamique hors des limites acceptables sont sélectionnés pour l'emplacement des contrôleurs SVC. L'injection de puissance réactive requise pour supporter et réguler rapidement les tensions des nœuds situés au niveau du couloir de transmission entre les deux zones, est utilisée pour déterminer la taille des contrôleurs SVC. La valeur de réactance effective du contrôleur SVC, X_{SVC} est calculée en utilisant l'équation suivante :

$$X_{SVC} = \frac{\pi X_C X_L}{X_C (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) - \pi X_L} \quad (5.6)$$

5.3.3 Application de l'algorithme proposé

Toutes les valeurs mesurées par les PMU et par le système SCADA sont envoyées à un ordinateur central en utilisant un réseau de communication flexible (fibre optique). Au niveau de l'ordinateur central, les valeurs de l'impédance secondaire de la zone 3 de certaines lignes d'interconnexion critiques, l'équilibre entre la production et la consommation pour chaque zone du réseau électrique et la puissance réactive requise des contrôleurs SVC seront calculés. La méthodologie de l'algorithme proposé est illustrée sur l'organigramme de la figure 5.8.

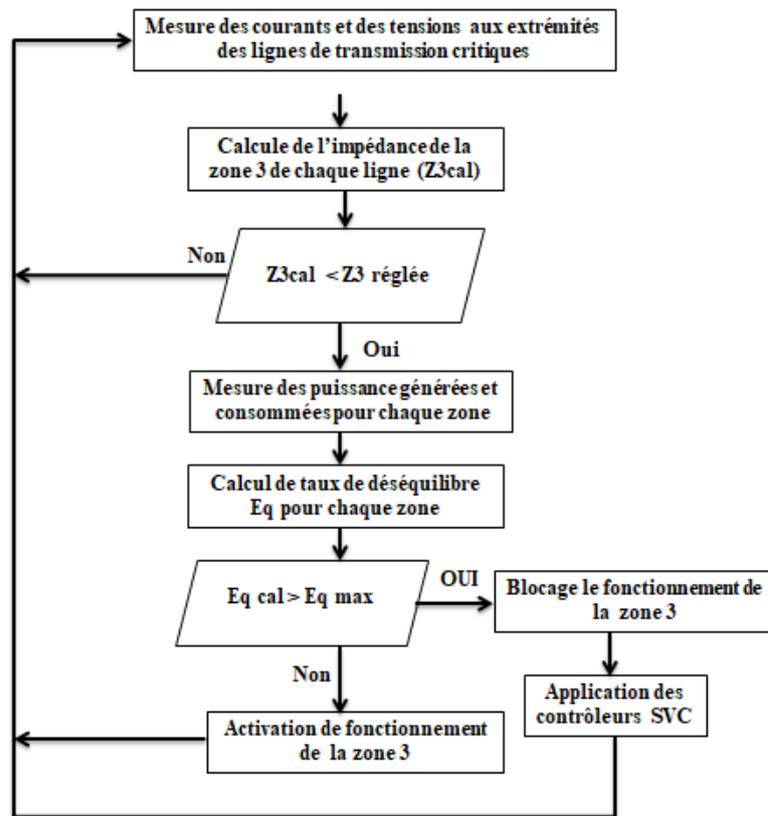


Figure 5.8 Organigramme de la méthodologie de l'algorithme proposé

Le principe de fonctionnement de cet organigramme est détaillé ci-dessous.

Lorsque la valeur calculée de l'impédance secondaire de n'importe qu'elle ligne d'interconnexion entre dans la caractéristique de déclenchement de la zone 3, l'algorithme va vérifier la valeur mesurée du déséquilibre entre la génération et la consommation dans chaque zone du réseau (L1 et L2 pour l'exemple proposé). Dans notre travail, la valeur de déséquilibre entre la production et la consommation autorisé (L) est prise égale à 20% [23]. Si l'algorithme trouve que la valeur mesurée de ces déséquilibres E_{q1} ou/et E_{q2} est située dans la plage autorisée (E_q inférieure à 20%), le signal de déclenchement des relais de distance de la zone 3 doit être débloqué. Dans le cas inverse, c'est-à-dire si la valeur mesurée de déséquilibre E_{q1} ou/et E_{q2} est supérieure à 20%, le signal de déclenchement de des relais de distance de la zone 3 doit être bloqué. Mais, le blocage de fonctionnement des relais de distance dans ces conditions n'est pas suffisant pour éviter l'apparition du phénomène de la cascade de déclenchement dans le réseau électrique. En effet, le transit élevé de la puissance active entre les deux zones s'accompagne également par un transfert excessif de la puissance réactive à travers les lignes d'interconnexion du couloir de transmission. Mais en raison de l'incapacité du système d'alimentation fortement chargés à répondre à la demande de puissance réactive, le corridor de transmission va subir des variations importantes de la tension. Cela peut conduire aux déclenchements des lignes d'interconnexion du corridor de transmission par la zone 3 des protections de distance ; et comme

résultat final la déconnexion complète des deux zones. Les conséquences de cette déconnexion, le réseau devient ingérable et les marges de sécurité sont violées. Dans ces conditions, le mécanisme de cascade des lignes de transmission dans tout le réseau électrique va déclencher et le réseau peut donc subir une panne généralisée. Dans ce cas, pour éviter la propagation de déclenchement en cascade des lignes de transmission, une grande quantité de puissance réactive ou active doivent être injectées rapidement dans le corridor de transmission.

Selon l'équation (5.1), il est possible d'empêcher les mauvaises opérations de la zone 3 des relais de distance par utilisation des contrôleurs FACTS shunt (SVC). Ces contrôleurs permettent d'injecter, rapidement et efficacement, la puissance réactive nécessaire dans le système afin d'améliorer le plan de tension au niveau des extrémités des lignes d'interconnexion critiques.

5.4 Résultats de simulations et discussions

Afin d'examiner l'efficacité de l'application de l'algorithme proposé sur un réseau électrique réel, le blackout du réseau turc survenu le 31 mars 2015 est analysé dans cette section. Pour analyser le comportement des relais de distance et des contrôleurs SVC, un modèle réel similaire au réseau électrique turc a été développé. Le comportement des relais de distance sans et avec la présence des contrôleurs SVC lors de cet blackout ont été analysés avec l'outil logiciel SICRE. Les tests de simulations ont été effectués en tenant compte des mêmes conditions que celles du réseau électrique turc le 31 mars 2015 [1]. D'après la figure 5.9, le système de test se compose de deux zones où l'énergie est exportée de la zone 1 vers la zone 2. Le corridor d'exportation est divisé en huit lignes d'interconnexion de 400 kV. Ces lignes sont protégées par des relais de protection de distance situés aux deux extrémités de chaque ligne. Les paramètres et les zones d'impédance des relais de distance de ces lignes de transmission sont résumés en annexe. Les paramètres des zones d'impédance sont calculés conformément aux directives de guide technique de réglage des protections du réseau turc [24]. Les zones 1 à 3 ont été réglées pour fonctionner dans le sens aval. La caractéristique de déclenchement Mho a été adoptée dans les tests de simulation pour tous les relais de protection des lignes d'interconnexion.

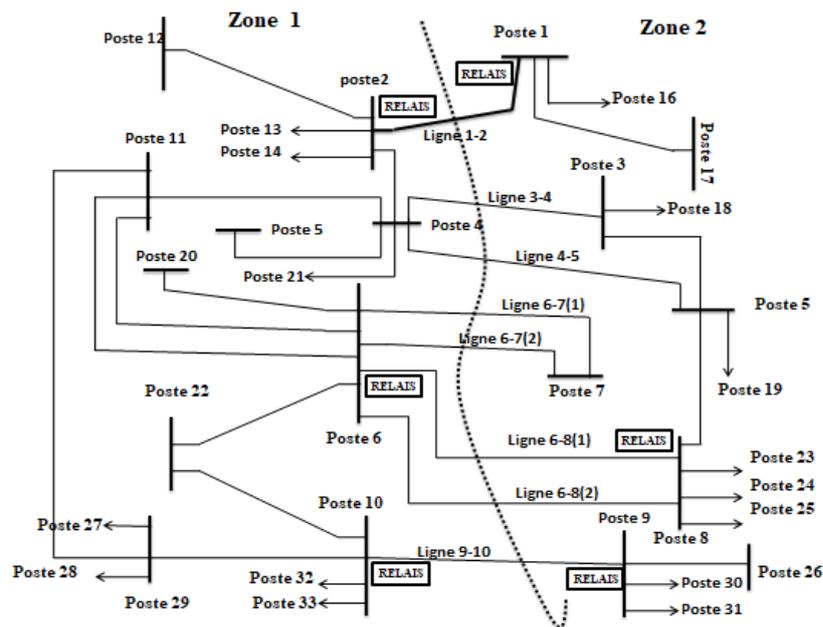


Figure 5.9 schéma unifilaire d'une partie du système de test

5.4.1 Analyse du fonctionnement du relais de distance sans contrôleurs SVC

La première ligne de transmission qui s'est déclenchée initialement pendant le blackout, à savoir la ligne 1-2, a été considérée comme une ligne critique. En effet, le déclenchement de cette ligne de transmission a provoqué la surcharge des autres lignes situées entre la zone 1 et la zone 2. Ce déclenchement a entraîné la cascade de déclenchement de toutes les lignes d'interconnexion entre les deux zones. Dans cette section, le fonctionnement de la zone 3 du relais de distance de la ligne de transmission de la ligne 1-2 a été testé et évalué dans des conditions de surcharge sans utiliser de contrôleurs SVC. Les tests de simulation ont été effectués pour différentes valeurs de charge (de 550 MVA à 1625 MVA). La figure 5.12 représente la trajectoire d'impédance observée par le relais de distance situé au poste 1 lorsque la charge est augmentée jusqu'à la puissance maximale disponible (1625 MVA).

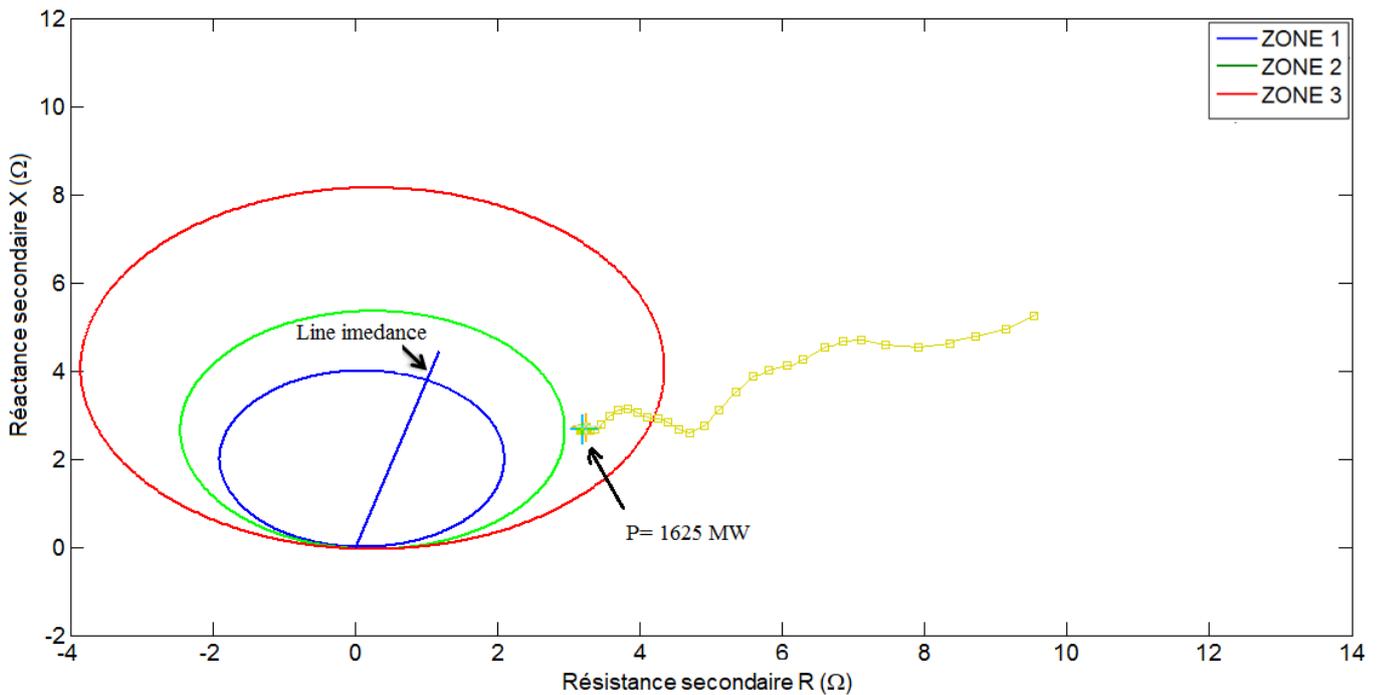


Figure.5.10 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé dans le poste 1 sans contrôleur SVC

Les résultats de simulation montrent que la trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé au poste 1, s'est déplacée progressivement de la zone de charge vers la caractéristique de déclenchement de la zone 3 du relais de distance. Par conséquent, à partir de 1285 MW, la trajectoire de l'impédance est entrée dans la caractéristique de déclenchement du relais de distance de la zone 3. Dans ce cas, l'impédance de la charge de la ligne 1-2 est détectée par le relais comme un défaut de court-circuit triphasé. Par conséquent, le signal de déclenchement du relais de distance est activé et, par conséquent, la ligne d'interconnexion 1-2 va se déconnecter.

Le déclenchement de la ligne d'interconnexion Line1-2 a provoqué la surcharge des autres lignes de d'interconnexion situées entre la zone 1 et la zone 2. Les courants de la ligne 6-8 (1) et de la ligne 9-10 ont augmenté considérablement. Les trajectoires de l'impédance vues par les relais de distance situés aux sous-stations 8 et 9 sont représentées sur la figure 5.11 et la figure 5.12.

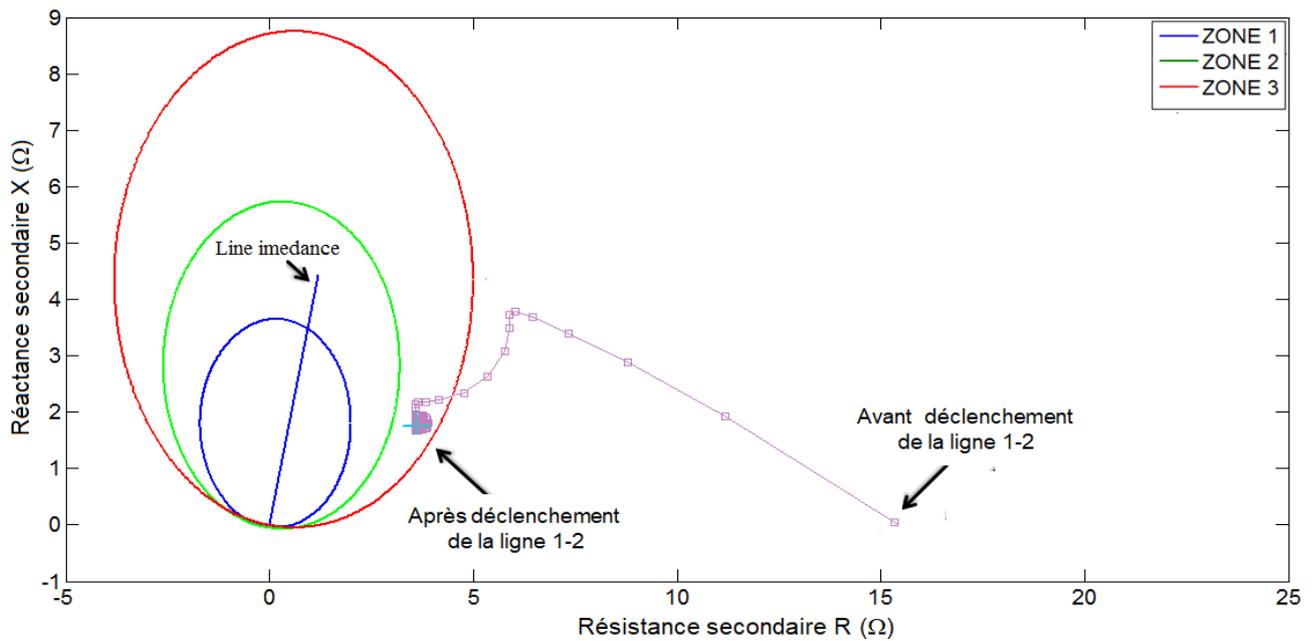


Figure 5.11 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé dans le poste 8 sans contrôleur SVC

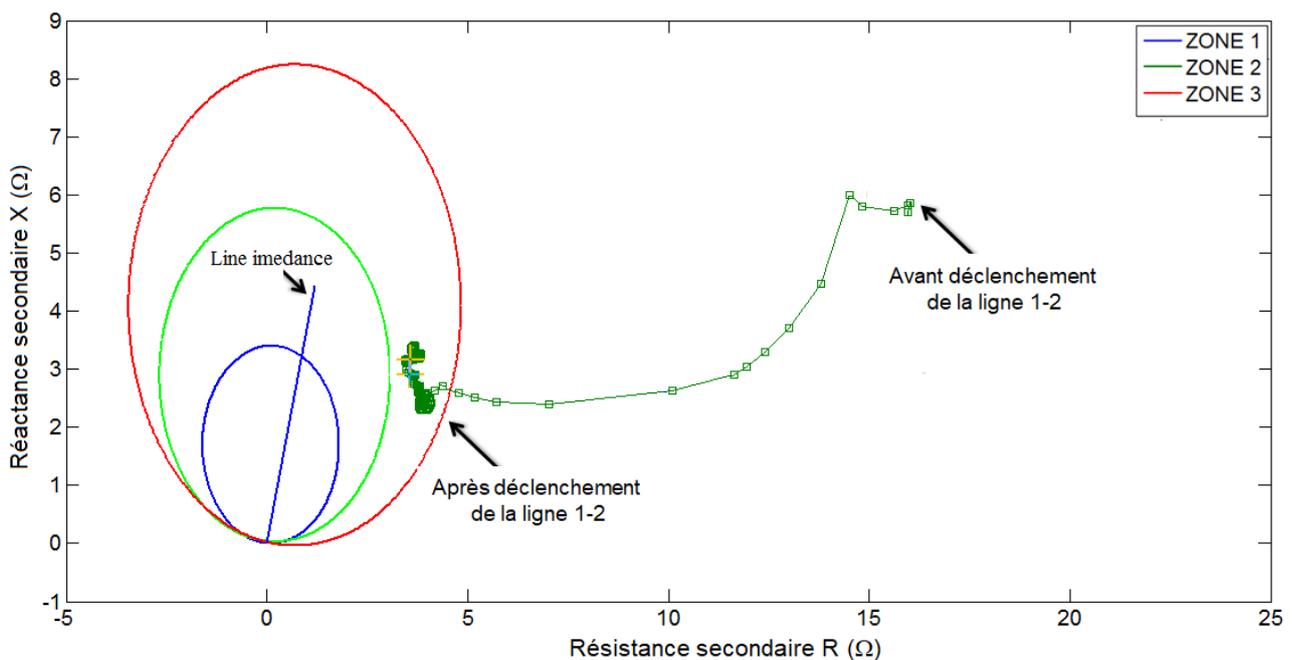


Figure 5.12 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé dans le poste 9 sans contrôleur SVC

Les figures montrent que les trajectoires de l'impédance sont entrées dans les caractéristiques de déclenchement de la zone 3 des relais de distance. Comme résultat, les deux lignes ont également été déclenchées. Le déclenchement de ces deux lignes d'interconnexion a accéléré la vitesse du déclenchement en cascade des autres lignes de transmission jusqu'à la déconnexion complète des deux zones. En conséquence, le déséquilibre entre la production et la consommation dans chaque zone n'a cessé d'augmenter. Avec une charge avant perturbation de 22370 MW, la zone 1 a subi un déficit de

puissance de 4700 MW (c'est-à-dire 21%) et la fréquence a chuté à 48,02 Hz. Ce déséquilibre a provoqué soudain l'effondrement total du réseau de cette zone en 10 secondes. D'autre part, la deuxième zone, avec une charge de pré-perturbation d'environ 11080 MW, est restée avec un surplus de production d'environ 4700 MW (~ 42%) et la fréquence a augmenté à 52,5 Hz. Le réseau de cette zone s'est également effondré en quelques secondes. En conséquence, le déséquilibre soudain entre la production et la consommation dans les deux zones a déclenché une panne majeure du système électrique (blackout).

Afin d'éviter un tel scénario désastreux et d'éviter le déclenchement en cascade des lignes d'interconnexion par la zone 3 des relais de distance, un nouvel algorithme est proposé dans cette section. Le nouvel algorithme est basé sur l'utilisation d'informations en temps réel de l'équilibre entre la production et la charge dans chaque zone du système d'alimentation comme critère pour bloquer ou débloquer le fonctionnement des relais de distance de la zone 3 de certaines lignes d'interconnexion critiques. D'après cet algorithme, la décision de déclenchement des protections de distance de la zone 3 de certaines lignes d'interconnexion critiques, dépend uniquement de la valeur de l'équilibre (Eq) entre la production et la charge dans chaque zone du réseau. Pratiquement, les limites de variation de Eq dépendent des actions correctives appropriées utilisées par les exploitants des réseaux électriques. Dans ce travail, les limites de variation de Eq sont choisies égales à 20% pour les deux zones.

Les résultats de simulation ont montré que la valeur mesurée du déséquilibre entre la production et la charge dans chaque zone Eq est en dehors des limites acceptables (21% pour la zone 1 et 41% pour la zone 2). Dans ce cas, l'application de notre algorithme a préconisé le blocage des signaux de déclenchement de la zone 3 des relais de distance des Line 6-8 (1) et Line 9-10 situés entre les deux zones. Cependant, le blocage des relais de protection de la zone 3 dans telles conditions n'est pas suffisant pour éviter le risque de déclenchement des autres lignes d'interconnexion entre les deux zones.

5.4.2 Analyse du fonctionnement du relais de distance avec les contrôleurs SVC

Dans cette section, nous procédons à l'analyse de l'insertion des contrôleurs SVC dans le réseau de test afin d'améliorer le comportement des relais de protection de distance dans des conditions d'instabilité du réseau et d'empêcher le déclenchement en cascade des lignes d'interconnexion.

La première ligne de transmission qui s'est déclenchée initialement pendant le blackout, à savoir la ligne 1-2, a été sélectionnée pour accueillir le contrôleur SVC. Ce contrôleur SVC shunt est d'abord inséré au milieu de la ligne 1-2. La puissance réactive à injecter par le SVC est calculée en temps réel au niveau de l'ordinateur central. Les paramètres du contrôleur SVC sont résumés dans l'annexe. La figure 5.13 illustre l'injection de puissance réactive requise à partir du contrôleur SVC pour réguler la tension au niveau du corridor de transmission.

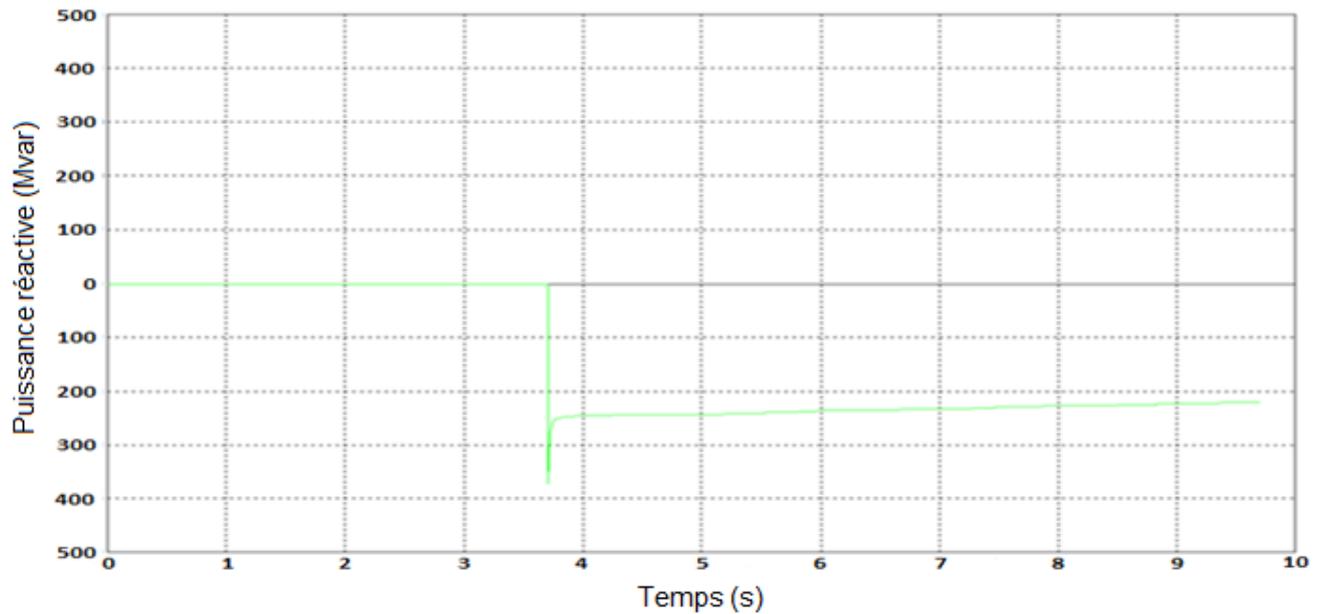


Figure.5.13 Injection de puissance réactive requise à partir du contrôleur SVC

La figure suivante illustre les variations de la tension de plusieurs lignes d'interconnexion situées au niveau du corridor de transmission avant et après la connexion du contrôleur SVC.

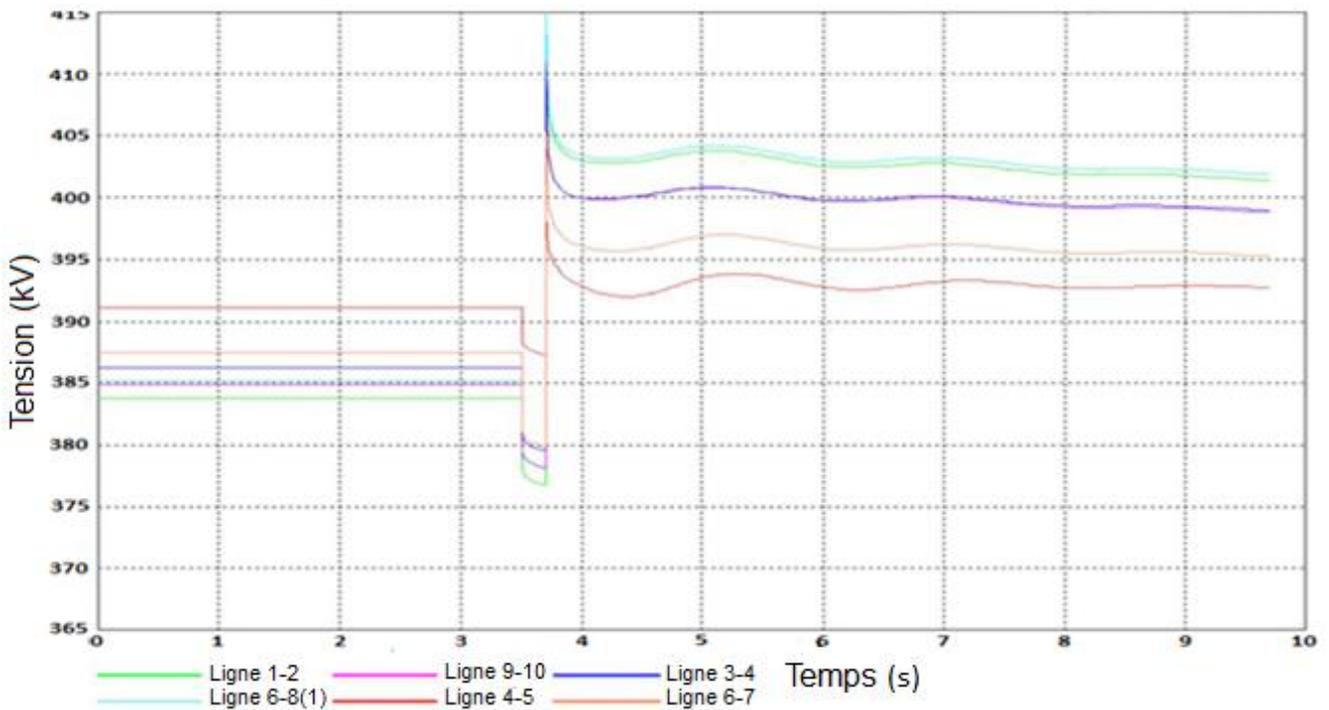


Figure.5.14 Tensions de bus des lignes d'interconnexion avant et après la connexion du contrôleur SVC.

La figure 5.15 représente la trajectoire de l'impédance vue par le relais de distance situé à la sous-station 1 avant et après l'injection d'une puissance réactive de 250 Mvar par le contrôleur SVC.

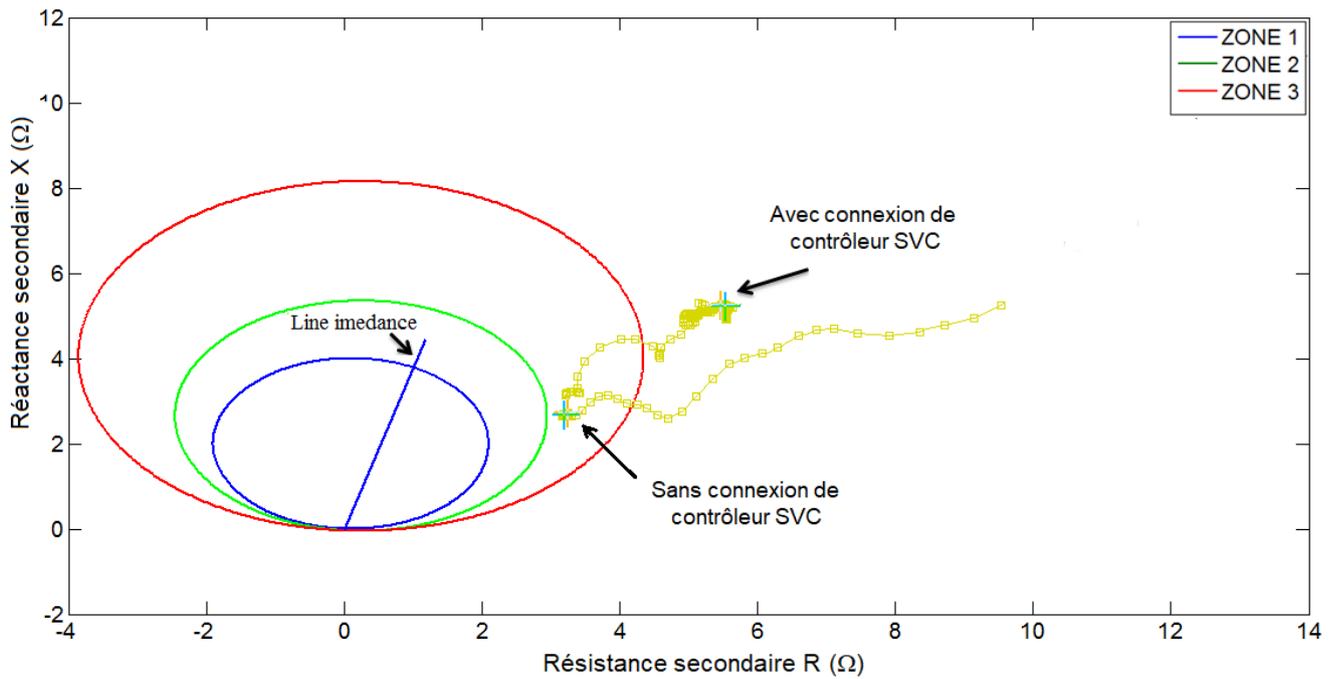


Figure.5.15 Trajectoire de l'impédance vue par le relais de distance situé au poste 1 avant et après la connexion du contrôleur SVC.

Les deux figures 5.16 et 5.17 montrent la trajectoire de l'impédance vue par les relais de distance situés aux postes 8 et 9 respectivement avant et après l'injection d'une puissance réactive de 250 Mvar par le contrôleur SVC.

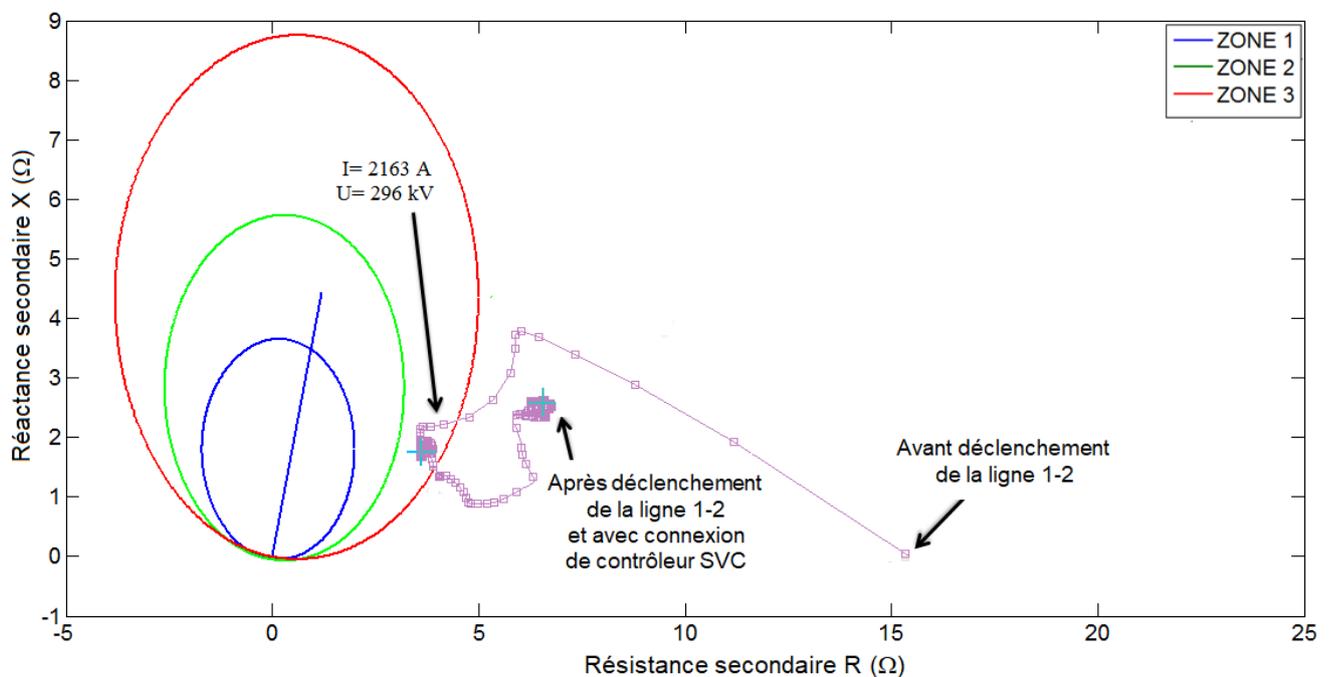


Figure.5.16 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé au poste 8 avant et après la connexion du contrôleur SVC.

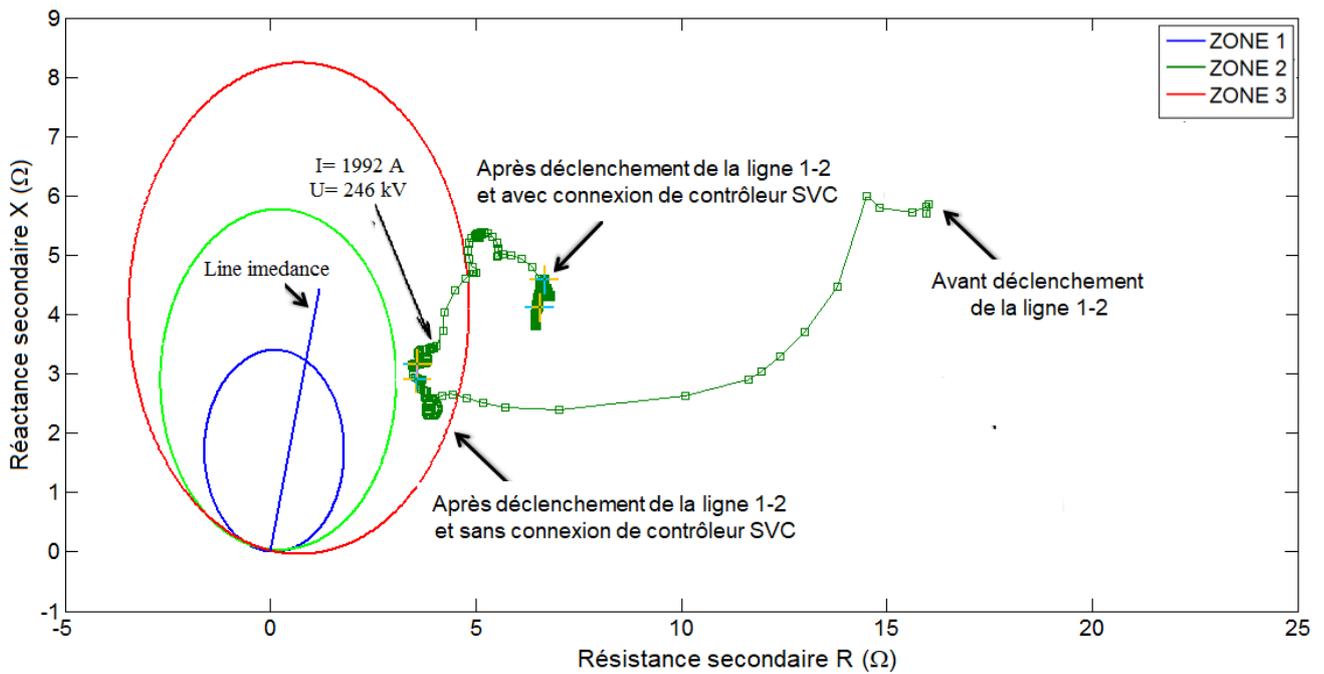


Figure.5.17 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé au poste 9 avant et après la connexion du contrôleur SVC.

Les résultats de simulation montrent que le contrôleur SVC a un impact direct sur la trajectoire de l'impédance vue par le relais de protection installé au niveau du poste 1. Avec la connexion du contrôleur SVC, la trajectoire de l'impédance se déplace et se situe hors de la caractéristique de déclenchement de la zone 3 du relais de distance.

Les résultats de simulation montrent également que les trajectoires des impédances vues par les relais de distance installés au niveau des postes 8 et 9, sont affectées par la connexion du contrôleur SVC dans le réseau de test. Avec la connexion du contrôleur SVC, les trajectoires des impédances se déplacent également et se situent hors des caractéristiques de déclenchement de la zone 3 des relais de distance installés au niveau des sous-stations 8 et 9. Dans ce cas, les déclenchements des lignes d'interconnexion dues aux mauvais fonctionnements des relais de distance dans des conditions de l'instabilité du réseau ont été évités et le phénomène de cascade pourrait être stoppé ou arrêté. Les résultats indiquent clairement que l'installation de contrôleurs SVC pourrait améliorer la fiabilité du fonctionnement du relais de distance.

5.5 Conclusion

Les résultats de simulation effectués dans ce chapitre ont montré ce qui suit :

- Le phénomène de déclenchement en cascade des lignes de transmission se produit à tout moment dans un réseau électrique en raison d'un grand nombre de conditions d'instabilité. Cependant, ce phénomène peut être évité en améliorant le comportement dynamique des réseaux électriques en utilisant des systèmes de protection de zone étendue WAMS. Cela facilite la prédiction des conditions de stress qui

peuvent rendre le système vulnérable à un déclenchement en cascade des lignes de transmission et de générateurs.

-La panne d'électricité ou le blackout du réseau électrique turc est due à l'isolement complet du réseau électrique de la zone Est avec celui de la zone ouest après le déclenchement d'une ligne d'interconnexion par le mauvais fonctionnement de la protection de distance de la zone 3 dans des conditions de stress.

-Les résultats de l'analyse dynamique ont démontré que le réseau électrique turc, après la première perturbation, était incapable de transférer une puissance réactive et active excessive sur les lignes de transmission de 400 kV de la zone Est à la zone ouest. Ainsi, en raison d'un soutien inadéquat de la puissance réactive dans le couloir de transmission.

-L'efficacité de l'algorithme proposé a été démontrée pour atténuer les effets de perturbation en empêchant les déclenchements intempestifs des lignes d'interconnexion en bloquant les protections de distance de la zone 3 et en augmentant la marge de stabilité de la tension du réseau de transmission par les contrôleurs SVC. Le réseau électrique turc a été stabilisé en utilisant ces deux actions simultanément.

Dans l'application de cet algorithme, le blocage des relais de distance de la zone 3 est obtenu en utilisant des informations en temps réel sur l'équilibre entre la production et la charge dans chaque zone du réseau électrique. Cependant le contrôleur SVC permet d'injecter, rapidement et efficacement, la puissance réactive nécessaire dans le système afin d'atténuer le développement des perturbations lors du blocage de la protection de distance de la zone 3.

Références

- [1] Project Group Turkey, “ Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015”, European network of transmission system operators, for electricity (entsoe). 21 September 2015, available :https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf.
- [2] D.Tziouvaras, “ Relay Performance During Major System Disturbances”, 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA , May 2007. DOI: 10.1109/CPRE.2007.359905
- [3] A. El Hadidy, C. Rehtanz, “ Mitigation of blackouts due to mal-operation of distance relay by using the fault resistance information”, International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Frankfurt, Germany, 2011
- [4] S. Lim S, C. Liu, S. Lee, M. Choi, S.Rim, “ Blocking of zone 3 relays to prevent cascaded events”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23 , Issue. 2 ,pp: 747-754, May 2008. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.919417
- [5] M. Sharifzadeh , H. Lesani , M. Sanaye-Pasand, “ A New Algorithm to Stabilize Distance Relay Operation During Voltage-Degraded Conditions”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol: 29 , Issue: 4 , PP: 1639 – 1647, Aug. 2014. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2285502
- [6] A.F. Abidin, M. Azah, A. Afida, “ A new method to prevent undesirable distance relay tripping during voltage collapse”, European Journal of Scientific Research, Vol.31, Issue .1, PP: 59-71,2009.
- [7] C. Kim, J.Y. Heo, R.K Aggarwal, “ An enhanced zone 3 algorithm of a distance relay using transient components and state diagram”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20 , Issue. 1 ,PP : 39 – 46, Jan. 2005. DOI: 10.1109/TPWRD.2004.837827
- [8] A. ElHadidy, C. Rehtanz “ Blocking of distance relays zone3 under load encroachment conditions - a new approach using phasor measurements technique”, 14th International Middle East Power Systems Conference MEPCON, Cairo, Egypt, December 2010.
- [9] P. Kundu, A.K. Pradhan. “ Synchro phasor-assisted zone 3 operation”, IEEE Transactions on Power Delivery ,Vol. 29 , Issue. 2 ,PP: 660 - 667, April 2014. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2276071

- [10] J.C. Tan, P.A Crossley, P.G. McLaren, I. Hall, J. Farrell, P. Gale, “ Sequential tripping strategy for a transmission network back-up protection expert system”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17 , Issue. 1 ,PP: 68 – 74, Jan 2002 DOI: 10.1109/61.974189.
- [11] M. Yalla, M. Adamiak, A. Apostolov, J. Beatty, “ Application of peer-to-peer communication for protective relaying”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17 , Issue. 2 ,PP: 446 – 451, Apr 2002. DOI: 10.1109/61.997916.
- [12] M. Jin, T. S. Sidhu, “ Adaptive load encroachment prevention scheme for distance protection”, Electric Power Systems Research, Vol. 78, Issue. 10,PP: 1693-1700,October 2008.
- [13] M. Azari, M. Ojaghi , K. Mazlumi “ An enhanced adaptive algorithm to mitigate mis-coordination problem of the third zone of distance relays”, Journal of Applied Research and Technology, Vol. 13, Issue. 1, PP: 87-96, February 2015.
- [14] M. Jonsson, J.E. Daalder “ An adaptive scheme to prevent undesirable distance protection operation during voltage instability”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18 , Issue. 4 , PP: 1174 – 1180, Oct. 2003. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.817501.
- [15] A. AbuBakar , F. Yatim, S. Yusof, M.R. Othman “ Analysis of overload conditions in distance relay under severe system contingencies”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 32, Issue. 5, PP: 345-350, June 2010.
- [16] U.S.-Canada Power System Outage Task Force. “ Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”,2004; <https://reports.energy.gov/BlackoutFinal-Web.pdf>.
- [17] S.H. Horowitz, A.G. Phadke “ Third Zone Revisited ”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21 , Issue. 1 , PP: 23 – 29, Jan. 2006. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.860244
- [18] M.Y. EHenna1, A. Sayed “ Prevention of cascaded events of distance relay zone three using logic controls”, International Conference on Electrical and Computer Engineering, Benghazi, Libya, March 2013.
- [19] M.R. Aghamohammadi, S. Hashemi, A.Hasanzadeh “ A new approach for mitigating blackout risk by blocking minimum critical distance relays”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 75, PP: 162-172, February 2016.
- [20] S. Paula.C. Vide, F.P Maciel Barbosa, I.M.Ferreira. “ Combined use of SCADA and PMU measurements for power system state estimator performance enhancement”, International Youth Conference on Energetics (IYCE), Leiria, Portugal, July 2011.

- [21] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), “ Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe-Requirements and impacting factors ”, March 2016. https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf.
- [22] X. Li, M.S. Ardakani, W. Hedman, “ Real-Time Contingency Analysis with Corrective Transmission Switching —Part I: Methodology”, Department of Energy (DOE) Advanced Projects Agency – Energy (ARPA-E) under the Green Electricity Network Integration (GENI) program[Online]. Available : <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1604/1604.05570.pdf>.
- [23]https://www.researchgate.net/publication/320057634_Protection_Coordination_in_Electrical_Substation_Part-2_Unit_Protections

Conclusions & Perspectives

La croissance simultanée de l'utilisation des réseaux électriques sans l'augmentation correspondante de la capacité de transport et de production conduit actuellement à la création de systèmes interconnectés vastes et complexes. Les marges de sécurité de ces systèmes diminuent et leur exploitation devient plus en plus complexe. La naissance de n'importe quelle perturbation telles que les court-circuits, les variations brusques des charges, les pertes d'ouvrage (lignes, générateurs, transformateurs, etc.) peut mener tout le système interconnecté à des pannes généralisées ou blackouts. En effet, la prévention de développement de ces blackouts constitue donc une préoccupation majeure pour les opérateurs des réseaux électriques actuels.

Dans ce contexte, l'objectif principal de cette thèse consiste donc à trouver de nouvelles techniques qui aident les opérateurs à prédire et à éliminer les situations imprévues et critiques qui vont souvent mener à des blackouts. Pour atteindre cet objectif, nous avons présenté d'abord l'analyse de quelques blackouts enregistrés ces dernières années. Les résultats de cette analyse montrent que ces blackouts semblent progresser avec une certaine régularité. La progression de ces blackouts peut suivre la séquence des cinq phases suivante : les préconditions, les événements initiaux, la cascade d'événements, l'état final et la restauration. La cascade d'événements peut en outre être subdivisée en deux phases dans le processus de certains blackouts: la progression quasi statique et la cascade rapide. Pour empêcher l'évolution des blackouts, nous devons donc suggérer dans cette thèse l'application des dispositifs FACTS dans chaque phase de blackout. Pour mesurer l'impact des dispositifs FACTS sur la sécurité dynamique des réseaux électriques et démontrer la capacité des dispositifs FACTS à stopper la progression des blackouts, des tests de simulation ont été exécutés sur deux réseaux réels, à savoir le réseau National et le réseau électrique 400 kV de la Turquie.

L'analyse des différents résultats obtenus pour le premier réseau a permis de dégager un certain nombre d'observations :

- Dans la phase de précondition, la marge de sécurité du système est souvent limitée. Les équipements à base de l'électronique de puissance FACTS peuvent être utilisés dans cette phase afin de maintenir le réseau dans un état de sécurité. Ces FACTS permettent :
 - i) d'améliorer le plan de tension du réseau : Toutes les contraintes de maintien de plan de tension sont éliminées en utilisant des dispositifs SVC.
 - ii) d'offrir une très bonne alternative temporaire pour sécuriser les réseaux électriques jusqu'à ce que les mesures de renforcements puissent être effectuées.

- iii) d'augmenter les capacités de transfert d'énergie des lignes inter-régions par l'utilisation des dispositifs TCSC.
- iiiii) d'optimiser en permanence le partage des charges entre les circuits parallèles. Cela permet d'éliminer le phénomène de surcharge et de préserver la stabilité des réseaux dans diverses conditions d'exploitation.

Dans la phase de la progression quasi-statique, la cascade de surcharge est l'événement majeur qui se produit dans cette période. Les équipements à base de l'électronique de puissance FACTS peuvent être utilisés dans cette phase pour :

- stopper l'apparition du phénomène de l'écroulement de la tension dans le réseau.
- soutenir rapidement le plan de tension pendant et immédiatement après l'apparition de chaque perturbation dans le réseau.
- Empêcher le développement des cascades de déclenchement des lignes et des générateurs.

L'analyse effectuée sur le réseau électrique Turc a permis également de dégager un certain nombre de conclusions :

- Le mauvais fonctionnement de la zone 3 des relais de protection de distance était l'un des causes principales de l'apparition de phénomène de cascade rapide de déclenchement des lignes d'interconnexion.
- Trouver des méthodes efficaces pour fiabiliser le fonctionnement de la zone 3 des relais de distance durant les conditions d'instabilité pourra être un bon moyen de stopper la plupart des progressions de blackouts.
- Toutes les techniques présentées actuellement pour éviter le mauvais fonctionnement de la zone 3 des relais de protection de distance, ont la même approche commune qui consiste à bloquer le fonctionnement de cette zone dans des conditions d'instabilité du réseau. Néanmoins, dans la plupart des cas le blocage de fonctionnement de cette zone dans ces conditions n'est pas suffisant pour éliminer le risque de déclenchement en cascade des lignes de transmission.
- Durant la période de la cascade rapide, de nombreuses lignes et générateurs déclenchent en quelques minutes ou quelques secondes. Durant ce très court temps, le réseau électrique devient incontrôlable et le blackout se produira très rapidement. Cependant, ce phénomène de cascade rapide peut être évité en améliorant le comportement dynamique des réseaux électriques en utilisant quelques nouvelles technologies comme des systèmes de protection de zone étendue WAMS.

- Un nouvel algorithme est proposé dans cette thèse pour empêcher les déclenchements intempestifs des lignes d'interconnexion en améliorant le fonctionnement de la zone 3 des protections de distance. Cet algorithme est basé sur l'utilisation combinée des systèmes WAMS et SCADA et l'application des dispositifs SVC.
- L'utilisation combinée des systèmes WAMS et SCADA facilite la prédiction en temps réel des conditions d'instabilité qui peuvent rendre le système vulnérable à un déclenchement en cascade des lignes de transmission et de générateurs. En effet, l'information en temps réel sera extrêmement utile dans la surveillance continue et la détection précoce d'anomalies. Les informations prises en temps réel peuvent améliorer la connaissance du comportement du réseau dans des conditions dynamiques et aident à prendre les actions correctives en temps opportun. Cependant les dispositifs SVC permettent d'injecter, rapidement et efficacement, la puissance réactive nécessaire dans le système afin d'atténuer le développement des perturbations lors du blocage de la zone 3 des relais de distance.
- L'efficacité de l'algorithme proposé a été démontrée pour atténuer les effets de perturbation en empêchant les déclenchements intempestifs des lignes d'interconnexion en bloquant la zone 3 des protections de distance et en augmentant la marge de stabilité de la tension du réseau de transmission par les dispositifs SVC. Le blocage de fonctionnement de la zone 3 des relais de distance est obtenu en utilisant un nouveau critère qui est basé sur la mesure de l'équilibre entre la puissance produite et celle consommée dans chaque région ou zone du réseau.
- Les résultats de simulation montrent que le réseau électrique turc a été stabilisé en utilisant ces deux actions simultanément. La probabilité de mauvais fonctionnement des systèmes de protection sera réduite et la sécurité des systèmes de puissance sera améliorée de manière significative en utilisant cet algorithme.

Enfin, nous terminons cette étude en proposant les nouvelles pistes de recherches suivantes:

- Etudier l'interaction entre la dynamique interne des systèmes FACTS et la dynamique interne des relais de protection de distance.
- Etendre la méthode proposée dans cette thèse aux autres systèmes FACTS comme l'UPFC afin de comparer leurs résultats avec ceux des SVC.
- Application de l'algorithme proposé pour la détection précoce des oscillations interrégionales. Ces oscillations peuvent sérieusement restreindre le transport de l'énergie électrique et conduire également à des perturbations qui peuvent s'étendre à tout le système de puissance.

- Etudier l'intégration des systèmes SMES dans l'algorithme proposé afin de mesurer leur impact sur la sécurité dynamique des réseaux électriques durant les phases d'évolution des blackouts.

-

Table des figures

Figure 1.1 Phases d'évolution des blackouts électriques.....	15
Figure 1.2 Mécanisme de cascade de surcharge.....	18
Figure 1.3 Mécanisme d'écroulement de la tension.....	18
Figure 1.4 Mécanisme d'écroulement de la fréquence.....	19
Figure 1.5 Mécanisme de perte de synchronisme.....	20
Figure 2.1 Structure des réseaux électriques ; a)Réseau radial ; b) Réseau maillé.....	32
Figure 2.2 Limites de flux de puissance dans une ligne de transport.....	35
Figure 2.3 Réseau à deux nœuds (à gauche) et schéma vectoriel associé (à droite).....	37
Figure 2.4 Architecture générale d'un système SCADA.....	38
Figure 2.5 Schéma général d'un système SCADA.....	40
Figure 2.6 Applications du système SCADA.....	44
Figure 2.7 structure d'un système WAMS.....	46
Figure 2.9 Principe de base du fonctionnement d'un relais de distance.....	49
Figure 2.10 Schéma du principe de la sélection des zones de mesure d'un relais de distance.....	49
Figure 2.11 Sélectivité chronométrique des zones de mesure d'un relais de distance.....	50
Figure 2.12 Mesure d'impédance sur un circuit monophasé.....	51
Figure 2.13 Diagramme d'impédance.....	51
Figure 2.14 Quelques caractéristiques de déclenchement d'un relais de distance.....	52
Figure 3.1 Schéma unifilaire d'une liaison électrique entre un générateur et une charge.....	58
Figure 3.2 Tension en fonction de la longueur de la ligne (régime à vide).....	59
Figure 3.3 Tension en fonction de la longueur de la ligne (régime plein charge).....	59
Figure 3.4 Schéma monophasé d'un SVC.....	61
Figure 3.5 Susceptance en fonction de l'angle α	62
Figure 3.6 Caractéristique de fonctionnement d'un SVC.....	63
Figure 3.7 Modélisation du SVC	64
Figure 3.8 SVC placé dans un nœud.....	65

Figure 3.9 SVC placé en milieu de ligne.....	66
Figure 3.10 Modélisation du SVC par injection de puissances a)Ligne avec SVC, b) Ligne avec injections équivalentes.....	67
Figure 3.11 Ligne radiale avec compensation série.....	69
Figure 3.12 Puissance active transmise et réactive fournie dans une ligne compensée.....	69
Figure 3.13 Compensation série : diagramme de Fresnel.....	70
Figure 3.14 Transits de puissance dans deux lignes parallèles a)Sans compensation, b)Avec compensation capacitive.....	71
Figure 3.15 Structure d'un TCSC.....	71
Figure 3.16 Régimes de fonctionnement du TCSC.....	71
Figure 3.17 - Réactance apparente du TCSC.....	72
Figure 3.18 Zone de fonctionnement du TCSC.....	72
Figure 3.19 Modélisation du TCSC	73
Figure 3.20 TCSC inséré dans une ligne.....	73
Figure 4.1. Schéma du réseau de production et transport Algérien 2010-2011.....	80
Figure.4.2 valeurs de la tension dans différents nœuds du réseau de la région Sud-Est en situation normale.....	83
Figure 4.3 : Nœuds qui présentent une marge inférieure à 20% de la charge.....	84
Figure 4.4 Courbe PV du nœud 220 kV de El Amiria.....	85
Figure 4.5 Courbe QV du nœud 220 kV de El Amiria.....	85
Figure 4.6 Courbe PV du nœud 220 kV de Touggourt.....	86
Figure 4.7 Courbe QV du nœud 220 kV de Touggourt.....	86
Figure 4.8 Courbe PV au nœud 220 kV d'El Oued.....	87
Figure 4.9 Courbe QV du nœud 220 kV d'El Oued.....	87
Figure 4.10 Courbe PV du nœud 220 kV d'El Berd.....	88
Figure 4.11 Courbe QV du nœud 220 kV d'El Berd.....	88
Figure 4.12 Courbe PV du nœud 220 kV d'Ouargla.....	89

Figure 4.13 Courbe QV du nœud 220 kV d’Ouargla.....	89
Figure 4.14 Courbe Puissance –tension pour un noeud i dans un réseau électrique.....	93
Figure 4.15 : Emplacement optimal des dispositifs SVC.....	95
Figure 4.16 : paramètres de chaque SVC utilisé.....	95
Figure 4.17 Variations de la tension de six nœuds critiques avec et sans les SVC mobiles (les SVC sont connectés un par un).....	96
Figure 4.18 Variations de la tension de six nœuds avec et sans les SVC mobiles (Les SVC sont connectés en même temps).....	96
Figure 4.19 Transits de puissance dans les lignes d’interconnexion Est-Sud en pointe été 2012	98
Figure 4.20 Transits de puissance active dans les lignes d’interconnexion Est-Sud en cas de déclenchement de la ligne Ain Beida-Biskra.....	100
Figure 4.21 : Installation d’un TCSC dans la ligne Barika-Tolga.....	101
Figure 4.22 Transits de puissance dans les lignes du réseau en cas de déclenchement de la ligne A Beida-Biskra avec et sans TCSC.....	101
Figure 4.23 : Variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau lors de la perte de puissance de 400MW à SKS.....	103
Figure 4.24 : variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau lors de la perte de puissance de 2 x 400MW à SKS.....	104
Figure 4.25 : variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau lors d’un Défaut triphasé sur la ligne d’évacuation 400kV Terga -Sidi Ali Boussidi.....	106
Figure 4.26 : variation de la fréquence de quelques nœuds du réseau lors d’un défaut triphasé sur la ligne d’évacuation 400kV SKH-El Affroun.....	107
Figure 4.27. Evolution de la tension aux six nœuds critiques de la région sud lors des contingences critiques.....	109
Figure 4.28 Evolution de la tension aux six nœuds critiques de la région sud avec connexion des SVC suite au déclenchement de la ligne Biskra-Ain Beida 400 kV.....	110
Figure 4.29 Evolution de la tension aux six nœuds critiques de la région sud avec connexion des SVC suite au déclenchement de deux lignes Biskra-Ain Beida et Biskra-Barika.....	111
Figure 4.30 Evolution de la tension aux six nœuds critiques de la région sud avec connexion des SVC suite au déclenchement de trois lignes Biskra-Ain Beida, Biskra-Barika et Biskra-Batna.....	111

Figure 5.1 Etat du réseau électrique Turc avant le blackout.....	117
Figure 5.2 Evolution des phases de blackout.....	117
Figure 5.3 Liste d'évènements de blackout de la Turquie du 31/03/2015.....	118
Figure 5.4 Evolution de la fréquence durant le blackout.....	119
Figure 5.5 mécanisme d'évolution de stabilité de la fréquence.....	119
Figure 5.6 Etat de déséquilibre dans chaque zone du réseau.....	120
Figure 5.7 Principe de fonctionnement de l'algorithme proposé.....	123
Figure 5.8 Organigramme de la méthodologie de l'algorithme proposé.....	125
Figure 5.9 Schéma unifilaire d'une partie du système de test.....	127
Figure.5.10 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé dans le poste 1 sans contrôleur SVC.....	128
Figure 5.11 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé dans le poste 8 sans contrôleur SVC.....	129
Figure5.12 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé dans le poste 9 sans contrôleur SVC.....	129
Figure.5.13 Injection de puissance réactive requise à partir du contrôleur SVC.....	131
Figure.5.14 tensions de bus des lignes d'interconnexion avant et après la connexion du contrôleur SVC.....	131
Figure.5.15 Trajectoire de l'impédance vue par le relais de distance situé au poste 1 avant et après la connexion du contrôleur SVC.....	132
Figure.5.16 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé au poste 8 avant et après la connexion du contrôleur SVC.....	132
Figure.5.17 Trajectoire d'impédance vue par le relais de distance situé au poste 9 avant et après la connexion du contrôleur SVC.....	133

Liste des tableaux.

Tableau 1.1 Principales pannes qui touche le monde ces dernières années.....	15
Tableau 1.2 Impacts des blackouts électriques.....	15
Tableau 1.3 Période de chaque phase des blackouts analysés.....	16
Tableau 1.4 Evénements initiaux des blackouts analysés.....	16
Tableau 1.5 Mécanismes de développement des blackouts analysés.....	17
Tableau 1.6 plan de délestage à minimum de fréquence.....	22
Tableau 1.7 Ilotage par minimum de fréquence.....	22
Tableau 1.8 délestage sur la base de transit de puissance active.....	23
Tableau 4.1 Puissances maximales appelées mensuelles année 2012 (Pointe Soir).....	79
Tableau 4.2 Prévisions de disponibilité du parc de production du réseau national pour le troisième semestre 2012.....	79
Tableau 4.3 Limites de l'amplitude de la tension en régime permanent.....	83
Tableau 4.4 : Puissance réactive générée par les groupes de la région Sud.....	86
Tableau 4.5 : La puissance réactive générée par les groupes de la région Sud.....	87
Tableau 4.6 : La puissance réactive générée par les groupes de la région Sud.....	88
Tableau 4.7 : La puissance réactive générée par les groupes de la région Sud.....	89
Tableau 4.8 Puissance réactive générée par les groupes de la région Sud.....	90
Tableau 4.9 Résultats de L'analyse de l'écroulement de tension en fonctionnement normal et dynamique.....	90
Tableau 4.10 : Situation du réseau Sud Est avec la réalisation de l'injecteur de Biskra.....	91
Tableau 4.11 : Situation du réseau Sud Est avec la réalisation de quatre TG au niveau du poste d'El Oued et de l'injecteur de Biskra.....	92
Tableau 4.12 : Situation du réseau Sud Est avec la réalisation de quatre TG au niveau du poste d'El Oued et d'une ligne H.M. Ouest-Touggourt.....	92
Table 4.13 Marge de stabilité statique de tension pour différents nœuds de la région Sud-Est	94

Tableau 4.14: la marge de la stabilité statique de tension pour différents nœuds de la région Sud-Est avant et après l'installation des SVC.....	97
Tableau 4.15 : Niveau de la demande et de la puissance disponible par région en situation pointe été 2012.....	98
Tableau 4.16 : Application de la règle de sécurité N-1 sur les lignes du réseau considère.....	99
Tableau 4.17 : transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie.....	103
Tableau 4.18 : transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie.....	105
Tableau 4.19 : Transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie.....	106
Tableau 4.20 : Transits de puissance sur les lignes d'interconnexion Algérie-Maroc et Algérie-Tunisie.....	107
Tableau 5.1 : Limites dynamiques de l'amplitude de la tension dans les nœuds du réseau.....	124

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

Sonelgaz : Société nationale de l'électricité et du gaz

FACTS : Flexible Alternative Current Transmission System

WAMS : Wide Area Measurement System

PMU : Phasor Measurement Unit

GTO : Gate turn-off

SVC : Static Var Compensator

STATCOM : STATic COMpensator

TCSC : Thyristors Controlled Series Compensator

SSSC : Synchronous Source Series Compensator

SPS : Static Phase Shifters

UPFC : Unified Power Flow Controler

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition

GPS: Global Positioning System

MIT : Massachusetts Institute of Technology

THT : très haute tension

MT : moyenne tension

BT : Basse tension

IHM : Interface homme-machine .

RTU : Remote Terminal Unit

MTU : Master Terminal Unit

PDC : Phasor Data Concentrator

VDU: visual display unit

LAN: Local Area Network

TT : Transformateur de mesure des tensions

TC : Transformateur de mesure des courants

Xc : reactance d'un condensateur

QSVc : La puissance réactive du SVC

TSC : Thyristor Switched Capacitor

TCR : (Thyristor Controlled Reactor

TSSC : Condensateur série commuté par thyristors

CESI : Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano

UNPEDE : International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy

PV : courbe Puissance active-Voltage

QV : courbe puissance réactive- Voltage

TG : turbine à gaz

IMA : Interconnexion Maroc- Algérie

ITA : Interconnexion Tunisie – Algérie

SKS: Shariket Kahraba Skikda

SKH : Shariket Kahraba Hadjret En Nous

Symboles

Ur : réglage de la tension

Un : tension nominale

T : temps

U_{lim} : la limite de la tension

δ_{lim} : la limite de l'angle de transport

X : reactance de la ligne de transmission

Z : impédance de la ligne de transmission

R : résistance de la ligne de transmission

S: puissance apparente

P: puissance Active

Q : puissance réactive

R_{ch} : résistance de la charge

L : inductance

α : l'angle d'amorçage des thyristors

B_{Leff} : susceptance effective du TCR.

$U_{réf}$: tension de référence

U_{cmax} : la limite maximale de réglage de la tension de la partie capacitive du SVC

I_{cmax} : la limite maximale de réglage du courant de la partie capacitive du SVC

U_{Lmax} : la limite maximale de réglage de la tension de la partie inductive du SVC

I_{Lmax} : la limite maximale de réglage du courant de la partie inductive du SVC

Y_{SVC} : admittance shunt du SVC

b_{SVC} : susceptance équivalente du SVC

B_L : susceptance de l'inductance

B_c : susceptance de la capacité

P_i^F : injection équivalente de puissance active avec le SVC au nœud i

Q_i^F : injections équivalentes de puissances réactive avec le SVC au nœud i

K : degré ou le taux de la compensation série,

Q_c : puissance réactive fournie par le compensateur série

X_{TCSC} : réactance apparente du TCSC

E_q : l'équilibre entre les puissances générée et consommée dans un réseau électrique.

Résumé :

Aujourd'hui, avec l'augmentation continue de la demande d'électricité, la croissance des interconnexions entre pays et la montée en puissance des ressources énergétiques distribuées, les marges de sécurité des réseaux électriques diminuent et leur exploitation devient plus en plus complexe. En effet, les blackouts électriques qui se sont produits dans le monde ces dernières années sont la conséquence de cette situation. Les systèmes classiques utilisés pour améliorer la sécurité de ces réseaux demeurent insuffisants pour éliminer les différentes perturbations qui peuvent affecter une partie ou tout le réseau. Dans ce contexte, l'objectif principal de cette thèse consiste donc à trouver de nouvelles techniques qui aident les opérateurs à prédire et à éliminer les situations critiques qui vont souvent mener à des blackouts électriques. La première technique développée ici est basée d'abord sur utilisation des systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS). Ensuite un nouvel algorithme, qui est basé sur l'utilisation combinée des systèmes WAMS et SCADA et l'application des dispositifs SVC, est proposé pour empêcher les déclenchements intempestifs des lignes d'interconnexion par le fonctionnement de la zone 3 des protections de distance. Des tests de simulation exécutés sur deux réseaux réels, à savoir le réseau National et le réseau électrique 400 kV de la Turquie, ont démontré la capacité des techniques développées à atténuer le développement des perturbations qui mener à des blackouts électriques.

Mots-clés: Sécurité des réseaux électrique, systèmes FACTS, prévention blackout, systèmes WAMS, système SCADA.

Abstract:

Today, with the continual increase in electricity demand, the growth of interconnections between countries and the rise of distributed energy resources, the safety margins of electricity networks are decreasing and their operation is becoming more complex. Indeed, the electric blackouts that have occurred in the world in recent years are the consequence of this situation. The conventional systems used to improve the security of these networks remain insufficient to eliminate the various disturbances that can affect a part or the whole network. In this context, the main objective of this thesis is to find new techniques that help operators predict and eliminate critical situations that will often lead to electrical blackouts. The first technique developed here is based on the use of flexible AC transmission systems (FACTS). Then a new algorithm, which is based on the combined use of the WAMS/SCADA systems and the application of the SVC devices, is proposed to prevent tripping of the interconnection lines by distance relays zone 3 operations. Simulation tests performed on Algerian and Turkish power systems demonstrated the ability of the developed techniques to mitigate the development of disturbances that lead to electrical blackouts.

Keywords: Electrical network security, FACTS systems, blackout prevention, WAMS system, SCADA system.

ملخص

واليوم ، مع الزيادة المستمرة في الطلب على الكهرباء ، ونمو الترابط بين البلدان ، وارتفاع موارد الطاقة الموزعة ، تتقلص هامش أمان شبكات الكهرباء ، وتصبح عملياتها أكثر تعقيداً. وبالفعل ، فإن الانقطاعات الكهربائية التي حدثت في العالم في السنوات الأخيرة هي نتيجة لهذا الوضع. لا تزال الأنظمة التقليدية المستخدمة لتحسين أمن هذه الشبكات غير كافية للقضاء على الاضطرابات المختلفة التي يمكن أن تؤثر على جزء أو الشبكة بأكملها. في هذا السياق ، الهدف الرئيسي من هذه الأطروحة هو إيجاد تقنيات جديدة تساعد مشغلي الشبكات الكهربائية على التنبؤ وإزالة المواقف الحرجة التي غالباً ما تؤدي إلى انقطاع التيار الكهربائي. تعتمد التقنية الأولى التي تم تطويرها هنا على استخدام الأنظمة المرنة للتيار الكهربائي المتناوب. بعد ذلك تم اقتراح خوارزمية جديدة ، تعتمد على الاستخدام المشترك لأنظمة المرنة للتيار الكهربائي و أنظمة قياس المساحة الواسعة و أنظمة الرقابة الاشرافية و الحصول على البيانات لمنع تعطل خطوط التوصيل ذات الضغط العالي.

اظهرت اختبارات المحاكاة التي أجريت على أنظمة الطاقة الكهربائية في الجزائر وتركيا قدرة التقنيات المتقدمة على التخفيف من حدة الاضطرابات التي تؤدي إلى انقطاع التيار الكهربائي.

كلمات مفتاحية: امن الشبكات الكهربائية. الأنظمة المرنة للتيار الكهربائي. منع انقطاع التيار. أنظمة قياس المساحة الواسعة. و أنظمة الرقابة الاشرافية و الحصول على البيانات.