



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de génie électrique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies
Electrotechnique
Réseau électrique

Réf. :

Présenté et soutenu par :

BOUCHERIT Yassmine

SEBAA Manal

Le : 26 septembre 2020

Analyse et amélioration de la stabilité des réseaux électriques sous l'environnement PSAT

Jury :

Mr	BENMEDDOUR Mostefa	MCA	Université d'appartenance	Président
Mme	BECHA Habiba	MCB	Université d'appartenance	Examineur
Mr	SALHI Ahmed	MCA	Université d'appartenance	Rapporteur

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseau électrique

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Analyse et amélioration de la stabilité
des réseaux électriques sous
l'environnement PSAT**

Présenté par :

BOUCHERIT Yassmine

SEBAA Manal

Avis favorable de l'encadreur :

Dr. SALHI Ahmed

Avis favorable du Président du Jury

Mr. BENMEDDOUR Mostefa

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseau électrique

Thème :
**Analyse et amélioration de la stabilité
des réseaux électriques sous
l'environnement PSAT**

Proposé et Dirigé par : **Dr. SALHI Ahmed**

Dédicace

Je dédie cette graduation à :

Tous(tes) ceux dont je porte fièrement le nom, à ma source de don, de soutien, et à la source de tous mes espoirs : « Mon cher père ».

Mon ange dans la vie, ma plus chère, le sens de l'amour, de l'affection et dont les supplications ont été le secret de mon succès : « Ma chère mère ».

La source de mon bonheur que sont mes frères Mohamed et Larbi, mes sœurs Sarah, Asmaa et Rania pour leur soutien continu et leur encouragement sans fin.

Pour ma famille élargie : Sebaâ et Boucherit, sans exception et chacun par son nom.

Ma copine et compagne de sentier Yasmine.

Tous mes amis ceux qui ont planté dans mon cœur l'amour du travail et tendu la main de l'aide.

Je vous en remercie tous(tes) et je vous en serai reconnaissante toute ma vie.

SEBAA Manal

Dédicace

Je dédie cette graduation :

À tous (tes) ceux dont je porte fièrement le nom, ma source de mes rêves, de soutien, de encouragement et la source de tous mes conseils : « Mon cher père ».

À mon éternelle chère dans ma vie, ma belle rose, ma source de mes soutiens indéfectibles : « Ma chère maman ».

À la source de mon soutien moral et source de joie et de bonheur de ma vie mes chers frères Okba, Mouatez Billah, Ahmed et a prunelle de mes yeux ma chère sœur Samiha.

À ma copine et compagne de sentier Manal.

À mes âmes sœurs je ne saurais citer car la liste est longue, dont les conseils et les encouragements m'ont été précieux.

À tous qui ont laissé une empreinte dans ma vie et éclairé mon chemin.

BOUCHERIT Yasmine

Remerciements

Nous remercions d'abord Dieu qui nous a donné l'intelligence et nous a donné force et patience pendant ces longues années d'étude afin que nous puissions atteindre ce stade pour faire ce travail humble et nous garder en bonne santé pour cette année d'étude.

Nous voudrions exprimer notre profonde gratitude et nos sincères remerciements à notre superviseur **Ms. SALHI Ahmed**, pour nous avoir proposé cette question en premier. Ses précieux conseils, ses conseils avisés, sa patience, ses remarques qu'il nous a données, ses suggestions qui nous ont aidés et le suivi constant tout au long de la préparation de cette mémoire.

Nous tenons également à exprimer notre profonde gratitude et nos remerciements aux membres du jury pour leur évaluation et leur dévouement d'une partie de leur temps à juger cet humble travail. Pour que **Mr. BENMEDDOUR Mostefa** accepte la présidence du jury. Et à Mme. **BECHA Habiba** pour avoir accepté une revue de ce travail.

Nous tenons également à remercier : Chef du Département de génie électrique, Faculté des sciences technologiques, Université de Mohamed Khaider, Biskra **Mr. BOUMAHRAZ Mohamed**.

Nous sommes également heureux d'afficher ce message aujourd'hui avec joie et fierté, mais aussi avec une pointe de nostalgie, nous terminons ce programme d'études et concluons les premiers travaux de recherche.

Au final, je tiens à remercier chaleureusement toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, au développement, à la production et au succès de cette œuvre.

Résumé

Avec l'augmentation de demande d'énergie électrique, nous essayons actuellement d'améliorer la stabilité des réseaux électriques en intégrant les Systèmes de Transmission de Courant Alternatif Flexibles (FACTS). Ces dispositifs récents ont ouvert de nouveaux horizons pour développer plus efficacement des réseaux électriques et améliorer sa stabilité grâce à des procédures précises, continues et rapides sur les différents variables du réseau (tension, l'impédance, l'angle de phase, puissance et la capacité...). Nous ciblons par ce travail l'analyse et l'amélioration la stabilité des réseaux électriques en intégrant les dispositifs FACTS pour l'amélioration du Temps Critique d'Isolement de Défaut (TCID) lorsqu'un défaut apparaît au niveau de la ligne de transport. Nous choisissons le compensateur statique de l'énergie réactive (SVC) et le compensateur statique synchrone (STATCOM) pour découvrir l'étendue de leur impact sur la tension et de la stabilité dynamique du réseau électrique. Il est donc nécessaire de choisir le type de (FACTS) et son emplacement approprié parmi les jeux de barre et avec une détermination précise de ses propres valeurs de consigne au niveau du réseau. Cette étude a été appliquée à deux réseaux de test IEEE 14 et IEEE 30 jeux de barre en utilisant le programme PSAT.

Mots clés : Réseaux électriques, Stabilité dynamique, Tension, Compensateur statique (SVC), Compensateur statique synchrone (STATCOM), Systèmes de Transmission de Courant Alternatif Flexibles (FACTS), Temps Critique d'Isolement de Défaut (TCID).

ملخص

مع زيادة الطلب على الطاقة الكهربائية نسعى في وقتنا الحالي إلى تحسين استقرار الشبكات الكهربائية من خلال دمج الأنظمة المرنة ذات التيار المتناوب (FACTS)، هذه الأجهزة الحديثة فتحت آفاقاً جديدة لتطوير كفاءة الشبكات الكهربائية وتحسين استقرارها من خلال إجراءات دقيقة، مستمرة وسريعة على قيم المتغيرات الخاصة بالشبكة (الجهد، الممانعة، زاوية الطور، الاستطاعة، السعة ...). نسعى في هذا العمل إلى تحليل وتحسين استقرار الشبكة الكهربائية وذلك بإقحام الأجهزة المرنة (FACTS). من أجل تحسين وقت عزل الخطأ الحرج (TCID) عند حدوث عطل ما على مستوى خط نقل كهربائي معين نختار المعوضات الثابتة للطاقة المتفاعلة (SVC) والمكثف الثابت (STATCOM) ومعرفة مدى تأثيرهما على الجهد وعلى الاستقرار الديناميكي للنظام، لذلك يجب اختيار نوع (FACTS) ومكانها المناسب من بين قضبان التجميع وتحديد دقيق لقيمها الخاصة على مستوى الشبكة، تم تطبيق هذه الدراسة على شبكتين اختباريتين IEEE 14 و IEEE 30 قضبان تجميع وذلك باستعمال برنامج PSAT.

الكلمات المفتاحية : الشبكات الكهربائية، الاستقرار الديناميكي، الجهد، المعوض الثابت للطاقة المتفاعلة (SVC)، المكثف الثابت (STATCOM)، الأنظمة المرنة ذات التيار المتناوب (FACTS)، الزمن الحرج لإزالة العطب (TCID).

Abstract

With the increasing demand for electrical energy, we are Currently trying to improve the stability of electrical networks by integrating the Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS). These recent devices have opened up new horizons for developing more effective electricity networks and improving their stability due to procedures precise, continuous and fast on the different variables of network (voltage, impedance, phase angle, power and capacity...). We are targeting through this work the analysis and improvement of the stability of electrical networks by integrating FACTS devices for the improvement of Time Critical Isolation Time of Damage (TCID) when a damage appears on the transmission line. We choose the Static Var Compensator (SVC) and the Static Synchronous Compensator (STATCOM) to discover the extent of their impact on the voltage and dynamic stability of the power grid. It is therefore necessary to choose the type of (FACTS) and its appropriate location among the busbars and with a precise determination of its own set values at the network level. This study was applied to two IEEE 14 and IEEE 30 busbar test networks using the PSAT program.

Key words : Power grid, Dynamic stability, Voltage, Static Var Compensator (SVC), Static Synchronous Compensator (STATCOM), Flexible Alternatif Current Transmission Systems (FACTS), Time Critical Isolation Time of Damage (TCID).

Table des matières

Remerciements.....	I
Résumé.....	II
ملخص.....	III
Abstract.....	IV
Table des matières	V
Liste des tableaux	X
Liste des figures	XII
Liste des abréviations	XV
Liste des symboles	XVII
Introduction général	1

CHAPITRE I : MODELISATION DU SYSTEME ENERGETIQUE

I.1 Introduction.....	3
I.2 Classification du réseau électrique.....	3
I.2.1 Classification selon la fonction	3
I.2.1.1 La production.....	3
I.2.1.2 Le transport.....	3
I.2.1.3 La distribution.....	4
I.2.2 Classification selon la structure.....	5
I.2.2.1 Réseau maillé.....	5
I.2.2.2 Réseau bouclé	5
I.2.2.3 Réseau radial.....	5
I.3 Modélisation des différents éléments du réseau électrique.....	5
I.3.1 Modèle du générateur.....	6
I.3.2 Système de transmission de l'énergie (lignes, transformateur).....	6
I.3.2.1 Lignes	6
I.3.2.2 Transformateur	7
I.3.3 La charge	7
I.4 Transformation de Park.....	8
I.5 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park	9
I.5.1 Equation électrique et magnétique	10
I.5.1.1 Equation électrique	10

I.5.1.2 Equation de flux.....	11
I.5.2 Equation mécanique	12
I.6 Écoulement de puissance	13
I.6.1 Classification des jeux de barres	14
I.6.1.1 Jeu de barres de charges (PQ).....	14
I.6.1.2 Jeu de barres de génération (PV).....	14
I.6.1.3 Jeu de barre de référence	14
I.6.2 Classification des variables de l'écoulement de puissance	14
I.6.2.1 Variables de perturbation.....	15
I.6.2.2 Variables d'état.....	15
I.6.2.3 Variables de contrôle	15
I.7 Méthode de Newton-Raphson.....	15
I.8 Conclusion	15

CHAPITRE II : STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUE

II.1 Introduction	16
II.2 Nécessité d'étude de la stabilité.....	16
II.3 La stabilité des réseaux électriques	17
II.4 Types de stabilité	17
II.4.1 Classification de la Stabilité d'un système électro-énergétique	17
II.4.1.1 Stabilité statique (régime permanent)	17
II.4.1.2 Stabilité dynamique.....	17
II.4.1.3 La stabilité transitoire.....	18
II.4.2 Classification de la stabilité de réseau d'énergie électrique	18
II.4.2.1 La stabilité angulaire	19
II.4.2.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (en petits signaux).....	19
II.4.2.1.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations.....	19
II.4.2.2 Stabilité de la tension	20
II.4.2.3 La stabilité de fréquence	22
II.5 Les causes d'instabilité.....	22
II.5.1 Blackouts électriques	22
II.5.1.1 Impact des blackouts	23
II.5.1.2 Phases d'évolution des blackouts	24
II.5.1.3 Mécanismes de développement des blackouts	25

II.6 Amélioration de la stabilité.....	26
II.6.1 Amélioration de la stabilité par les techniques classiques	26
II.6.2 Amélioration de la stabilité par les techniques modernes.....	27
II.7 Conclusion	27

CHAPITRE III : LES SYSTEMES DE TRANSMISSION A COURANT ALTERNATIF FLEXIBLES

III.1 Introduction	28
III.2 Motivation des FACTS	28
III.3 Définition des FACTS.....	28
III.4 Différentes catégories des FACTS	29
III.4.1 Compensateurs séries	31
III.4.1.1 TCSC (Compensateur série commandé par thyristor)	31
III.4.1.2 SSSC (Compensateur série synchrone)	32
III.4.2 Compensateurs shunts	33
III.4.2.1 STATCOM (Compensateur statique synchrone).....	33
III.4.2.2 SVC (Compensateur statique de puissance réactive).....	34
III.4.2.2.1 TCR (Réactance commandées par thyristor)	35
III.4.2.2.2 TSC (Condensateur commandés par thyristor)	35
III.4.2.3 Caractéristique de fonctionnement du SVC.....	35
III.4.2.4 Comparaison entre le SVC et le STATCOM.....	36
III.4.3 Compensateurs hybrides "série-shunt"	37
III.4.3.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors	37
III.4.3.1.1 TCPAR (Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor).....	37
III.4.3.2 Compensateurs hybrides à base de thyristors GTO	38
III.4.3.2.1 IPFC (Contrôleur de transit de puissance interligne).....	38
III.4.3.2.2 UPFC (Contrôleur de transit de puissance universel)	38
III.4.4 Nécessité des dispositifs FACTS.....	39
III.5 Comparaison des FACTS les plus utilisés	40
III.6 Les avantages des dispositifs FACTS	40
III.7 Les inconvénients des dispositifs FACTS.....	41
III.8 Conclusion.....	41

CHAPITRE IV : TEST, SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

IV.1 Introduction.....	42
IV.2 Description générale de l'étude	42
IV.3 Qu'est ce qu'est le PSAT	42
IV.4 Manipulation avec PSAT	43
IV.5 Pourquoi le choix de PSAT.....	44
IV.6 Comment charger un modèle du réseau dans PSAT.....	45
IV.7 Le Temps Critique d'Isolément le Défaut (TCID).....	45
IV.8 Méthode d'analyse de la stabilité dynamique du réseau électrique	46
IV.9 Analyse de la stabilité dynamique du réseau IEEE 14 JB sans et avec intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM).....	47
IV.9.1 Réseaux test : Réseau IEEE 14 JB	47
IV.9.2 Caractéristique du modèle du réseau IEEE 14 JB.....	47
IV.9.3 La stabilité du réseau électrique IEEE 14 JB à l'état initial.....	48
IV.9.4 Analyse de l'emplacement optimal du FACTS (SVC et STATCOM) du réseau IEEE 14 JB	49
IV.9.4.1 Détermination du jeu de barre de faible module de tension du réseau IEEE 14 JB.....	49
IV.9.4.2 Détermination du jeu de barre le plus sensible du réseau IEEE 14 JB.....	49
IV.9.5 Détermination du TCID au niveau des lignes à l'état initial du réseau 14 JB	51
IV.9.6 Analyse du réseau IEEE 14 JB avec les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM).....	52
IV.9.6.1 Analyse du réseau IEEE 14 JB avec SVC	52
IV.9.6.2 Analyse du réseau IEEE 14 JB avec STATCOM.....	54
IV.9.7 La comparaison entre les deux types d'analyse avec SVC et STATCOM du réseau IEEE 14 JB	55
IV.9.7.1 La comparaison entre les profils des modules de tension avant et après compensation SVC et STATCOM du réseau dynamique IEEE 14 JB.....	55
IV.9.7.2 Comparaison entre le TCID avant et après compensation SVC et STATCOM du réseau dynamique IEEE 14 JB.....	56
IV.10 Analyse de la stabilité dynamique du réseau IEEE 30 JB sans et avec intégration de dispositif FACTS (SVC et STATCOM).....	57
IV.10.1 Schéma descriptif du réseaux test : Réseau IEEE 30 JB.....	57
IV.10.2 Caractéristique du modèle du réseau IEEE 30 JB.....	57
IV.10.3 Stabilité du réseau électrique IEEE 30 JB à l'état initial	59

IV.10.4 Analyse de l'emplacement optimal du FACTS (SVC et STATCOM) du réseau IEEE 30 JB	59
IV.10.4.1 Détermination du jeu de barre de faible module de tension du réseau IEEE 30 JB	59
IV.10.4.2 Détermination du jeu de barre le plus sensible du réseau IEEE 30 JB.....	60
IV.10.5 Détermination du TCID au niveau des lignes à l'état initial du réseau 30 JB	60
IV.10.5.1 Détermination du TCID des tous lignes à l'état initial du réseau 30 JB au niveau de tension « 132 KV »	60
IV.10.5.2 Détermination du TCID de toutes les lignes à l'état initial du réseau 30 JB au niveau de tension « 33 KV »	61
IV.10.6 Analyse du réseau IEEE 30 JB avec les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM).....	62
IV.10.7 Détermination de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) du réseau IEEE 30 JB	62
IV.10.7.1 Détermination de l'emplacement optimal du dispositif FACTS (SVC et STATCOM) pour le niveau de tension « 132 KV ».....	62
IV.10.7.2 Détermination de l'emplacement optimal de l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) pour le niveau de tension « 33 KV ».....	66
IV.10.8 Comparaison entre les profiles des modules de tension avant et après la compensation avec SVC et STATCOM du réseau dynamique IEEE 30 JB	69
IV.11 Détermination du TCID pour les lignes liées aux centrales électriques des réseaux dynamique IEEE 14 JB et IEEE 30 JB.	70
IV.12 Conclusion	71
Conclusion général	72
Bibliographie	XVIII
Annexe	XXIII

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Classification et numérotation des jeux de barres.....	14
Tableau II.1 : Principales pannes qui touche le monde ces dernières années	23
Tableau II.2 : Impacts des blackouts électriques.....	23
Tableau II.3 : Période de chaque phase des blackouts analysés.....	24
Tableau II.4 : Les événements initiaux des blackouts analysés	25
Tableau II.5 : Mécanismes de développement des blackouts analysés.....	26
Tableau III.1 : Le role des différents dispositifs FACTS	39
Tableau III.2 : La comparaison entre les dispositifs FACTS les plus utilisés	40
Tableau IV.1 : Les caractéristiques de modèle d'étude (réseau dynamique IEEE 14 JB).....	47
Tableau IV.2 : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau IEEE 14 JB	47
Tableau IV.3 : Résultat de l'EP à la marge de stabilité du réseau IEEE 14 JB	50
Tableau IV.4 : Le pourcentage de la variation de la tension par rapport à l'état initial.....	50
Tableau IV.5 : Détermination du TCID des lignes à l'état initial du réseau IEEE 14 JB.....	51
Tableau IV.6 : Influence des limites de la susceptance du SVC sur le TCID pour le réseau IEEE 14 JB.....	53
Tableau IV.7 : Classification le TCID dans déférent marge de courant STATCOM.....	55
Tableau IV.8 : Comparaison entre le TCID avant et après compensation (SVC, STATCOM) du réseau dynamique IEEE14 JB	56
Tableau IV.9 : Les caractéristiques de modèle d'étude (réseau dynamique IEEE 30 JB).....	57
Tableau IV.10 : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau IEEE 30 JB.....	58
Tableau IV.11: Détermination du TCID des lignes à l'état initial du réseau IEEE 30 JB au niveau de tension 132 KV	60
Tableau IV.12 : Détermination du TCID des lignes à l'état initial du réseau IEEE 30 JB au niveau de tension 33 KV	61
Tableau IV.13 : L'influence des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) au niveau des JB de tension 132 KV – défaut sur la ligne (2-6).....	62
Tableau IV.14 : L'influence des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) au niveau des JB de tension 33 KV – défaut sur la ligne (10-20).....	62
Tableau IV.15 : Classification du TCID (défaut sur la ligne (2-6)) après l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) – niveau de tension 132 KV	63
Tableau IV.16 : Classification du TCID – défaut sur la ligne (10-20) après l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) aux différents JB de niveau de tension 33 KV	66

Tableau IV.17 : Détermination du TCID des lignes liées aux centrales électriques du réseau IEEE 14 JB.....	70
Tableau IV.18 : Détermination du TCID des lignes liées aux centrales électriques du réseau IEEE 30 JB.....	70

Liste des figures

Figure I.1 : Schéma de principe de la production, du transport et de la distribution de l'électricité	4
Figure I.2 : Représentation simplifiée d'une machine synchrone.....	6
Figure I.3 : Modèles en π des lignes.....	7
Figure I.4 : Modèle simplifié du transformateur	7
Figure I.5 : Modèle d'une charge électrique	8
Figure I.6 : Passage dans le référentiel tournant de la composante équilibré direct	8
Figure I.7 : Modélisation de la machine synchrone triphasée.....	9
Figure I.8 : Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park.....	10
Figure II.1 : Classification des différents types de la stabilité de système de puissance	18
Figure II.2 : Variation d'angle de rotor	20
Figure II.3 : Perturbations de tension dans les réseaux	21
Figure II.4 : Temps caractéristiques des principales perturbations d'un réseau électrique	22
Figure II.5 : Phases d'évolution des blackouts électriques	24
Figure III.1 : Schéma du TCSC.....	31
Figure III.2 : Compensation série (diagramme vectoriel de Fresnel)	32
Figure III.3 : Schéma de base du SSSC	32
Figure III.4 : Schéma de base du STATCOM.....	33
Figure III.5 : Diagramme vectoriel de STATCOM.....	34
Figure III.6 : Schéma du SVC.....	35
Figure III.7 : Caractéristique de fonctionnement d'un SVC	36
Figure III.8 : Caractéristique tension courant V-I a. STATCOM b. SVC	37
Figure III.9 : Schéma du TCPAR	38
Figure III.10 : Schéma de l'IPFC	38
Figure III.11 : Schéma de l'UPFC	39
Figure IV.1 : Interface graphique du PSAT	43
Figure IV.2 : Fenêtre d'accueil du PSAT.....	44
Figure IV.3 : Bibliothèque de simulink.....	44
Figure IV.4 : Chaque composant de la bibliothèque de simulink	45
Figure IV.5 : Chargement du fichier de données	45
Figure IV.6 : Représentation du réseau IEEE 14 JB à l'état initial.....	47

Figure IV.7 : Les angles internes des machines pour tous les générateurs du réseau dynamique IEEE 14 JB à l'état initial.....	48
Figure IV.8 : Profile de tension du réseau dynamique IEEE 14 JB à l'état initial	49
Figure IV.9 : Profile du module de la tension à l'état initial et à la marge de stabilité du réseau IEEE 14 JB.....	50
Figure IV.10 : Caractéristique PV au niveau des nœuds critiques du réseau IEEE 14 JB	51
Figure IV.11 : Les courbes de l'angle interne pour tous les générateurs du réseau dynamique IEEE 14 JB avant, pendant et après l'apparition du défaut	52
Figure IV.12 : Réseau IEEE 14 JB en présence d'un défaut et d'un compensateur SVC au JB-14.....	53
Figure IV.13 : Les courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 14 JB en présence du défaut et avec SVC au JB-14.....	54
Figure IV.14 : Réseau IEEE 14 JB en présence d'un défaut et d'un compensateur STATCOM au JB-14	54
Figure IV.15 : Les courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 14 JB en présence du défaut et avec STATCOM au JB-14	55
Figure IV.16 : Le profile des modules de tension d'un réseau statique IEEE 14 JB à l'état initial et après la compensation (SVC, STATCOM) au JB-14	56
Figure IV.17 : Représentation du réseau dynamique IEEE 30 JB par le logiciel PSAT	57
Figure IV.18 : Les angles internes des machines pour tous les générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB à l'état initial.....	59
Figure IV.19 : Profile de tension du réseau dynamique IEEE 30 JB à l'état initial	59
Figure IV.20 : Réseau IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (2-6) et d'un compensateur SVC au JB-14.....	64
Figure IV.21 : Courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (2-6) et avec SVC au JB-14	64
Figure IV.22 : Réseau IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (2-6) et d'un compensateur STATCOM au JB-4	65
Figure IV.23 : Courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB en présence du défaut sur la ligne (2-6) et avec STATCOM au JB-4	65
Figure IV.24 : Réseau IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (10-20) et d'un compensateur SVC au JB-27.....	67
Figure IV.25 : Courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB en présence du défaut sur la ligne (10-20) et avec SVC au JB-27.....	67

Figure IV.26 : Réseau IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (10-20) et d'un compensateur STATCOM au JB-27	68
Figure IV.27 : Courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB en présence du défaut sur la ligne (10-20) et avec STATCOM au JB-27	68
Figure IV.28 : Le profile des modules de tension d'un réseau statique IEEE 30 JB à l'état initial et après la compensation (SVC, STATCOM) au JB-30 et JB-26	69

Liste des abréviations

HTA :	Moyenne tension.
BT :	Basse tension.
HTB :	Haut tension.
JB :	Jeu de barre.
NR :	Newton-Raphson.
DC :	Courant direct.
AC :	Courant alternatif.
F.E.M :	Force électromotrice
p.u :	Unité relative.
KV :	Kilo Volts.
sec :	Seconde.
rad :	Radian.
HZ :	Hertz.
MVA :	Méga volts ampères.
IGBT :	Transistor bipolaire a grille isolée.
SVC :	Compensateur statique de puissance réactive.
STATCOM :	Compensateur statique synchrone.
TCSC :	Compensateur série commandé par thyristor.
UPFC :	Contrôleur de transit de puissance universel.
IPFC :	Contrôleur de transit de puissance interligne
SSSC :	Compensateur série synchrone.
TCPR :	Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor.
TCVR :	Régulateur de tension commandé par thyristor.
IEEE :	Institut des ingénieurs en électricité et en électronique.
FACTS :	Les systèmes de transmission à courant alternatif flexibles.
GTO :	Compensateurs série à base de thyristors.
DVR :	Restaurateur de tension dynamique.
TSC :	Condensateur commandés par thyristor.
TCR :	Réactance commandées par thyristor.
PSS :	Stabilisateur de système de puissance.
EPRI :	Institut de recherche sur l'énergie électrique.
IPFC :	Contrôleur de transit de puissance interligne.

HVDC :	Courant continu en haute tension.
MATLAB :	Matrice-Laboratoire.
PSAT :	La boîte à outils d'analyse des réseaux électrique.
EP :	Ecoulement de puissance.
TCID :	Temps critique d'isolement le défaut.
AVR :	Régulateur automatique de tension.
CPF :	l'écoulement de puissance continue.

Liste des Symboles

E' :	F.E.M transitoire de la machine synchrone.
V_s :	La tension aux bornes de la machine.
I_s :	Le courant de la machine.
r_a :	La résistance statorique de la machine.
X'_d :	La réactance transitoire de la machine.
r_{ij} :	La résistance série de la ligne.
x_{ij} :	La réactance inductive série de la ligne.
y_{ij} :	L'admittance de la branche i-j.
$\frac{b_{ij0}}{2}$:	La réactance capacitive parallèle de la ligne.
T :	Le rapport de transformation.
S_{Li} :	La puissance complexe de la charge.
P_{Li} :	La puissance active.
Q_{Li} :	La puissance réactive.
V_a, V_b, V_c :	La tension statorique de la phase a, b et c.
d, q :	Composantes de Park (lié au rotor) directe et quadrature.
α, β :	Référentielle fixe lié au stator.
K :	La matrice de transformation de Park.
K^{-1} :	La matrice inverse de la matrice de Park.
k^T :	La matrice transposée de la matrice de Park.
a, b, c :	Axes liés aux les enroulements triphasés.
D :	Coefficient d'amortissement.
Q :	Enroulement amortisseur transversal.
f :	Enroulement inducteur (excitation).
i_d, i_q :	Composantes directe et en quadrature des courants statoriques.
V_d, V_q :	Composantes directe et en quadrature de la tension terminale.
θ :	Position angulaire du rotor par rapport au stator.
p :	Nombre de paires de pôles.
i_f :	Courant rotorique du circuit d'alimentation.
V_f :	Tension d'excitation.
i_{kd}, i_{kq} :	Composantes directe et en quadrature des courants des circuits d'amortissement.

ω_r :	Vitesse de synchronisme du rotor.
C_m :	Couple mécanique.
r_s :	Résistances de l'enroulement a, b, c.
r_f, r_{kd}, r_{kq} :	Résistance de l'inducteur, de l'amortissement d'axe d, de l'amortissement d'axe q.
ϕ_i :	Flux d'enroulement traversant l'enroulement i.
$V_D = V_Q$:	Les enroulements amortisseurs sont court-circuités.
M_f, M_{kd}, M_{kq} :	L'inductance mutuelle.
L_i :	Inductance propre de l'enroulement i.
R_s :	La Résistance d'une phase statorique.
δ :	L'angle interne de la machine synchrone.
T_m :	Le couple mécanique fourni par la turbine, en pu.
T_e :	Le couple électromagnétique associée à la puissance électrique produite du générateur.
T_a :	Le couple d'accélération.
J :	Le Moment d'inertie des masses tournantes.
P_m :	La puissance mécanique fournie à la machine.
P_e :	La puissance électrique fournie par la machine.
D :	Le coefficient d'amortissement.
P_a :	La puissance d'amortissement.
S_{mach} :	La puissance apparente nominale de la machine.
KE :	L'énergie cinétique à la vitesse de synchronisme.
H :	La constante d'inertie.
$ V $:	L'amplitude de la tension.
P_G :	La puissance active généré.
Q_G :	La puissance active généré.
P_D :	La puissance active demandée.
Q_D :	La puissance réactive demandée.
$ V_K $:	L'amplitude de la tension au nœud k.
P_K :	La puissance active injecté au nœud k.
Q_K :	La puissance réactive injecté au nœud k.
δ_k :	Angle de phase au nœud k.
S_i :	La puissance apparente injectée au nœud i.
P_i :	La puissance active injectée au nœud i.
Q_i :	La puissance réactive injectée au nœud i.

V_i :	La tension au nœud i .
I_i^* :	Le conjugué de la courant au nœud i
Cas1 :	Instabilité de première oscillation.
Cas2 :	Instabilité de multi-oscillations.
X_L :	L'impédance du l'inductance du TCSC.
X_C :	L'impédance du condensateur du TCSC.
k :	Le degré de compensation.
X_{TCSC}	La réactance équivalente du TCSC.
X_{eff} :	La réactance effective d'une ligne munie TCSC.
V_{sh} :	La tension (shunt) injectée par le STATCOM.
I_{sh} :	Le courant (shunt) injecté par le STATCOM.
$X_{C\ SVC}$:	Condensateur de réactance du SVC.
$X_{L\ SVC}$:	Réactance inductive du SVC.
Q_{SVC} :	La puissance réactive du compensateur statique (SVC) (absorbé ou généré Q).
U_0 :	La tension à la sortie du SVC.
$U_{réf}$:	La 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.
V :	Tension.
λ_{max} :	le facteur de charge maximal.
Q_{gen} :	La puissance réactive des générateurs.
P_{gen} :	La puissance active des générateurs.
Q_{charge} :	La puissance réactive de la charge.
P_{charge} :	La puissance active de la charge.
B_{max} :	Susceptance maximal au niveau SVC.
B_{min} :	Susceptance minimal au niveau SVC.
I_{max} :	Le courant maximal au niveau STATCOM.
I_{min} :	Le courant minimal au niveau STATCOM.

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Depuis le début du siècle dernier, le monde a connu un développement remarquable dans les domaines de l'industrie et de l'énergie. La révolution industrielle européenne en a été le berceau de ce développement ce qui a conduit à l'augmentation de la demande mondiale continue et rapide plus en plus d'électricité. Le développement des réseaux électriques de transport et la croissance de leur interconnexion entre pays constituent des solutions pour faire face à l'augmentation accélérée de la demande en énergie électrique. Cependant, ces alternatives conduisent à l'augmentation de transit de puissance sur les lignes de transport, dégradation du profile de la tension et le réseau devient plus sensible aux perturbations ce qui conduit à la diminution des marges de sécurité des réseaux électriques avec une exploitation plus complexe. Ces perturbations peuvent engendrer dans certains cas la mise hors service du réseau électrique signalant ainsi un blackout. En effet, les blackouts électriques qui se sont produits dans le monde ces dernières années sont la conséquence de cette situation, ce qui a amené les exploiters des réseaux électriques à envisager des solutions et des stratégies durables pour réduire les effets des perturbations et garder un réseau électrique stable. L'amélioration de la stabilité des réseaux électriques constitue une préoccupation importante pour l'opérateur système, cela est accompli en passant par l'amélioration du contrôle du réseau électrique en lui apportant de la flexibilité utilisant des nouveaux systèmes de contrôle et en lui permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences. Parmi les éléments qui permettent ce contrôle amélioré des réseaux électriques sont les dispositifs FACTS (les Systèmes de Transmission à Courant Alternatif Flexibles). Ces dispositifs FACTS sont basé sur les éléments d'électronique de puissance utilisés pour accroître la contrôlabilité et à augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Ils donnent aussi la possibilité d'augmenter la capacité de transfert de la puissance d'une région à une autre en agissant sur le profile de la tension. Ils limitent aussi les effets des défauts et stabilisent le comportement des réseaux électriques.

Dans le cadre du problème exposé précédemment, le sujet de notre recherche s'intéresse à l'analyse et l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques sous l'environnement du logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox) sous conception MATLAB. L'amélioration de la stabilité du réseau électrique est accompli avec l'intégration des systèmes FACTS en se référant à l'indice qui est : TCID (Temps Critique Isolement de Défaut) pour un défaut sur une ligne quelconque (défaut triphasé à la terre comme un défaut sévère). Parmi ces dispositifs FACTS, notre choix s'est porté sur les compensateurs shunts SVC et STACTCOM pour l'amélioration de

Introduction générale

la stabilité du réseau électrique. Cette étude est appliquée sur des réseaux IEEE 14 et IEEE 30 JB. Pour atteindre cet objectif de recherche, ce mémoire est organisé en quatre chapitres :

- Dans le premier chapitre on expose et on présente des généralités sur des réseaux électriques, ses différentes structures ainsi que la modélisation des éléments le constituant, nous présentons la modélisation de la machine synchrone dans le repère de Park et un aperçu de la méthode de Newton-Raphson.
- Le deuxième chapitre est consacré à l'étude de la stabilité des réseaux électriques, les différents types de la stabilité et leurs caractéristiques. Un bref historique sur quelques blackouts qui affectent les réseaux électriques ces dernières années est exposé.
- Quant au troisième chapitre, il traite le concept général des FACTS qui sont largement utilisés dans la compensation de l'énergie réactive. Une classification des différents types de FACTS est illustrée en proposant les principaux dispositifs pour chaque famille.
- Dans le quatrième chapitre, on a mis en évidence l'efficacité des compensations shunt SVC et STATCOM par l'analyse et amélioration de la stabilité des réseaux électriques pour deux systèmes de test IEEE 14 JB et IEEE 30 JB. En analysant le TCID avec et sans compensation, le profile du module de tension et l'effet du changement des paramètres des FACTS, la simulation sur le logiciel PSAT sous MATLAB nous permet de tirer des analyses détaillées et des interprétations des résultats mettant en évidence l'importance de ce travail.

Enfin, on termine notre mémoire par une conclusion générale présentant les perspectives à prévoir.

CHAPITRE I :

MODELISATION DU

SYSTEME ENERGETIQUE

I.1 Introduction

Le réseau électrique est constitué d'un ensemble des infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production tels que les centrales électriques (hydrauliques, thermiques, nucléaires et etc...) jusqu'aux centres de consommation d'électricité (villes, usines et etc...).

Le problème de cette énergie électrique n'étant pas directement stockable pour que nous puissions l'utiliser à tout moment, de plus, le réseau doit assurer les fonctions de maintenir un produit électricité, dans les normes pour garantir un fonctionnement stable. Ce produit d'électricité est caractérisé par :

- Une puissance disponible, fonction des besoins quantitatifs du client.
- Une tension fixe pour maintenir un bon fonctionnement des équipements de la clientèle.
- Qualité de service plus meilleure en limitant le degré de tolérance de différentes perturbations.

L'objectif de ce chapitre est de présenter la structure et la modélisation des réseaux électriques dans le but d'étudier la stabilité principalement, la modélisation des générateurs d'énergie électriques (Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park), les charges électriques, les éléments shunt, les transformateurs et les lignes de transport. Une étude sur l'écoulement de puissance est indispensable pour déterminer l'état de fonctionnement du réseau électrique et pour analyser ou juger la stabilité du système énergétique.

I.2 Classification du réseau électrique

I.2.1 Classification selon la fonction

I.2.1.1 La production

L'énergie électrique est produite dans la centrale électrique à l'aide des générateurs à un niveau de tension $\leq 20\ 000$ Volts. En général, pour des raisons techniques et environnementales, les centrales sont installées dans des endroits éloignés des agglomérations [MON 17].

I.2.1.2 Le transport

Une fois produite, l'électricité doit être acheminée vers les différents lieux d'utilisation. Les lignes de transport à haute tension sont supportées par de grands pylônes d'acier. L'énergie électrique arrive ensuite dans une sous-station (poste de transformation et de répartition), qui converti la haute tension en moyenne tension, avant d'être répartie sur le réseau de distribution.

Cependant, certains centres d'exploitation n'ont pas de lignes de transport. L'énergie électrique est directement acheminée vers le réseau de distribution, après avoir subi une transformation en HTA. Ceci dépend notamment de l'emplacement de la centrale et de la puissance à transiter.

I.2.1.3 La distribution

Des départs de ligne moyenne tension (HTA) partent de la sous-station pour desservir les agglomérations environnantes. La tendance actuelle est la normalisation des tensions (HTA) en 30.000 Volts. Les lignes électriques du réseau de distribution peuvent être aériennes ou souterraines. La moyenne tension (HTA) est ensuite transformée en basse tension (BT) par des postes de transformation (HTA/BT) installés dans différents endroits. Les branchements d'abonnés sont raccordés à partir des lignes de basse tension issues de ces transformateurs. Les tensions sont actuellement normalisées à 230 Volts pour les branchements monophasés, et de 230/400 Volts pour les branchements triphasés [MON 17].

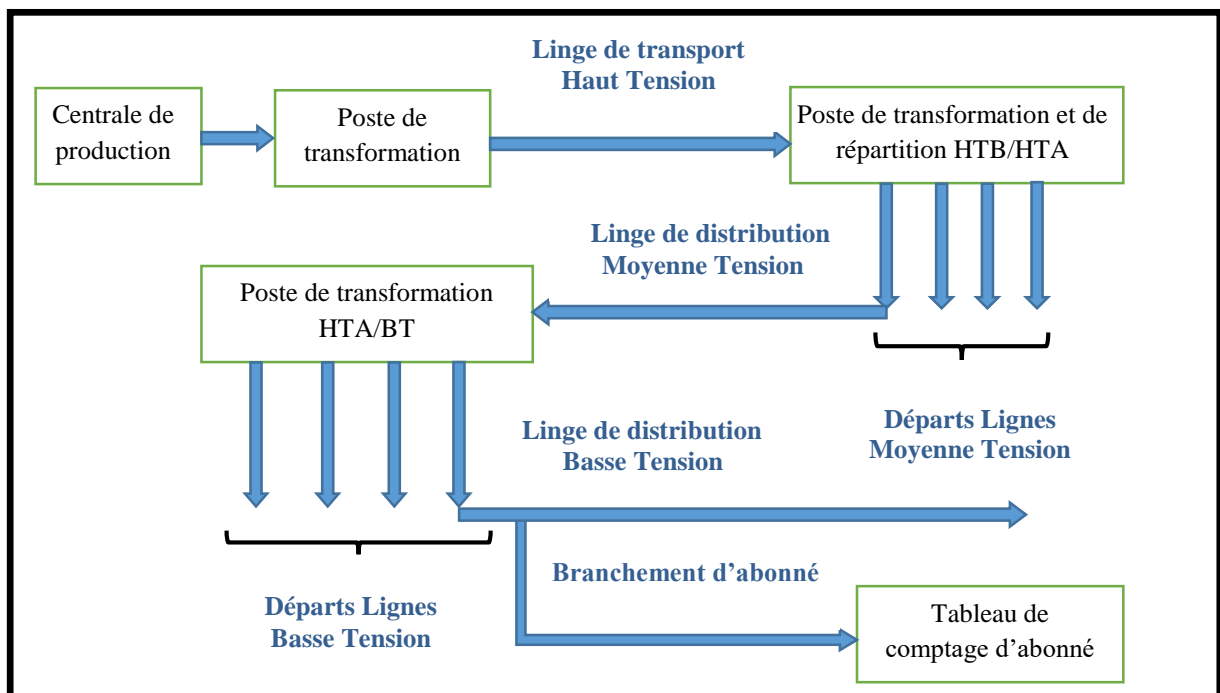


Figure 1.1 : Schéma de principe de la production, du transport et de la distribution de l'électricité

I.2.2 Classification selon la structure

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon les trois types de structures exposées ci-dessous :

I.2.2.1 Réseau maillé

Ce type de réseau offre une fiabilité d'approvisionnement car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Même une défaillance sur plusieurs tronçons n'engendre pas une grosse perturbation.

I.2.2.2 Réseau bouclé

L'assemblage en boucle des lignes permet de mettre hors circuit une partie de la ligne défectueuse grâce à ses points de séparation. L'alimentation électrique est interrompue uniquement dans cette partie jusqu'à la réparation de la panne ; le reste du réseau peut continuer à fonctionner.

I.2.2.3 Réseau radial

Il représente le réseau sous sa forme la plus simple. Les lignes partent d'un point central, par exemple une station de transformation locale, et rayonnent depuis celui-ci. Si une perturbation se produit sur ce type de réseau, l'alimentation électrique de tous les clients rattachés à ce rayon défectueux est interrompue, jusqu'à ce que la panne soit réparée. La panne d'une station de transformation peut paralyser tout un quartier.

I.3 Modélisation des différents éléments du réseau électrique

Le réseau d'énergie électrique étant composé du différent des éléments de l'électricité (des génératrices, des lignes de transport et distribution, les transformateurs et un ensemble des consommateurs, qui constituent les charges de réseau, en outre le réseau comporte également des appareils de protection et de réglage (réglage de la tension, réglage de la fréquence). L'ensemble des systèmes électriques comporte en gros trois sous-systèmes.

- Machine de production (génératrice).
- Système de transmission de l'énergie (lignes, transformateur).
- Utilisation (consommateur).

I.3.1 Modèle du générateur

Un générateur est un système permettant d'obtenir de l'électricité à partir d'une autre forme d'énergie (conversion de l'énergie de la forme mécanique vers la forme électrique). Cependant, les générateurs disposent de plusieurs modèles. Les générateurs sont modélisés dans l'analyse statique comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active injectée au jeu de barre et la tension aux bornes du générateur soient maintenues constantes, il est généralement utilisé la machine synchrone et le diagramme de phase [GAC 19].

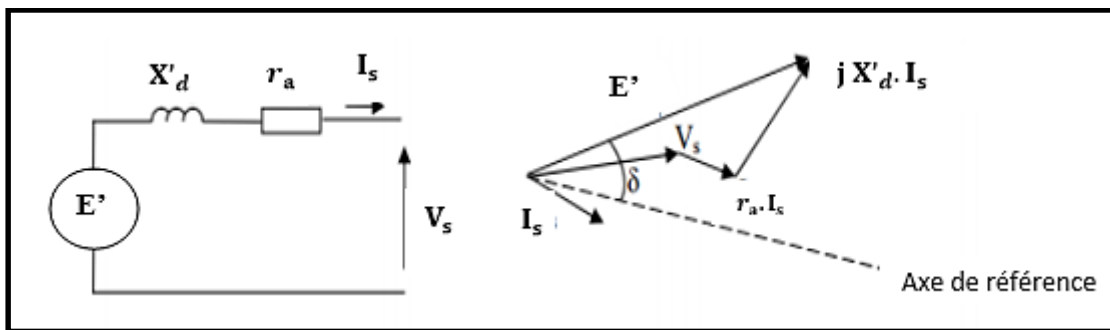


Figure I.2 : Représentation simplifiée d'une machine synchrone

E' : F.E.M transitoire de la machine synchrone.

V_s : Tension aux bornes de la machine.

I_s : Courant de la machine.

r_a : Résistance statorique de la machine.

X'_d : Réactance transitoire de la machine.

I.3.2 Système de transmission de l'énergie (lignes, transformateur)

Le système de transmission de l'énergie est employé pour transférer la puissance d'un nœud à un autre.

I.3.2.1 Lignes

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion. Les modèles des lignes de transmission utilisés dans l'analyse dynamique des réseaux électriques sont habituellement classés en trois groupes en fonction des longueurs des lignes (longues, moyennes, courtes). Théoriquement, une ligne électrique de transport doit être considérée comme un ensemble de résistances et réactances réparties le long de la ligne [ATH 17].

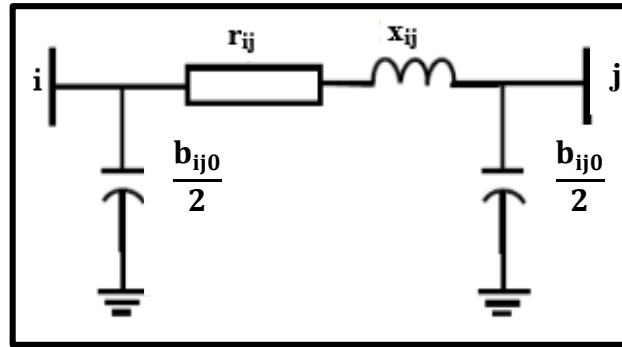


Figure I.3 : Modèles en π des lignes

Où l'admittance série y_{ij} vaut

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (\text{I.1})$$

Avec :

r_{ij} : La résistance série de la ligne.

x_{ij} : La réactance inductive série de la ligne.

y_{ij} : L'admittance de la branche i-j.

$\frac{b_{ij0}}{2}$: La réactance capacitive parallèle de la ligne.

I.3.2.2 Transformateur

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension pour transporter l'énergie à grande distance de façon économique et de diminuer cette tension pour distribuer l'énergie électrique au niveau des consommateurs.

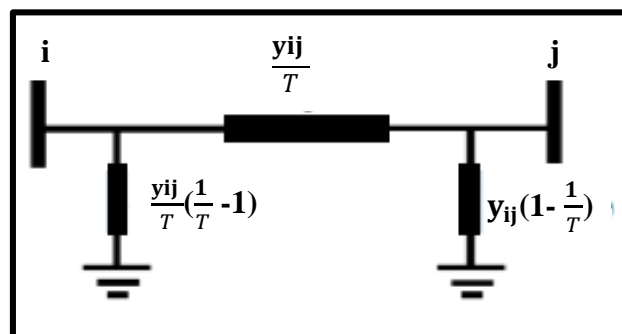


Figure I.4 : Modèle simplifié du transformateur

T : Le rapport de transformation.

I.3.3 La charge

La modélisation de la charge joue un rôle très important dans l'étude et l'analyse des systèmes énergétiques plus particulièrement dans le cas de la compensation d'énergie réactive.

Dans le réseau électrique, les charges représentant les consommateurs, peuvent être modélisées individuellement, chaque nœud représente un groupement de consommateurs. En régime permanent les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension, elle est donnée dans la figure I.5 et par la relation suivante :

$$\mathbf{S}_{Li} = \mathbf{P}_{Li} + j\mathbf{Q}_{Li} \quad (\text{I.2})$$

Où, \mathbf{S}_{Li} est la puissance complexe de la charge, \mathbf{P}_{Li} la puissance active et \mathbf{Q}_{Li} la puissance réactive.

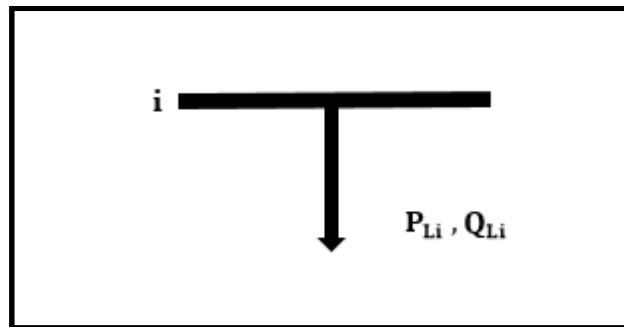


Figure I.5 : Modèle d'une charge électrique

I.4 Transformation de Park

Le modèle de transformation du Park peut être décomposé en deux phases équilibrées comme il est montré dans la figure I.6. La première consiste à passer d'un système triphasé à un système biphasé; on utilise alors la transformation de Clarke C [BOU 09].

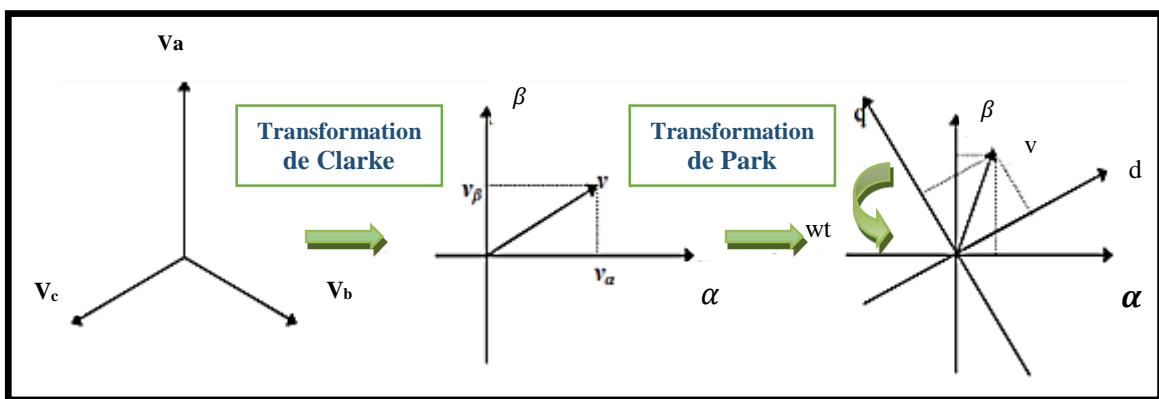


Figure I.6 : Passage dans le référentiel tournant de la composante équilibré direct

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & +\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{I.3})$$

La seconde phase permet de passer par une rotation de $-\theta = -\omega.t$ du système diphasé dans le repère de Clark au système diphasé tournant de Park au moyen de la matrice de rotation R.

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & +\cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{I.4})$$

La matrice de transformation de Park est donnée par :

$$\mathbf{K} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\omega t) & \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{I.5})$$

On note que la matrice inverse de la matrice de Park est la transposée de \mathbf{K} : $\mathbf{K}^{-1} = \mathbf{k}^T$

$$\mathbf{X}_{dq0} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{X}_{abc} \quad (\text{I.6})$$

$$\mathbf{X}_{abc} = \mathbf{k}^T \cdot \mathbf{X}_{dq0} \quad (\text{I.7})$$

I.5 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

La méthode de décomposition selon deux axes liés au rotor appliquée à la machine synchrone permet de résoudre un grand nombre de problèmes des régimes transitoires (problème de perturbations, oscillations, fonctionnement asynchrone). Cette méthode supprime la non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor, les enroulements de la machine doivent être ordonnés selon deux axes perpendiculaires, chaque machine est modélisée dans sa référence locale ($\mathbf{d-q}$) tournant avec son rotor. La transformation de Park permet de représenter la machine synchrone par une machine équivalente bipolaire où les enroulements statoriques \mathbf{a} , \mathbf{b} , \mathbf{c} seront transférés vers le référentiel rotorique constitué par des enroulements orthogonaux selon les deux axes [MES11].

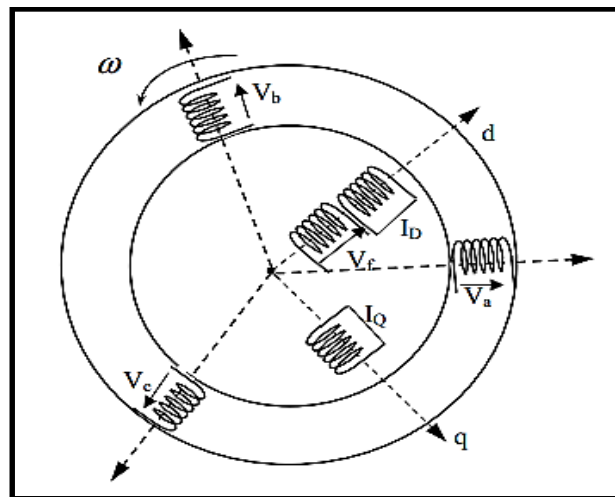


Figure I.7 : Modélisation de la machine synchrone triphasée

Où :

a, b, c : Axes liés aux l'enroulement triphasés.

D : Enroulement amortisseur longitudinal.

Q : Enroulement amortisseur transversal.

f : Enroulement inducteur (excitation).

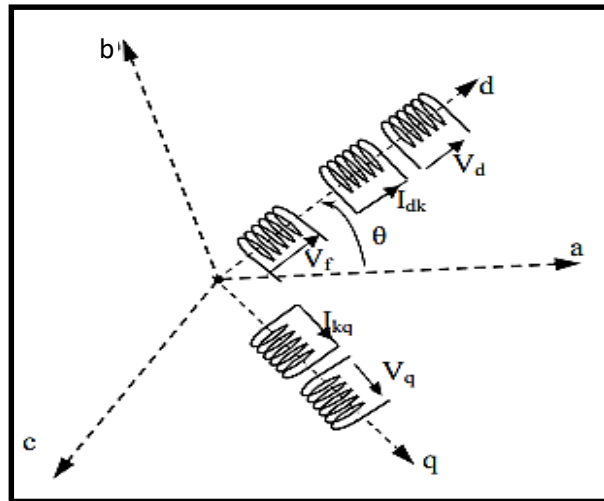


Figure I.8 : Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

I.5.1 Equation électrique et magnétique

Les équations décrivant la machine synchrone selon [MES 11] sont données comme suit :

I.5.1.1 Equation électrique

Les enroulements amortisseurs sont court-circuités $V_D = V_Q = 0$.

$$V_d = R_s i_d + \frac{d\phi_d}{dt} - \omega_r \phi_q \quad (\text{I.8})$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d\phi_q}{dt} + \omega_r \phi_d \quad (\text{I.9})$$

$$V_f = R_f i_f + \frac{d\phi_f}{dt} \quad (\text{I.10})$$

$$0 = R_{kd} i_{kd} + \frac{d\phi_{kd}}{dt} \quad (\text{I.11})$$

$$0 = R_{kq} i_{kq} + \frac{d\phi_{kq}}{dt} \quad (\text{I.12})$$

I.5.1.2 Equation de flux

$$\begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \\ \phi_F \\ \phi_{kd} \\ \phi_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{kq} \\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0 \\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (\text{I.13})$$

A partir des équations (I.8) jusqu'à (I.13), nous avons alors :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s + pL_d & -L_q \omega_r & pM_F & pM_{kd} & -\omega_r M_{kq} \\ L_d + \omega_r & r_s + pL_q & r_F M_F & \omega_r M_{kd} & pM_{kq} \\ pM_F & 0 & r_F + pL_F & pM_{Fd} & 0 \\ pM_{kd} & 0 & pM_{Fd} & r_{kd} + pL_{kd} & 0 \\ 0 & pM_{kq} & 0 & 0 & r_{kq} + pM_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (\text{I.14})$$

Afin de présenter le système sous la forme d'équations d'état, les tensions s'écrivent également sous la forme suivante :

$$[V] = [L] \begin{bmatrix} \dot{I} \\ \dot{I} \end{bmatrix} - [R] \cdot [I] \quad (\text{I.15})$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I} \\ \dot{I} \end{bmatrix} = [L]^{-1} [V] - [L]^{-1} \cdot [R] \cdot [I] \quad (\text{I.16})$$

$$[V] = \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{I.17})$$

$$[I] = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (\text{I.18})$$

$$[L] = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{kq} \\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0 \\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix} \quad (\text{I.19})$$

$$[R] = \begin{bmatrix} -r_s & L_q \omega_r & 0 & 0 & \omega_r M_{kq} \\ -L_d \omega_r & -r_s & -\omega_r M_F & \omega_r M_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_{kq} \end{bmatrix} \quad (\text{I.20})$$

Le couple électromagnétique de la machine synchrone triphasé s'exprime en fonction des différents courants de la machine comme suit :

$$C_e = \frac{3}{2} \cdot \mathbf{p} (I_d \cdot \mathbf{i}_q \cdot \mathbf{i}_d - I_q \cdot \mathbf{i}_d \cdot \mathbf{i}_q + M_F \cdot \mathbf{i}_F \cdot \mathbf{i}_q + M_{kd} \cdot \mathbf{i}_{kd} \cdot \mathbf{i}_q - M_{kq} \cdot \mathbf{i}_{kq} \cdot \mathbf{i}_d) \quad (\text{I.21})$$

Où :

$\mathbf{i}_d, \mathbf{i}_q$: Composantes directe et en quadrature des courants statoriques.

V_d, V_q : Composantes directe et en quadrature de la tension terminale.

\mathbf{i}_f : Courant rotorique du circuit d'alimentation.

V_f : Tension d'excitation.

$\mathbf{i}_{kd}, \mathbf{i}_{kq}$: Composantes directe et en quadrature des courants des circuits d'amortissement.

ω_r : Vitesse de synchronisme du rotor.

C_m : Couple mécanique.

r_s : Résistances de l'enroulement **a, b, c**.

r_f, r_{kd}, r_{kq} : Résistance de l'inducteur, de l'amortissement d'axe **d**, de l'amortissement d'axe **q** respectivement.

Φ_i ($i = a, b, c, f, k_d, k_q$) : Flux d'enroulement traversant l'enroulement **i**.

$V_D = V_Q = 0$, Les enroulements amortisseurs sont court-circuités.

M_f, M_{kd}, M_{kq} : Inductance mutuelle.

L_i ($i = d, q, f, k_d, k_q$) : Inductance propre de l'enroulements **i**.

I.5.2 Equation mécanique

Les propriétés mécaniques des machines synchrones se modélisent généralement à l'aide de l'équation du mouvement basée sur le théorème du moment cinétique. Cette équation présente une importance fondamentale dans l'étude des oscillations électromécaniques. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique T_m est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique T_e est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique. Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs. Peuvent être accélérés ou

ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir impact important sur la stabilité du système [SLI 18].

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad (\text{I.22})$$

Avec :

J : Moment d'inertie des masses tournantes.

δ : Déplacement angulaire du rotor.

T_e : Le couple électromagnétique fourni par la machine.

T_m : Le couple mécanique à l'arbre fourni par la turbine.

T_a : Couple d'accélération.

L'expression précédente peut s'écrire sous la forme :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e - D \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{I.23})$$

$$P_a = D \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{I.24})$$

Où :

P_m : La puissance mécanique fournie à la machine.

P_e : La puissance électrique fournie par la machine.

P_a : Puissance d'amortissement.

D : Le coefficient d'amortissement.

$$KE = \frac{1}{2} J \omega_{s-mec}^2 \quad (\text{I.25})$$

$$H = \frac{KE}{S_{mach}} \quad (\text{I.26})$$

S_{mach} : La puissance apparente nominale de la machine.

KE : L'énergie cinétique à la vitesse de synchronisme.

H : La constante d'inertie.

I.6 Écoulement de puissance

L'écoulement de puissance à une grande importance dans l'étude des réseaux électriques et qui permet de déterminer les grandeurs électriques complémentaires (variables inconnues) en vue de compléter la base des hypothèses pour une analyse complète. Autrement dit, nous pouvons déterminer les courants et les puissances dans les lignes et ceux fournis par les sources. Le problème de l'écoulement de puissance se traduit par la relation non linéaire qui existe entre les

différentes puissances générées, les puissances demandées (charges) et les modules et phases des tensions au niveau des nœuds avec les paramètres du circuit équivalent modélisant les éléments du réseau électrique [ZER 15].

I.6.1 Classification des jeux de barres

On classe les jeux de barres selon les variables (P, Q, V, δ). Nous avons deux variables connues et deux variables inconnus.

I.6.1.1 Jeu de barre de charges (PQ)

C'est un jeu de barre connecté directement avec la charge; les puissances active et réactive demandées sont deux variables connues et l'amplitude de la tension $|V|$ et angle de phase δ inconnues [ZEN 13].

I.6.1.2 Jeu de barre de génération (PV)

C'est un jeu de barre connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. Tous les jeux de barres lié aux alternateurs sont des jeux de barres de génération. La puissance active et le module de la tension sont considérées connu [ZEN 13].

I.6.1.3 Jeu de barre de référence

C'est un jeu de barre dont l'angle et l'amplitude de la tension sont spécifiés. Les puissances active et réactive sont inconnues au niveau de ces jeux de barres. Ce jeu de barre doit toujours assuré cet équilibre [ZEN 13].

$$\sum P_G = \sum P_D + \sum P_{\text{Perts}} \quad (\text{I.27})$$

Tableau I.1 : Classification et numérotation des jeux de barres

Type de Jeu barre	Variables connues	Variables inconnues
Jeu de barre de génération (PV)	$ V_K , P_K$	δ_k, Q_K
Jeu de barre de charge (PQ)	P_K, Q_K	$ V_K , \delta_k$
Jeu de barre de référence	$ V , \delta$	P, Q

I.6.2 Classification des variables de l'écoulement de puissance

On peut résumer toutes les grandeurs électriques qui participent dans le calcul de l'écoulement de puissance électrique de réseau en quatre variables ($P, Q, |V|, \theta$) et la distinction entre ces différentes variables est due à leur nature.

I.6.2.1 Variables de perturbation

Parmi les variables des équations de l'écoulement de puissance, les variables de la demande (charge) P_D et Q_D qui ne sont pas contrôlables car elles dépendent seulement des abonnés [NAI 15].

I.6.2.2 Variables d'état

Ce sont l'amplitude et l'angle de la tension au niveau des jeux de barres, ils sont qualifiés d'état suite à leur valeur qu'elles peuvent déterminer l'état de réseau [NAI 15].

I.6.2.3 Variables de contrôle

Parmi les variables des équations de l'écoulement de puissance, les puissances générées actives et réactives P_G et Q_G [NAI 15].

I.7 Méthode de Newton-Raphson

Grâce à la méthode de Newton-Raphson, nous pouvons résoudre le problème de l'écoulement de puissance, c'est la méthode la plus raffinée et la plus importante. Cette méthode permet la résolution d'un système d'équations non linéaires exprimant les puissances actives et réactives en fonction des tensions nodales, la puissance injectée au nœud i c'est S_i [ZER 15].

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^* , \quad I = 1, 2, 3 \dots n \quad (I.28)$$

I.8 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les différents architectes du réseau de distribution présenter et la modélisation des différents composants du réseau électrique les générateurs d'énergie électriques, les charges électriques, les éléments shunt (les transformateurs et les lignes de transport) ainsi que importance de l'écoulement de puissance et la méthode de résolution du problème par la méthode de Newton-Raphson (NR). Cela pour la nécessité de la stabilité contre les différents types d'anomalies telles que les court-circuités, les surtensions, les surintensités, c'est ce que nous verrons au second chapitre la stabilité du réseau électrique.

CHAPITRE II :

**STABILITE DES RESEAUX
ELECTRIQUES**

II.1 Introduction

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de régulation et de production, les systèmes électro-énergétiques sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent engendrer des dégâts graves sur le réseau électrique. Pour cette raison, la stabilité d'un système électro-énergétique est un facteur essentiel pour préserver les matériels électriques, satisfaire les clients (la qualité et la continuité) du service et améliorer la sécurité des réseaux électriques. Pour ces objectifs, tous les gestionnaires des réseaux électriques essaient de développer des nouvelles techniques afin d'exploiter le réseau de manière plus efficace et atteindre un état de fonctionnement optimale plus stable du réseau électrique.

Dans ce chapitre nous traitons la nécessité d'étude de la stabilité, ses différents types et les caractéristiques d'un système selon : la stabilité statique, la stabilité dynamique et la stabilité transitoire. Nous essayons aussi d'étudier la variation des grandeurs électriques tension, fréquence et variation angulaire (des machines synchrones) vis-à-vis les différents types de perturbations qui interviennent dans les priorités de l'étude de la stabilité électrique.

II.2 Nécessité d'étude de la stabilité

En pratique, pour faire face aux incidents graves et limiter leurs conséquences, il est nécessaire d'adopter des mesures curatives et installer des automates spécifiques qui constituent le plan de défense du système électrique, en limitant la propagation de ces incidents et en facilitant la reconnexion rapide des consommateurs des zones hors tension. Tout défaut doit être identifié immédiatement afin d'isoler le plus rapidement possible du réseau sain l'ouvrage siège du défaut. Les études de la stabilité consistent selon [MES 11] à :

- Prévoir le fonctionnement synchrone.
- Envisager les principaux scénarios critiques tels que le déclenchement des lignes, le déclenchement des transformateurs, le court-circuit, la perte des groupes de production, la perte de l'alimentation du distributeur et la variation de charge importante, etc.
- Prédire le comportement du réseau face à ces perturbations.
- Prévoir les schémas d'exploitation.
- Préconiser les moyens à mettre en œuvre tels que les types de protection et de réglage, plans de délestage, etc.
- Prévoir et planification de l'ensemble production-consommation.

Ces études permettent donc de comprendre le comportement du réseau et de déterminer les moyens de minimiser les risques de perte d'alimentation.

II.3 La stabilité des réseaux électriques

La stabilité est la capacité d'un réseau électrique pour des conditions initiales données de retrouver un point ou à maintenir l'état de fonctionnement d'équilibre stable pendant et après une perturbation. Ainsi, la stabilité est une condition d'équilibre entre des "forces" opposées et l'instabilité peut se manifester de différentes façons dépendant de la caractéristique de la configuration et du régime de fonctionnement du réseau.

II.4 Types de stabilité

II.4.1 Classification de la stabilité d'un système électro-énergétique

Selon la nature et l'amplitude de la perturbation, nous pouvons définir trois types de stabilité : la stabilité statique, la stabilité dynamique et la stabilité transitoire.

II.4.1.1 Stabilité statique (régime permanent)

La stabilité statique concerne les faibles perturbations qui peuvent apparaître dans un système électrique à cause des variations du régime de la machine et de la consommation et son effet sur le fonctionnement normal est presque négligeable, donc le système reste stable statiquement. Pour ce type de stabilité on peut modéliser le système par des équations différentielles linéaires [EMI 13].

II.4.1.2 Stabilité dynamique

L'étude de cette stabilité concerne toujours les petites perturbations au point de fonctionnement normal. Cette étude détermine l'intervention des éléments de régulation pour rendre le système à cet état normal. Le système en stabilité dynamique est décrit par des équations différentielles non linéaires, mais on peut les linéariser autour d'un point de fonctionnement [EMI 13].

II.4.1.3 La stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écartier notablement le réseau de sa position initiale. Un système d'énergie électrique est en régime de stabilité transitoire si à la suite d'une perturbation très courte et de grande amplitude (tels que les court-circuits, les déclenchements des lignes, les faux couplages, etc) le système retrouve son état initial ou un autre état stable. L'intervention des dispositifs de régulation et de protection est indispensable [MES 11].

II.4.2 Classification de la stabilité de réseau d'énergie électrique

La stabilité peut être subdivisée, selon l'effet de la perturbation, sur les variables électriques du réseau, principalement sur les machines. La stabilité est donc subdivisée en trois catégories selon la figure II.1 : la stabilité angulaire, qui étudie les excursions angulaires des rotors des machines synchrones, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence du réseau [WEN 06].

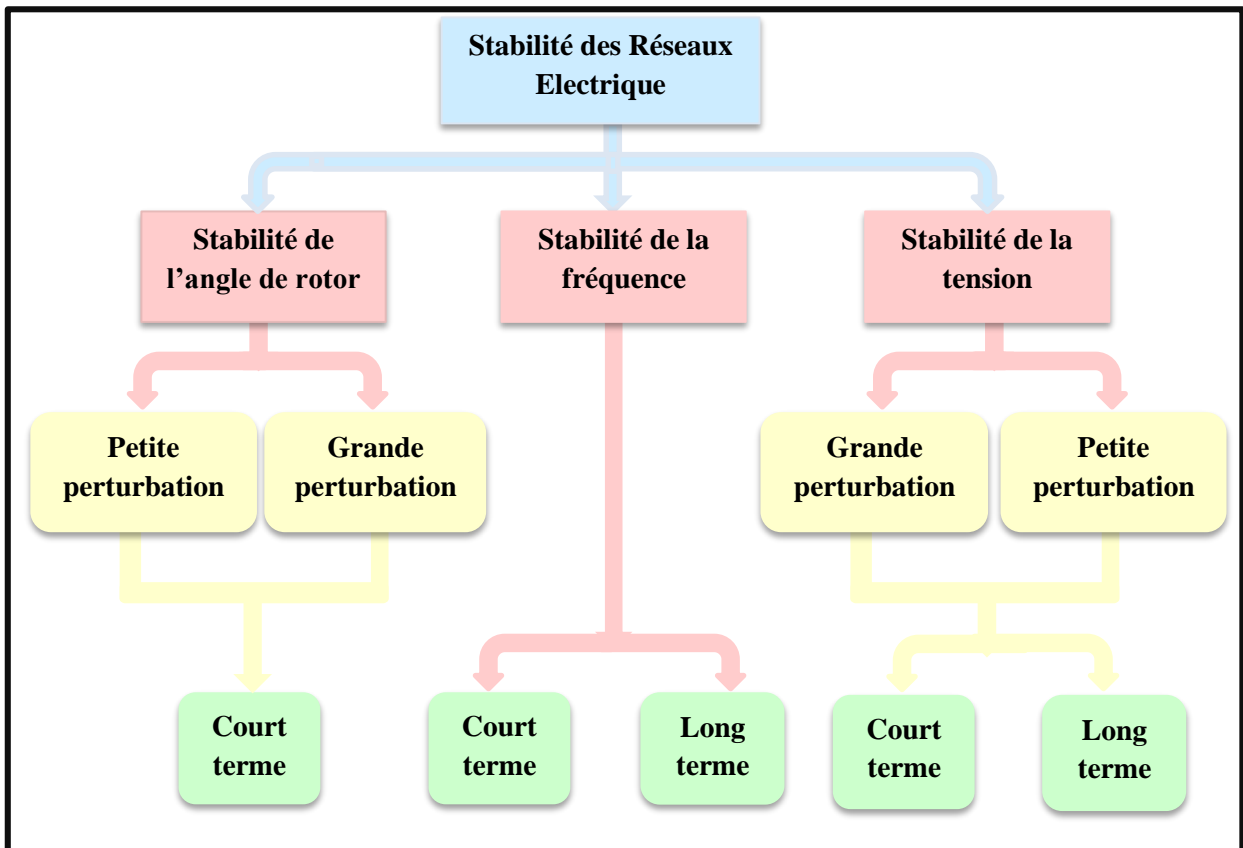


Figure II.1 : Classification des différents types de la stabilité de système de puissance

II.4.2.1 La stabilité angulaire

Cette stabilité est une condition d'équilibre entre deux forces opposées. En régime permanent, il y a un certain équilibre entre le couple mécanique à l'entrée et le couple électrique à la sortie de chaque machine, la vitesse reste constante. S'il y a une perturbation dans le réseau électrique, cet équilibre est bouleversé la vitesse de chaque machine est modifiée [CHU 00]. De plus, la stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs [HAS 08].

II.4.2.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (en petits signaux)

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme sous des petites perturbations de charge ou de génération. Les perturbations sont considérées suffisamment petites pour pouvoir linéariser les équations du système. L'instabilité peut être divisée en deux familles : l'augmentation permanente de l'angle rotorique due à l'insuffisance du couple synchronisant et l'augmentation de l'amplitude des oscillations du rotor due à l'insuffisance du couple d'amortissement [CHU 00].

II.4.2.1.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations

La stabilité angulaire aux grandes perturbations, est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme après une perturbation importante tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. Le résultat de la réaction du système implique de grandes excursions des angles des rotors des générateurs est influencée par la relation non linéaire de la puissance par rapport à l'angle [GAC 19]. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (cas 1) et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut se résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation, instabilité de multi oscillations (cas 2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes comme il est montré dans la figure II.2 [HAS 08].

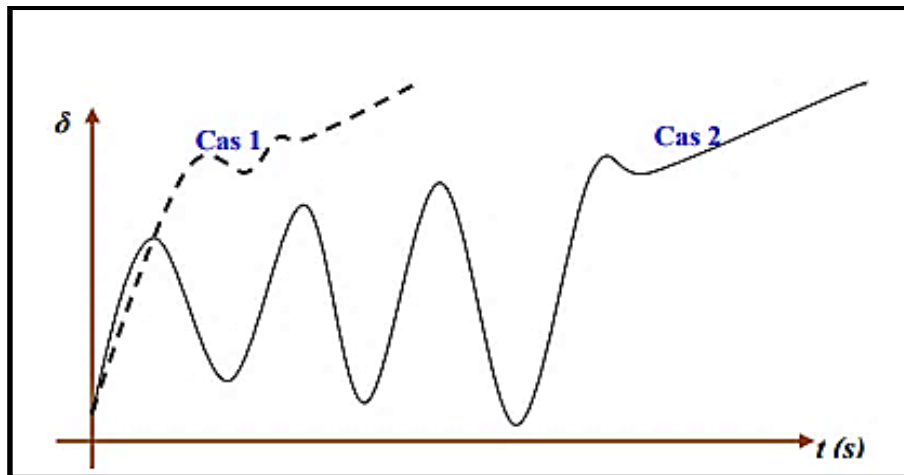


Figure II.2 : Variation d'angle de rotor

II.4.2.2 Stabilité de la tension

La stabilité de tension, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. Le cœur du problème réside dans l'instabilité de tension du réseau électrique due au non contrôlabilité et à la chute progressive de tension après des perturbations comme l'augmentation de charge ou le changement du régime de fonctionnement et l'incapacité du réseau à fournir la puissance réactive suffisante. La chute de tension est généralement due à une accumulation de transit des puissances active et réactive sur les lignes d'un réseau [CHU 00].

a) Stabilité de la tension aux grandes perturbations

La stabilité de tension en grandes perturbations est la capacité du système à maintenir la tension stable à la suite de grandes perturbations telles que les défauts du système ou la perte d'un générateur. Cette capacité est déterminée par la topologie du système, les caractéristiques des charges et les interactions entre les contrôles continus de tension (réglage primaire et secondaire de tension, compensateurs statiques et tournants d'énergie réactive), les contrôles discrets (gradins de condensateurs, d'inductances et régulateurs en charge) et les protections. Le cadre du temps d'étude d'intérêt peut s'étendre de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes [GAC 19].

b) Stabilité de la tension aux petites perturbations

La Stabilité de la tension aux petites perturbations c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux nœuds suite à de petites perturbations comme l'augmentation progressive de charge du réseau ou de petits changements du réseau. Cette forme de stabilité est déterminée par les caractéristiques des charges et les dispositifs de régulation et de protection à l'instant étudié. Ce concept est très utilisé pour déterminer comment la réponse de tension évolue en fonction de petites modifications du réseau à n'importe quel instant. Les analyses statiques peuvent être utilisées pour déterminer la marge de stabilité, pour identifier des facteurs influençant la stabilité, pour examiner l'état du système dans un grand nombre de configurations. Le critère de stabilité aux petites perturbations est satisfait s'il y a l'augmentation de l'amplitude de tension d'un nœud quelconque du réseau lors de l'augmentation de la puissance réactive injectée dans ce même nœud [CHU 00].

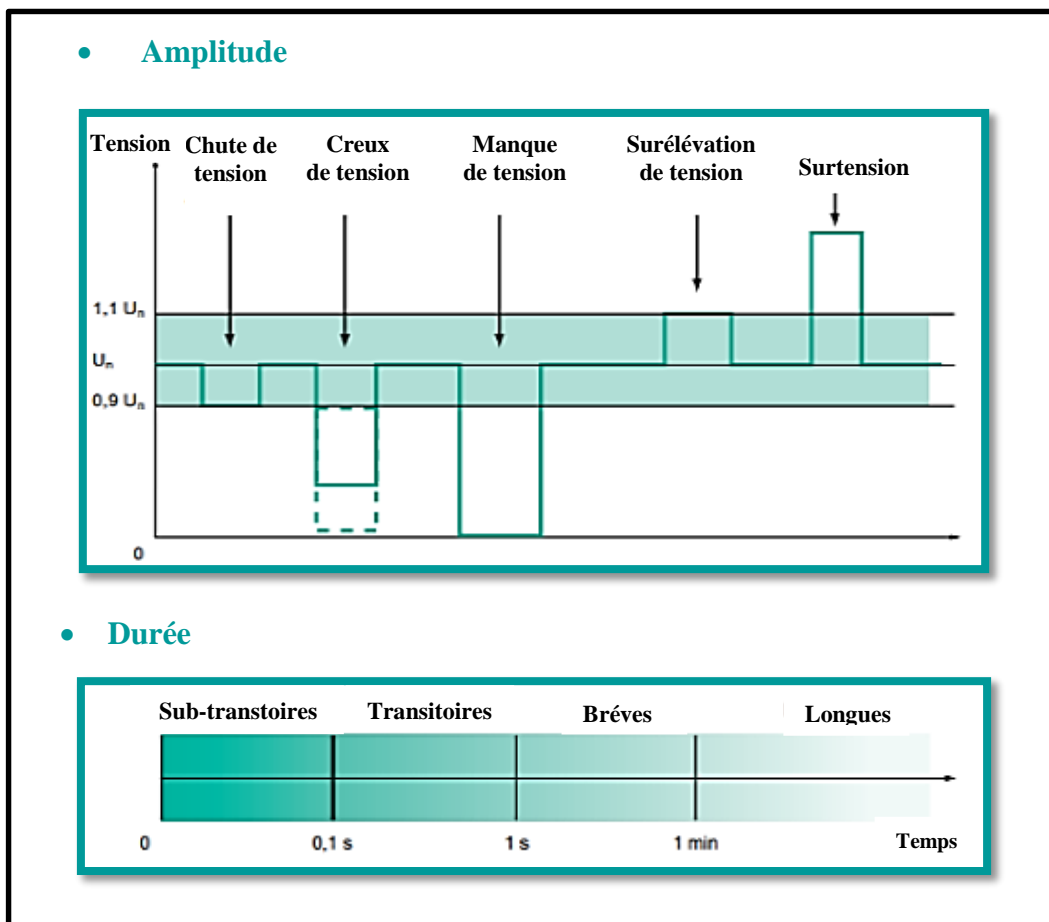


Figure II.3 : Perturbations de tension dans les réseaux

II.4.2.3 La stabilité de fréquence

Dans les réseaux interconnectés, la fréquence subit des variations relativement faibles, même lors d'incidents sévères. L'instabilité de fréquence concerne essentiellement les situations de perte ou de déclenchement des différents ouvrages connectés au réseau tels que les lignes, les transformateurs, les alternateurs, etc. Si une partie du réseau se déconnecte du reste du système, elle évoluera vers une fréquence propre et le contrôle de celle-ci peut être difficile en cas de déséquilibre important entre la production et la consommation au sein de ce réseau. La figure II.4 suivante à montre les temps caractéristiques des principales perturbations d'un réseau électrique selon [DIA 14] comme suivent :

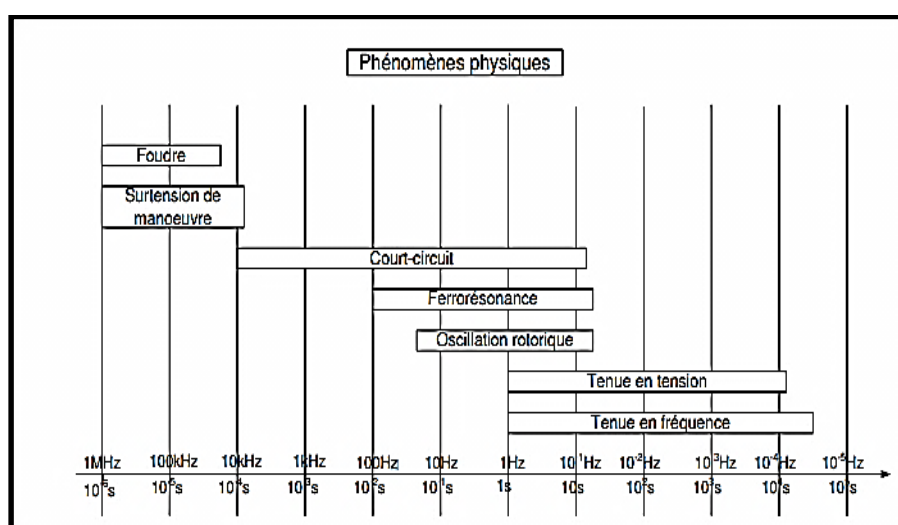


Figure II.4 : Temps caractéristiques des principales perturbations d'un réseau électrique

II.5 Les causes d'instabilité

Les causes sont diverses et variés dans le différent blackout. Ces causes peuvent provoquer directement le blackout ou aggraver la condition du système qui pourra mener indirectement au blackout.

II.5.1 Blackouts électriques

Le terme blackout désigne une coupure d'électricité à large échelle concernant plusieurs régions voire la totalité d'un pays. Blackout à grande échelle, 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...etc. Au cours des deux dernières décennies, plusieurs pannes d'électricité majeures ont été vécues dans différents pays du monde. Le tableau II.1 fournit quelques principales pannes qui ont touché le monde [FET 19].

Tableau II.1 : Principales pannes qui touche le monde ces dernières années

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

II.5.1.1 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 selon le tableau II.2 suivant :

Tableau II.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 2.4million in Denmark	4700 MW à la Suède 1850 MW en Danemark
Nord Est Etats-Unis et canada	50 millions de personnes	62000 MW
Grèce	5 millions	4500MW
Europe, Allemagne et Nord-Ouest de l'Europe	15 millions	14GW
Nord et à l'Est de l'Inde	620 millions	48000 MW
Turquie	76 millions	33 450 MW

II.5.1.2 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 II.5 ci-dessous.

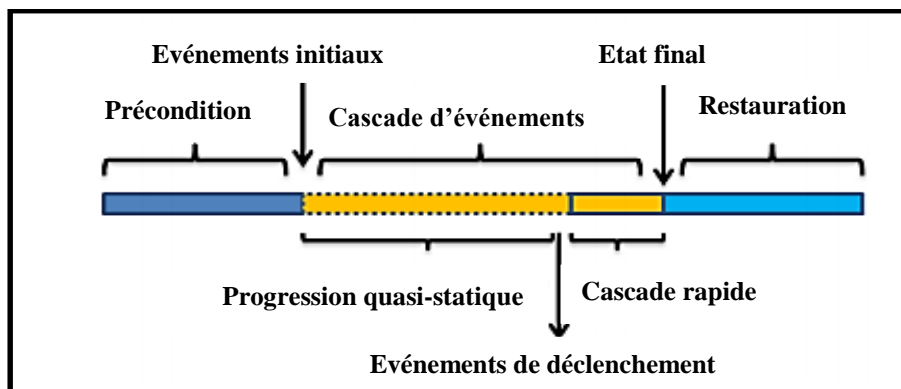


Figure II.5 : Phases d'évolution des blackouts électriques

Les phases de développement d'un blackout sont les préconditions, les événements initiaux, la cascade d'événements. La cascade d'événements peut être subdivisée en deux phases dans le processus de certains blackouts : la progression quasi statique et la cascade rapide, état final d'évolution phases, la restauration comme indiqué sur la figure II.5. Dans la période de progression quasi-statique, la progression de la cascade d'événements est lente. 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. Le tableau II.3 suivant résume la période de chaque phase des blackouts analysés [FET 19].

Tableau II.3 : Période de chaque phase des blackouts analysés

Blackout	Cascade lente	Cascade rapide	Restauration
Algérie	Sans	15 secondes	06 heures
Italie	24 min	2.5 minutes	18-24 heures
Suède /Danemark	5min	90 secondes	6 heures
Nord Est Etats-Unis et canada	1 h 05 min	03 minutes	24 heures
Grèce	13 min	02 minutes	3 heures
Europe	-	19 secondes	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 dans les différents blackouts. Ces événements provoquer directement le blackout ou aggraver les conditions du réseau pourront mener indirectement au blackout. Le court-circuit, la surcharge et la défaillance d'une protection sont des événements initiaux. La perte d'un générateur peut aussi parfois être les événements initiaux. Le tableau II.4 suivant résume les événements initiaux des blackouts [FET 19].

Tableau II.4 : Les événements initiaux des blackouts analysés

Blackouts	Evènements initiaux			
	Court-circuit	Surcharge	Défaillance d'une protection	Perte de générateur
Algérie		❖		❖
Italie	❖	❖	❖	
Suède /Danemark				❖
Nord Est Etats-Unis et canada	❖			
Grèce	❖			❖
Réseau interconnecté européen		❖		❖
Nord et à l'Est de l'Inde		❖	❖	
Turquie		❖		

II.5.1.3 Mécanismes de développement des blackouts

Le mécanisme 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 selon [FET 19] comme suivent :

- Cascades de surcharges.
- Ecoulement de la tension.
- Ecoulement de la fréquence.
- Ruptures de synchronisme.

Tableau II.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 Etats-Unis et canada	❖		❖	
Grèce	❖			
Europe			❖	❖
Nord et à l'Est de l'Inde			❖	
Turquie		❖	❖	❖

II.6 Amélioration de la stabilité

L'amélioration de la stabilité a fait l'objet de plusieurs études et recherches pour cela nombreuse techniques ont été proposées. Nous pouvons les classées en deux catégories (des techniques traditionnelles (classiques) et des techniques modernes).

II.6.1 Amélioration de la stabilité par les techniques classiques

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant plusieurs techniques à savoir :

- Elimination rapide des défauts grâce à des protections et disjoncteurs très performants.
- Dispositifs de régulation et de protection.
- Maintien d'une réserve de puissance dans les centrales électriques.
- Renforcer le système de protection contre les défauts proches des générateurs etc.
- Régulateurs de tension.
- La planification et l'adaptation de la production – consommation.
- Régulateurs PSS (Power System Stabilizer).
- Diminuer les réactances de liaisons par la multiplication du nombre de lignes en parallèle.
- Maillage plus poussé du réseau.
- Adjonction de condensateurs en série (diminuant la réactance globale de l'ouvrage).
- Transformateurs à prises réglables en charge.

- Stratégie d'ilotage et de délestage.
- Les résistances de freinage qui consomment l'énergie électrique fournie par l'alternateur lors des court-circuits qui ne peut être évacuée par la ligne en défaut. Les résistances de freinage peuvent être commandées à l'aide d'un circuit mécanique.
- Les structures sous-réseaux.
- Les bobines supraconductrices.
- L'interconnexion des réseaux afin d'assurer l'échange d'énergie.
- Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs.
- Eviter l'affaiblissement du réseau par la panne simultanée d'un grand nombre de lignes et de transformateurs.

II.6.2 Amélioration de la stabilité par les techniques modernes

Les méthodes d'amélioration classiques exposées précédemment s'avèrent inadéquates pour traiter les situations réelles (réseaux multi machines complexes, grands incidents, etc) avec la précision souhaitée. Pour cela des techniques d'amélioration de la stabilité transitoires dites modernes ont été développées, telles que :

- La technique de transport d'énergie à courant continu en haute tension HVDC.
- Les dispositifs FACTS.
- Techniques modernes des contrôleurs FACTS et HVDC (contrôleurs neuro-flou, contrôleurs adaptatifs, contrôleurs, etc).

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents types de stabilité pour la sécurité et la fiabilité d'un système d'énergie électrique. Une analyse des différents incidents des blackouts dans le monde a été donnée. Des mesures d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique et des mesures curatives sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis afin d'assurer une efficacité contre les différents perturbations qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

CHAPITRE III :

LES SYSTEMES DE TRANSMISSION A COURANT ALTERNATIF FLEXIBLES

III.1 Introduction

Le développement technologique industriel moderne a contribué pour l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique pour l'augmentation de la capacité de transit d'énergie électrique, la maîtrise des réseaux existants et la flexibilité de contrôle des grandeurs électriques grâce aux dispositifs à base d'électronique de puissance qui ont connu une révolution technologique importantes pendant ces trois dernières décennies. Ces nouveaux dispositifs ont été regroupés dans le concept des Systemes de Transmission à Courant Alternatif Flexibles (FACTS). C'est ce que nous allons voir dans ce chapitre concernant la technologie de fabrication, le principe de fonctionnement et le but d'utilisation de ces dispositifs d'électronique de puissance et qui permettent d'améliorer l'exploitation des réseaux électriques.

III.2 Motivation des FACTS

Les problèmes rencontrés dans les réseaux électriques deviennent de plus en plus compliqués avec l'augmentation de la demande en énergie et avec le manque des stratégies adéquates pour faire face à ces problèmes considérant les systèmes de contrôle classiques. Pour cela, EPRI (Electric Power Research Institute) qui représente un consortium de recherche sur les réseaux électriques et regroupant plusieurs compagnies d'électricité des Etats Unis et d'ailleurs, a lancé en 1988 le concept FACTS (Flexible AC Transmission Systems). C'est un projet à long terme qui vise à rendre l'exploitation des réseaux électriques plus "flexibles"[PAS 98].

III.3 Définition des FACTS

"FACTS" est un terme générique qui caractérise l'ensemble des équipements mettant en jeu de l'électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT.....). Ces éléments jouent le rôle d'interrupteurs très rapides. Ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électromécaniques classiques. Ces équipements contrôlent dynamiquement ensemble ou séparément les différents paramètres du réseau : la tension, l'impédance et la phase du réseau électrique. Ils sont utilisés pour améliorer, d'une façon générale les performances d'un réseau (stabilité, capacité de transport, etc....) [KAR 08].

Les FACTS (abréviation anglaise de Flexible AC Transmission Systems), sont définis selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) comme étant : des systèmes de transmission en courant alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Ils peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans

l'exploitation des réseaux électriques. Il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes ou en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison. En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions [PAD 06].

III.4 Différentes catégories des FACTS

La technologie FACTS n'est pas limitée par un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes. Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble de paramètres du réseau : tension, impédance, déphasage ...etc. Ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie [DER 19].

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés selon [SEK 13] comme suit :

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

Dans notre proposition, une autre classification des contrôleurs FATCS basée sur les cinq caractéristiques indépendantes :

- 1- Selon le type de raccordement sur le réseau (connexion).
- 2- Selon le mode de commutation.
- 3- Selon la fréquence de commutation.
- 4- Selon le mode de stockage d'énergie.
- 5- Selon le mode de connexion au port DC.

Selon ces critères, trois familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence :

- Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport.
- Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages.

Chaque élément de ces colonnes peut être structuré selon sa connexion au réseau, en général les FACTS sont divisés en trois grandes catégories principales :

a) Compensateurs séries :

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Ils sont utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et par leur influence sur l'impédance effective des lignes ils interviennent dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité de ce dernier. En général ces dispositifs séries injectent une tension en série avec la ligne de transmission [ZHA 05].

b) Compensateurs shunts :

Ils consistent en une impédance variable, source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Ils sont principalement destinés pour la compensation de la puissance réactive et par conséquent pour contrôler la tension des nœuds [ZHA 05].

c) Compensateurs hybrides série-shunt :

C'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie [HAD 19].

III.4.1 Compensateurs séries

III.4.1.1 TCSC (Compensateur série commandé par thyristor)

Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) est constitué d'un condensateur fixe en série de plusieurs modules dont le but est de réduire la réactance de la ligne et augmenter la puissance transmise. Le TCSC est composé d'un condensateur et d'une inductance commandée par une valve à thyristor bidirectionnelle comme le montre la figure III.1. Le TCSC permet de moduler la réactance de la ligne [MES 11].

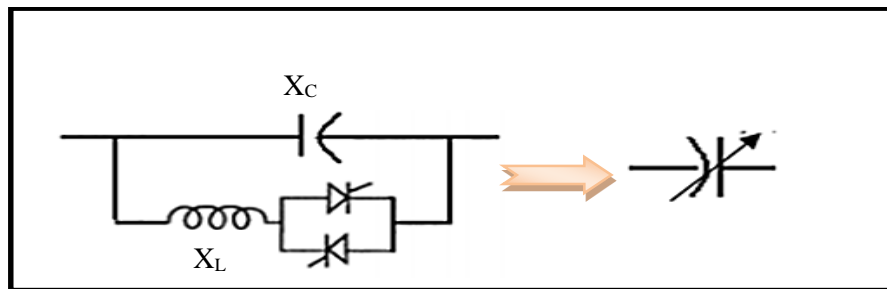


Figure III.1 : Schéma du TCSC

La réactance équivalente du TCSC est donnée par :

$$X_{TCSC} = \frac{X_c X_L(\alpha)}{X_c + X_L(\alpha)} \quad (III.1)$$

La réactance effective X_{eff} d'une ligne munie d'un compensateur série est donnée par :

$$X_{eff} = (1 - k)X \quad (III.2)$$

Où k est le degré de compensation exprimé par :

$$k = \frac{X_c}{X} \quad (III.3)$$

X_c : L'impédance du condensateur du TCSC.

X_L : L'impédance de l'inductance du TCSC.

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 III.2, 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.

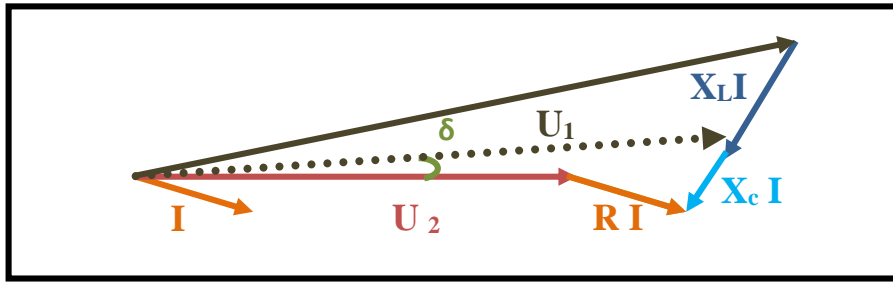


Figure III.2 : Compensation série (diagramme vectoriel de Fresnel)

Le TCSC peut également être utilisé pour contrôler les flux de puissance en régime permanent dans un réseau électrique. 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 [FET 19].

III.4.1.2 SSSC (Compensateur série synchrone)

Le compensateur série synchrone (Static Synchronous Series Compensator) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Son rôle est d'introduire une tension triphasée à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Nous pouvons, dans ce cas régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance de la ligne.

Ce dispositif appelé aussi DVR (Dynamic Voltage Restorer) est utilisé généralement dans les réseaux de distribution afin de résoudre les problèmes de qualité d'énergie tel que les creux de tensions et maintenir ces dernières à des niveaux constants. La figure III.3 représente la structure du SSSC [IDR 18].

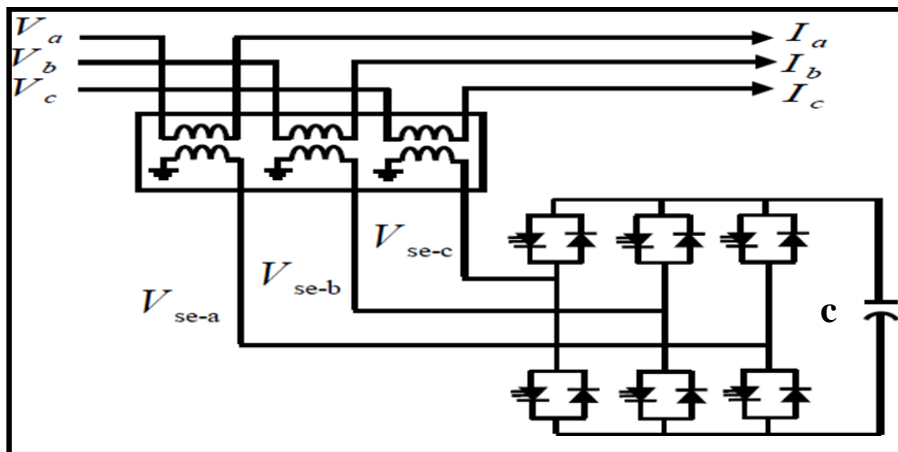


Figure III.3 : Schéma de base du SSSC

III.4.2 Compensateurs shunts

III.4.2.1 STATCOM (Compensateur statique synchrone)

IEEE définit le Compensateur statique synchrone (Static Synchronous Compensator) comme un générateur synchrone fonctionnant comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive dont le courant capacitif ou inductif généré peut être contrôlé séparément de la tension du réseau [EDR 97].

Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé fait partie de la deuxième génération des FACTS. Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance [RAB 07].

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

- Lier le STATCOM avec le système AC.
- L'inductance de liaison a l'avantage d'empêcher la source DC d'être court-circuitée

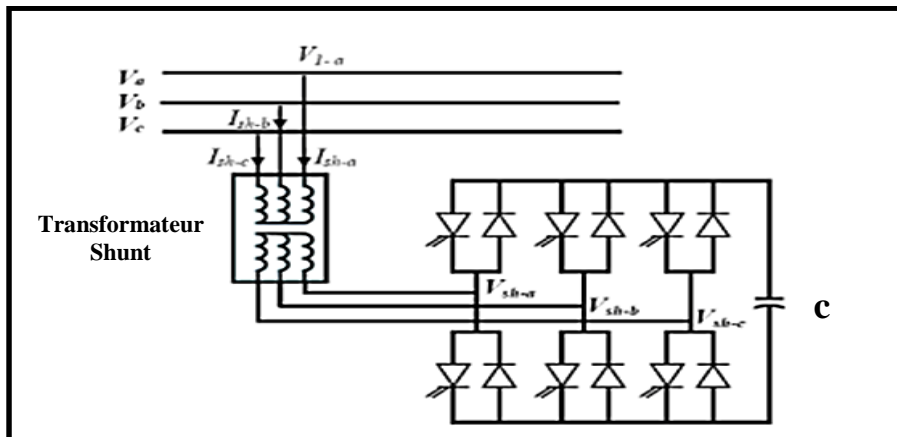


Figure III.4 : Schéma de base du STATCOM

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} qui est en phase avec la tension V du réseau figure III.4. Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante selon [ZIT 10] sont :

- Si la tension V_{sh} est inférieure à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif figure III.5-a.
- Si la tension V_{sh} est supérieur à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif figure III.5-b.
- Si la tension V_{sh} est égale à V , le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

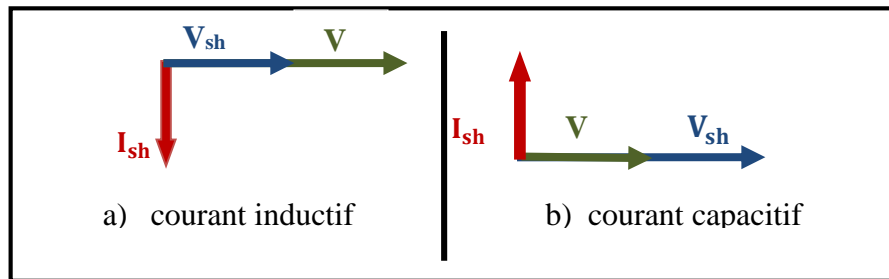


Figure III.5 : Diagramme vectoriel de STATCOM

III.4.2.2 SVC (Compensateur statique de puissance réactive)

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. 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 III.6 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 en tête-bêche (montage en antiparallèle) pour assurer des inversions très rapides du courant [FET 19].

Le SVC est constitué d'un ou plusieurs bancs de condensateurs TSC (Thyristor Switched Capacitor), de réactances TCR (Thyristor Controlled Reactor) et d'un filtre comme le montre la figure III.6. Le principe de fonctionnement consiste à ajuster la puissance réactive Q_{svc} générée ou absorbée par une commande bien appropriée des TSC et TCR. Le SVC peut fournir en permanence la puissance réactive nécessaire pour contrôler le transit des puissances et amortir les oscillations de tension [MES 11].

III.4.2.2.1 TCR (Réactance commandées par thyristor)

Le TCR est un sous-ensemble de SVC composé d'une réactance shunt commandée par une valve à thyristor bidirectionnelle. La réactance effective varie de manière continue par le contrôle partiel de la conduction de la valve à thyristor [MES 11].

III.4.2.2.2 TSC (Condensateur commandés par thyristor)

Le TSC est un sous-ensemble de SVC constitué d'une capacité en série avec une valve à thyristor bidirectionnelle. La capacité effective varie de manière continue par le contrôle de la valve à thyristor [MES 11].

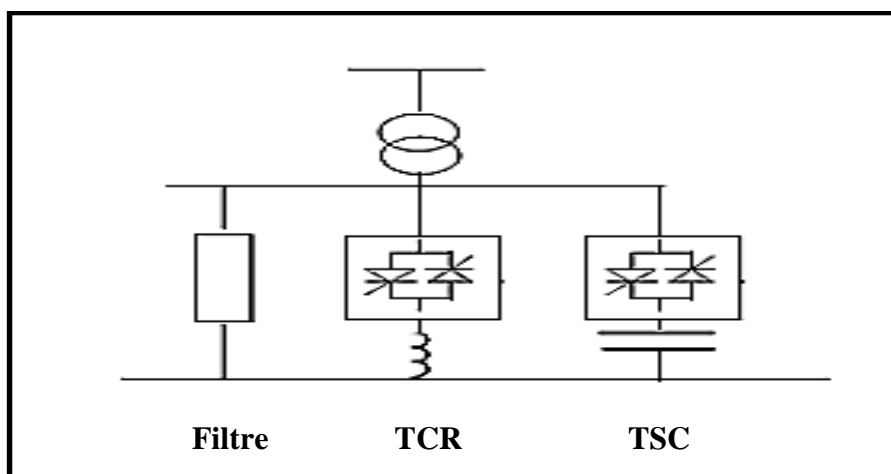


Figure III.6 : Schéma du SVC

III.4.2.3 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 U_0 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 :

- $U_0 < U$: Le courant circule du SVC vers le réseau. Dans ce cas le SVC produit alors de la puissance réactive (comportement capacitif).
- $U_0 > U$: Le courant circule du réseau vers le SVC. Dans ce cas le SVC consomme de la puissance réactive et il a alors un comportement inductif.
- $U_0 = U$: 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 III.7.

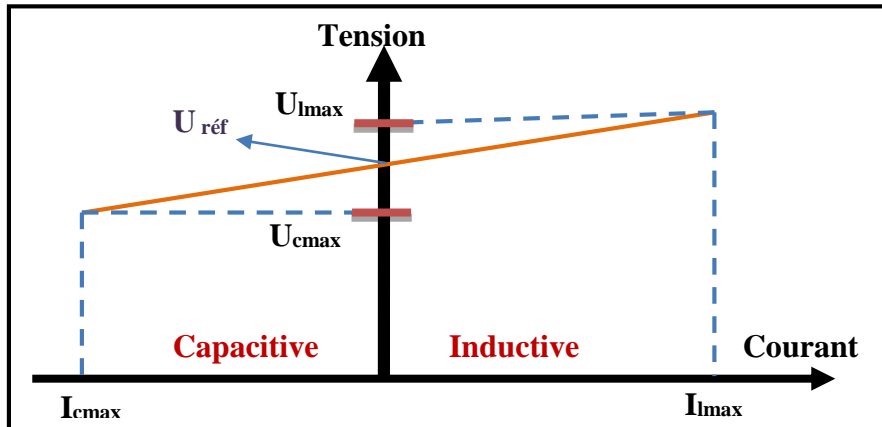


Figure III.7 : Caractéristique de fonctionnement d'un SVC

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

- $U_{\text{réf}}$: La 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 [FET 19].

III.4.2.4 Comparaison entre le SVC et le STATCOM

Le SVC et le STATCOM sont très proches dans leur pouvoir de compensation, mais très différents dans le principe de fonctionnement. Le STATCOM est une source de tension synchronisée en shunt avec le réseau électrique tandis que le SVC est une admittance (inductive ou capacitive) shunte contrôlée. Le STATCOM présente une caractéristique supérieure au SVC, beaucoup plus performant et surtout ne nécessite pas un même banc de batterie que le SVC pour la même puissance [TOU 12].

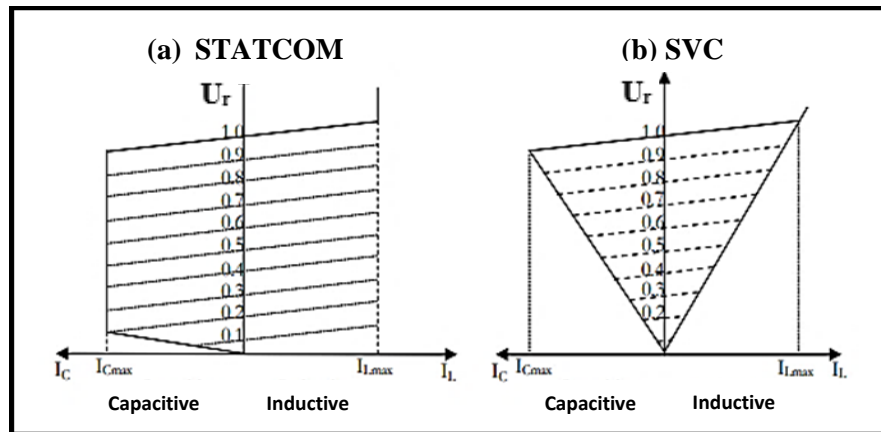


Figure III.8 : Caractéristique tension courant V-I a. STATCOM b. SVC

La figure III.8 montre une différence majeure entre le SVC et le STATCOM. La capacité de compensation du SVC diminue à raison que la tension du service diminue mais le STATCOM garde toujours sa capacité de compensation sans liaison à la tension de service. Dernière différence est quand il est nécessaire de faire une compensation en puissance active, le STATCOM autorise cette fonction à travers la connexion d'une source de puissance continue sur le bus continue comme par exemple une batterie supraconductrice. Cette fonction est impossible avec un SVC [MAR 07].

III.4.3 Compensateurs hybrides "série-shunt"

III.4.3.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors

C'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandé d'une manière coordonné afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, le module et l'angle de la tension de transport de l'énergie [KAR 06].

III.4.3.1.1 TCPAR (Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor)

TCPAR (déphaseur statique) en anglais (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs ou régleurs en charge (LTC « Load Tap Changer ») qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord-ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario [KAR 06].

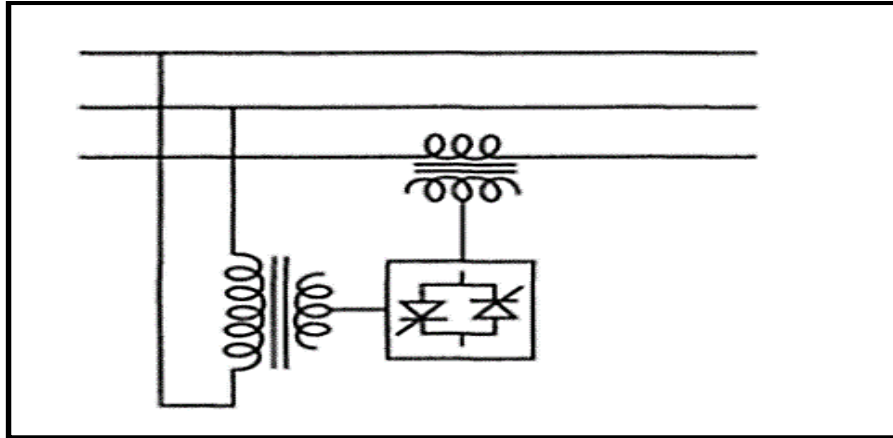


Figure III.9 : Schéma du TCPAR

III.4.3.2 Compensateurs hybrides à base de thyristors GTO

III.4.3.2.1 IPFC (Contrôleur de transit de puissance interligne)

L'IPFC (en anglais, Interline Power Flow Controller) a été proposé par Gyugyi Sen et Schuder en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transport d'une sous-station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC. Nous pouvons l'utiliser afin de contrôler les changements de puissances entre les lignes du réseau [ZER 15].

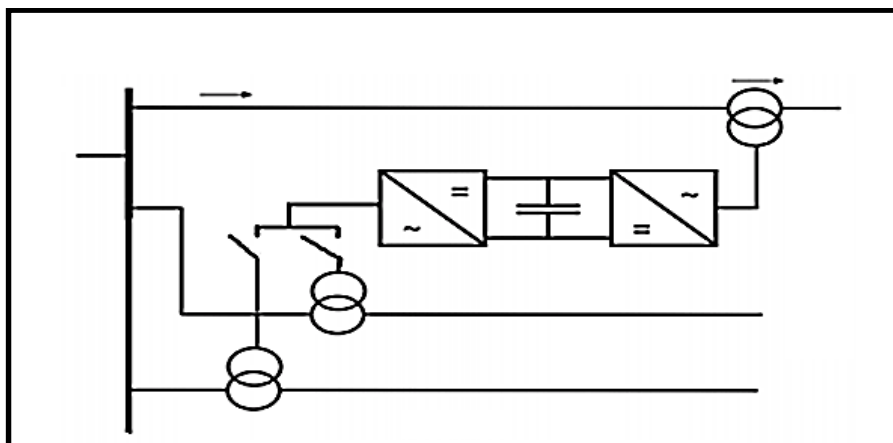


Figure III.10 : Schéma de l'IPFC

III.4.3.2.2 UPFC (Contrôleur de transit de puissance universel)

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC (en anglais, Unified Power Flow Controller) en 1990. En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance [ZER 15].

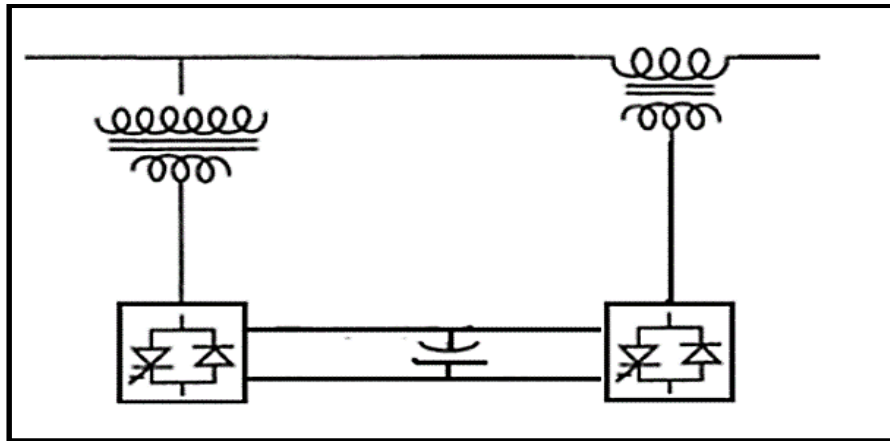


Figure III.11 : Schéma de l'UPFC

III.4.4 Nécessité des dispositifs FACTS

La compensation de l'énergie réactive au niveau des lignes de transmission permet la régulation du profil de la tension le long de ces lignes avec un bon contrôle de la puissance active transmise. Il est reconnu que, la stabilité peut être améliorée, quel que soit son type, si la compensation réactive du système de transmission varie rapidement. Les méthodes de compensation de l'énergie réactive classiques se basent sur les batteries de condensateurs ou les bobines fixes ou commandées mécaniquement. Ces méthodes sont non efficaces dans le contrôle du réseau électrique quand il est sévèrement perturbé. Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT et GTO, le temps de réaction de ces dispositifs a diminué à quelques milli secondes. Il est possible donc de répondre à la demande par l'utilisation d'une compensation rapide en utilisant les dispositifs FACTS [HAM 12]. Le rôle des différents dispositifs FACTS peut être indiqué sur le tableau III.1 selon [IBA 16] comme suit :

Tableau III.1 : Le rôle des différents dispositifs FACTS

	Problème	Action à mener	Solutions conventionnel	Dispositifs FACTS
Limite de la Tension	Chut ou sur-tension	Fourniture ou absorption de l'énergie réactive	Condensateurs séries et shunts	STATCOM SVC
Limites thermiques	Surcharge des lignes	Réduction des charges	Ajouter de nouvelles lignes	TCSC UPFC
Courants de boucles	Répartition de La puissance transférée	Réajustement de la réactance de ligne	Ajouter des condensateurs en série	SVC TCSC UPFC
Niveaux des Courts-circuits	court-circuit très Courant de élevé	Limitation du courant de court- circuit	Ajouter des condensateurs en série	TCSC UPFC

Résonances subsynchrones	Emballlement des générateurs	Atténuation des oscillations	Compensation série	TCSC
---------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	---------------------------	-------------

III.5 Comparaison des FACTS les plus utilisés

Le tableau III.2 montre les performances qui guident l'utilisateur dans son choix pour chaque compensateur :

Tableau III.2 : La comparaison entre les dispositifs FACTS les plus utilisés

FACTS Performance	SVC	STATCOM	TCSC	UPFC
Transit de puissance active	⚡	⚡	⚡⚡⚡	⚡⚡⚡
Contrôle de la puissance réactive	⚡⚡⚡	⚡⚡⚡	/	⚡⚡⚡
Contrôle de la tension	⚡⚡⚡	⚡⚡⚡	⚡	⚡⚡⚡
Contrôle de l'angle de transport	/	/	⚡⚡⚡	⚡⚡⚡
Contrôle dynamique de la tension	⚡⚡	⚡⚡⚡	/	⚡⚡⚡
Stabilité	⚡⚡	⚡⚡⚡	⚡⚡	⚡⚡⚡
Oscillation de puissance	⚡⚡	⚡⚡⚡	⚡⚡⚡	⚡⚡⚡

Influence :

- Performance moyenne ⇒ ⚡
- Bonne performance ⇒ ⚡⚡
- Excellente performance ⇒ ⚡⚡⚡

III.6 Les avantages des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions auxiliaires pour les systèmes électriques. Parmi ces avantages, nous mentionnons les suivants [SAM 00], [BEN 16] et [GRU 10].

- Permettent d'obtenir des vitesses de commande nettement supérieures à celles des systèmes mécaniques.

- Un niveau de maintenance bien inférieur car les systèmes mécaniques s'usent beaucoup plus rapidement que les systèmes statiques.
- Contrôle le transit de la puissance active.
- Augmente la sécurité des systèmes énergétiques (augmentation de la limite de la stabilité transitoire, amortissement des oscillations ...).
- Réduit le transit de l'énergie réactive.
- Optimise les puissances générées, donc réduit le coût de production de l'énergie.
- Capacité et stabilité accrues de transmission de puissance.
- Facilite la connexion de production renouvelable de la grille.

III.7 Les inconvénients des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour aider les systèmes électriques mais ils présentent des inconvénients, en plus qu'ils ne sont pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et rentables.

- Le choix du FACTS.
- Le choix du modèle du FACTS.
- Choix de la localisation des FACTS.
- Protection pour les FACTS et pour le réseau.
- Interactions entre les dispositifs FACTS et les autres éléments.

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté un aperçu global sur les dispositifs FACTS (définition, le rôle, classification, catégories, structure et principe de fonctionnement de chaque dispositif). Une étude détaillée sur les dispositifs shunt comme le SVC et le STATCOM a été présentée dans ce chapitre pour les appliquer dans des modèles de réseau électrique dans le chapitre suivant et cela en vue d'étudier leurs effets sur la stabilité.

CHAPITRE IV :

TEST, SIMULATION ET

ANALYSE DES RESULTATS

IV.1 Introduction

Les réseaux électriques sont souvent soumis à des perturbations pouvant entraîner de sérieux dégâts sur leurs composants et leur continuité de service. Ces perturbations peuvent être externes comme (les coups de foudre) ou internes comme (les défauts de court-circuit, les variations brusques de charge, etc.). Elles affectent les conditions de fonctionnement normal du réseau et conduisent souvent à la perte de la stabilité de tout le système. Pour cela, nous allons étudier dans ce chapitre l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques en décrivant les grandeurs influençant sur l'état d'équilibre du système énergétique (en régime normal et en régime de perturbation). Une étude comparative se présente dans ce chapitre entre deux cas, sans et avec intégration des dispositifs FACTS (plus particulièrement SVC et STATCOM), et cela vis-à-vis de la stabilité des réseaux électriques. L'étude est faite sous l'environnement MATLAB en utilisant le logiciel PSAT (Power System AnalysisToolbox) et cela pour deux réseaux de test IEEE 14 JB et IEEE 30 JB. Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été obtenus par le même logiciel PSAT.

IV.2 Description générale de l'étude

Le travail décrit dans ce chapitre est destiné à l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques sous MATLAB/PSAT en utilisant les (FACTS) qui sont des moyens flexibles capables d'améliorer la stabilité et les performances des réseaux électriques et cela selon trois phases d'étude :

- 1^{ère} phase : Pour chaque ligne du réseau, créer un défaut triphasé et déterminer le Temps Critique d'Isolement de Défaut (TCID) qui maintient la stabilité du réseau.
- 2^{ème} phase : Identifier la ligne la plus sensible qui présente le la plus petite valeur du TCID.
- 3^{ème} phase : Introduire les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) pour améliorer le TCID (maximiser le TCID).

IV.3 Qu'est ce qu'est le PSAT

PSAT (Power System AnalysisToolbox) est un logiciel destiné à l'analyse et l'étude des réseaux électriques. Il est développé sous MATLAB par Mr. Federico Milano. PSAT est une boîte à outils qui est dédiée pour l'analyse statique, l'analyse dynamique et le contrôle des réseaux électriques. Le logiciel PSAT a des interfaces graphiques pour le système et les paramètres de

réglage de routine, il inclut l'écoulement de puissance basé sur la méthode de NEWTON-RAPHSON [BOU 12].

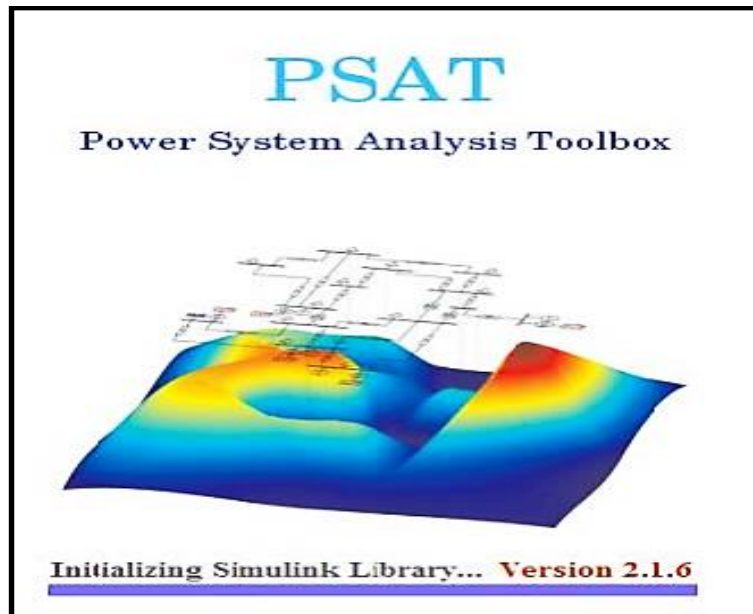


Figure IV.1 : Interface graphique du PSAT

L'interface graphique interactive du PSAT permet à l'utilisateur de calculer, selon [NOU 12] à :

- Ecoulement de puissance (L'EP) par la méthode de Newton Raphson.
- Accroissement continue de la charge (Continuation power flow).
- Optimisation de l'écoulement de puissance (Optimal power flow).
- Analyse de la stabilité des réseaux électriques.
- Intégration des systèmes FACTS dans les réseaux de transport.

IV.4 Manipulation avec PSAT

Quoique le PSAT fonctionne sous l'environnement MATLAB, il ne peut être lancé qu'à partir de la version MATLAB 7.9.0 et plus. Après l'enregistrement du dossier PSAT dans le répertoire « work ». Pour lancé le PSAT, il faut suivre les étapes suivantes :

- Ouvrir Le MATLAB .
- Aller au dossier PSAT dans work.
- Taper « psat » dans le MATLAB commande avec apparition de la fenêtre principale illustrée ci-dessous :

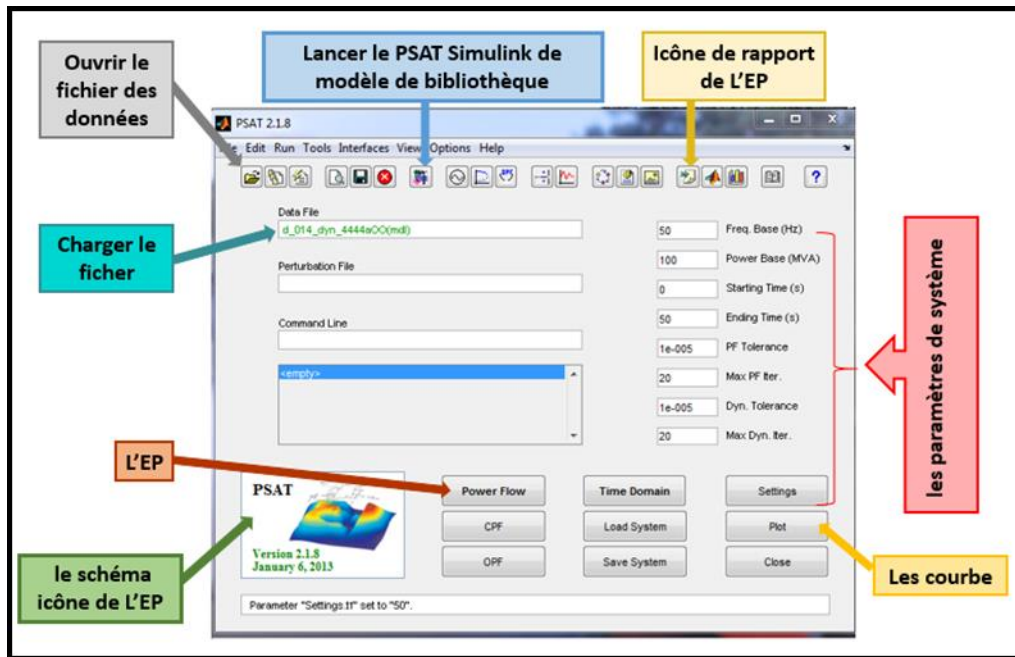


Figure IV.2 : Fenêtre d'accueil du PSAT

IV.5 Pourquoi le choix de PSAT

Le choix du PSAT est justifié par :

- On peut lire n'importe quelle base de données.
- PSAT reste un outil performant et très prisé.
- On peut ouvrir un réseau soit on peut faire un autre réseau.
- C'est un logiciel gratuit et open access.
- La richesse de sa bibliothèque simulink pour réaliser des réseaux test.

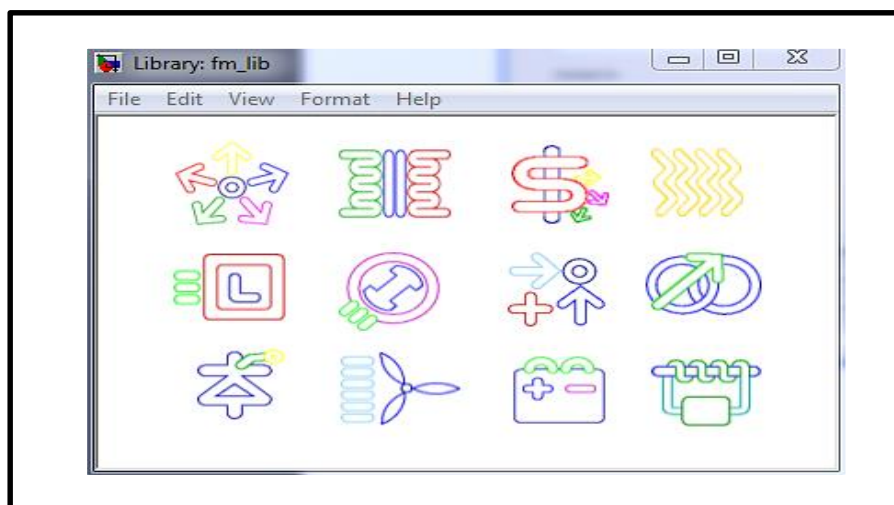


Figure IV.3 : Bibliothèque de simulink

Chaque composant de la bibliothèque de simulink contient les éléments représentés dans les deux fenêtres suivantes (a - b).

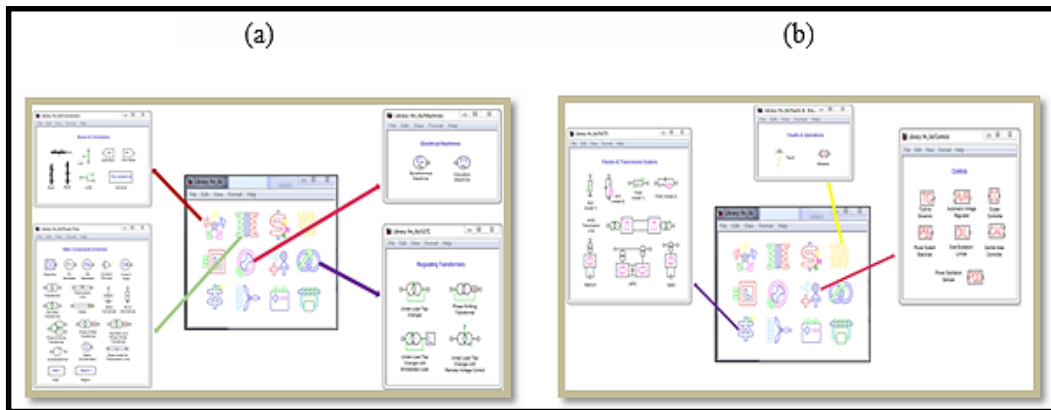


Figure IV.4 : Chaque composant de la bibliothèque de simulink

IV.6 Comment charger un modèle du réseau dans PSAT

Le chargement d'un fichier peut être accompli en 3 étapes résumées comme suit :

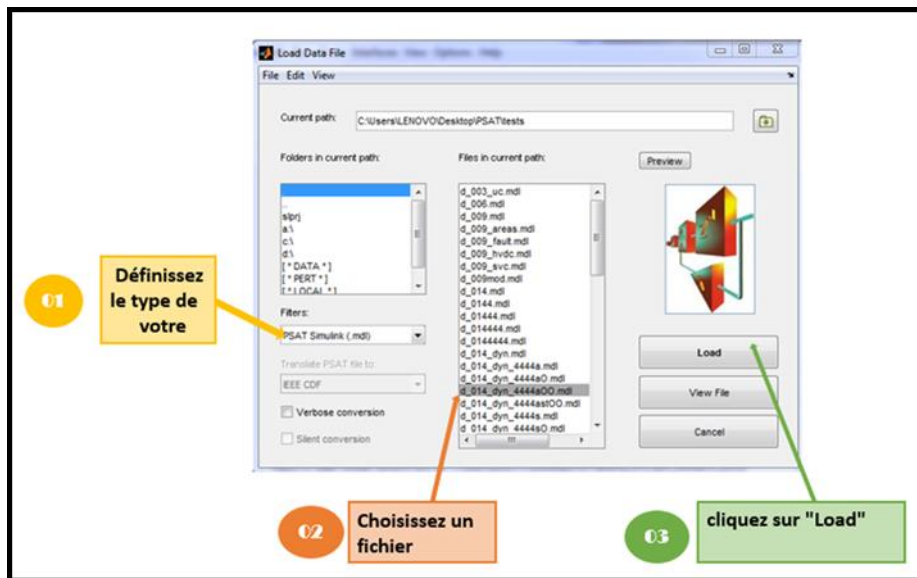


Figure IV.5 : Chargement du fichier de données

IV.7 Le Temps Critique d'Isolation le Défaut (TCID)

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité dynamique d'un réseau électrique. L'indicateur est le qui TCID est le temps maximal pendant lequel le réseau peut supporter le défaut sans perdre son équilibre.

IV.8 Méthode d'analyse de la stabilité dynamique du réseau électrique

La méthode d'analyse de la stabilité dynamique prend en considération deux réseaux électriques de test IEEE 14 JB et IEEE 30 JB. Pour chaque réseau, les détails des trois phases décrites dans IV.2 sont comme suit :

Détails de la phase 1 : On détermine le TCID de toutes les lignes (pour un défaut de court-circuit triphasé équilibré car il représente le défaut le plus sévère qui peut affecter le réseau électrique). A chaque changement du temps critique d'isolement de défaut, on observe les courbes de l'angle et de la vitesse angulaire pour tous les générateurs. L'observation du comportement dynamique du système ne peut révéler que deux cas :

- Système stable : Si les angles et les vitesses angulaires pour tous les générateurs prennent des valeurs constantes
- Système instable : Si au moins un angle d'un générateur tend vers l'infini ou la vitesse angulaire dévie de la vitesse de synchronisme

Détails de la phase 2 : On identifie la ligne qui a la plus faible valeur de TCID et qui est la ligne la plus sensible aux défauts.

Détails de la phase 3 : On intègre les FACTS (SVC et STATCOM) au niveau du JB le plus sensible (à la variation de la charge ou présentant le plus faible module de la tension) et on répète en coreune autre fois la simulation pour constater le changement du TCID. On essaye d'améliorer aussi le TCID par le changement de leurs propres paramètres les intégrations des dispositifs FACTS et par le changement des paramètres des FACTS.

On déterminé aussi le TCID pour les lignes liées (ou les plus proches) aux centrales électriques pour identifier quelle est la ligne qui présente la plus petite valeur de TCID. Cela va nous permettre de détecter la centrale électrique de plus grande influence sur la stabilité dynamique du réseau électrique.

IV.9 Analyse de la stabilité dynamique du réseau IEEE 14 JB sans et avec intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM)

IV.9.1 Réseaux test : Réseau IEEE 14 JB

Le schéma unifilaire du réseau test IEEE 14 JB en régime dynamique est représenté par le logiciel PSAT sur la figure IV.6.

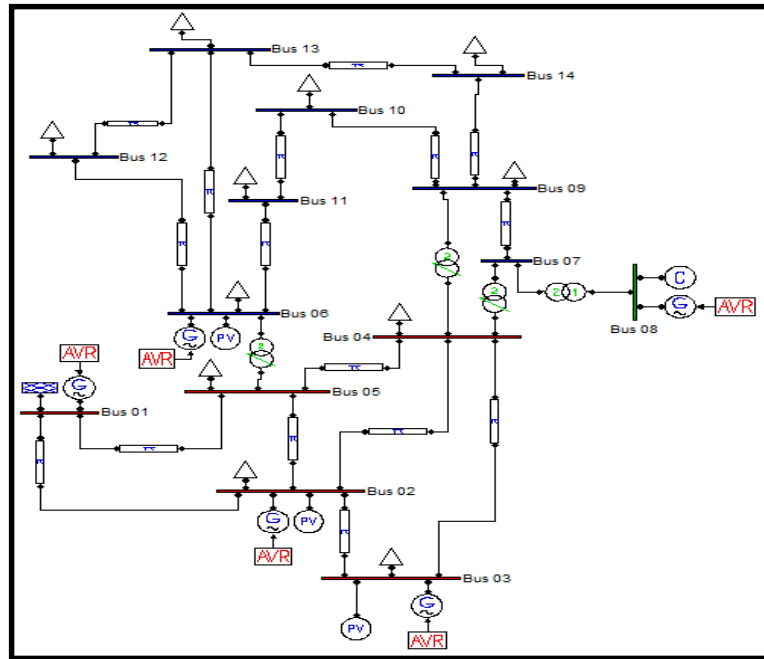


Figure IV.6 : Représentation du réseau IEEE 14 JB à l'état initial

IV.9.2 Caractéristique du modèle du réseau IEEE 14 JB

Tableau IV.1 : Les caractéristiques de modèle d'étude (réseau dynamique IEEE 14 JB)

Nombre de jeu de barre	Nombre de ligne	Nombre de générateur	Nombre de transformateur	Nombre de charge
14	16	5	4	11

Tableau IV.2 : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau IEEE 14 JB

JB	V [p.u]	Angle [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P charge [p.u]	Q charge [p.u]
1	1.0594	-0.00032	2.9412	-0.18812	0	0
2	1.0443	-0.11382	0.4	0.7962	0.3038	0.1778
3	1.0192	-0.27815	0.25	0.6040	1.3188	0.266
4	0.99592	-0.22433	0	0	0.6692	0.056
5	0.99969	-0.18843	0	0	0.1064	0.0224

6	1.0241	-0.29143	0.25	0.1293	0.1568	0.105
7	1.0263	-0.29437	0	0	0	0
8	1.0893	-0.29458	0	0.3889	0	0
9	0.99319	-0.33197	0	0	0.413	0.2324
10	0.98726	-0.33253	0	0	0.126	0.0812
11	0.99993	-0.31543	0	0	0.049	0.0252
12	1.0015	-0.31602	0	0	0.0854	0.0224
13	0.99308	-0.31956	0	0	0.189	0.0812
14	0.96591	-0.35435	0	0	0.2086	0.07
Perte active total [p.u]				0.21516		
Perte réactive total [p.u]				0.59092		

- **JB** : jeu de barre.
- **V** : Tension de JB [p.u].
- **Angle** : Le déphasage de la tension [rad].
- **Q gen** : La puissance réactive générée [p.u].
- **Pgen** : La puissance active générée [p.u].
- **P charge** : La puissance active de la charge [p.u].
- **Q charge** : La puissance réactive de la charge [p.u].

IV.9.3 La stabilité du réseau électrique IEEE 14 JB à l'état initial

Pour connaître la stabilité du réseau électrique à l'état initial, nous notons que la vitesse angulaire doit être égale à la vitesse de synchronisme et cela pour tous les générateurs.

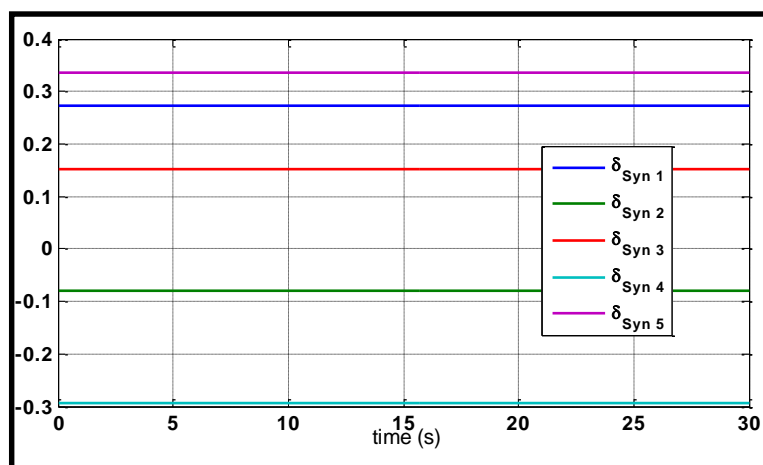


Figure IV.7 : Les angles internes des machines pour tous les générateurs du réseau dynamique IEEE 14 JB à l'état initial

IV.9.4 Analyse de l'emplacement optimal du FACTS (SVC et STATCOM) du réseau IEEE 14 JB

Pour l'emplacement optimal du FACTS (SVC ou STATCOM), on détermine le jeu de barre de faible module de tension et le jeu de barre le plus sensible.

IV.9.4.1 Détermination du jeu de barre de faible module de tension du réseau IEEE 14 JB

Après la simulation, nous remarquons qu'à l'état initial du réseau, le JB-14 c'est le JB de faible module de tension avec $V = 0.96591$ p.u, selon la figure IV.8.

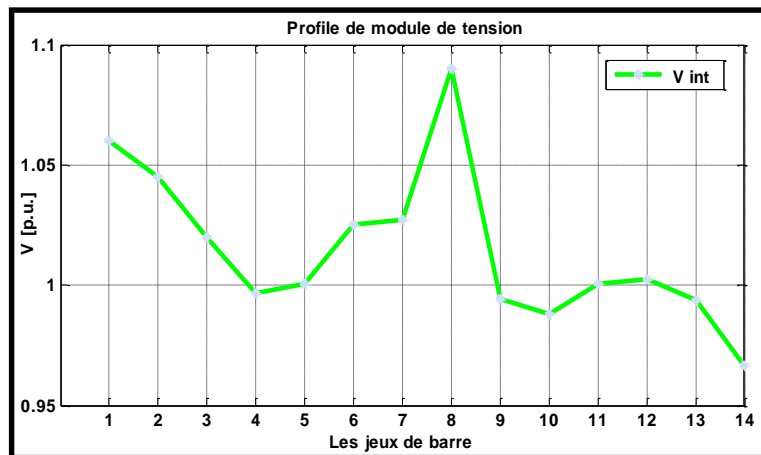


Figure IV.8 : Profile de tension du réseau dynamique IEEE 14 JB à l'état initial

IV.9.4.2 Détermination du jeu de barre le plus sensible du réseau IEEE 14 JB

Pour déterminé le JB le plus sensible à la variation de la charge, on utilise la méthode de l'écoulement de puissance continue (Continuation Power Flow – CPF) cette méthode a appliqué dans le régime statique. Les caractéristiques du modèle du réseau statique IEEE 14 JB sont indiqué à l'annexe A.

CPF (Continuation Power Flow) : Augmentation du facteur de charge progressivement jusqu'à atteindre le facteur de charge maximal (λ_{max}). C'est le facteur que peut supporter un réseau sans perdre sa stabilité. Dans ce cas nous obtenons du facteur de charge maximale ($\lambda_{max} = 1.1896$). Les résultats de l'Écoulement de Puissance (l'EP) à la marge de stabilité sont illustrés sur le tableau IV.3. Le profil du module de la tension à l'état initial et à la marge de stabilité du réseau IEEE 14 JB est décrit sur la figure IV.9 et qui peut engendrer la caractéristique PV des JB's les plus critiques sur la figure IV.10. On peut constater le pourcentage de la variation de la tension par rapport à l'état initial sur le tableau IV.4.

Tableau IV.3 : Résultat de l'EP à la marge de stabilité du réseau IEEE 14 JB

JB	V [p.u]	Angle [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P charge [p.u]	Q charge [p.u]
1	1.0600	0	4.6705	3.5422	0	0
2	0.88497	-0.15939	0.47274	0.5	0.35905	0.2101 3
3	0.71859	-0.53518	0	0.4	1.5586	0.3143 7
4	0.71178	-0.38894	0	0	0.79089	0.06618
5	0.74426	0.31289	0	0	0.12575	0.02647
6	0.62884	-0.75991	0	0.24	0.18531	0.12409
7	0.63902	-0.64085	0	0	0	0
8	0.69947	-0.64085	0	0.24	0	0
9	0.57545	-0.80014	0	0	0.4881	0.27466
10	0.56193	-0.82024	0	0	0.14891	0.09597
11	0.58444	-0.80054	0	0	0.05791	0.02978
12	0.58014	-0.83634	0	0	0.10093	0.02647
13	0.56312	-0.84235	0	0	0.22337	0.09597
14	0.50628	-0.92768	0	0	0.24653	0.08273
Perte active total [p.u]				0.85788		
Perte réactive total [p.u]				3.5753		

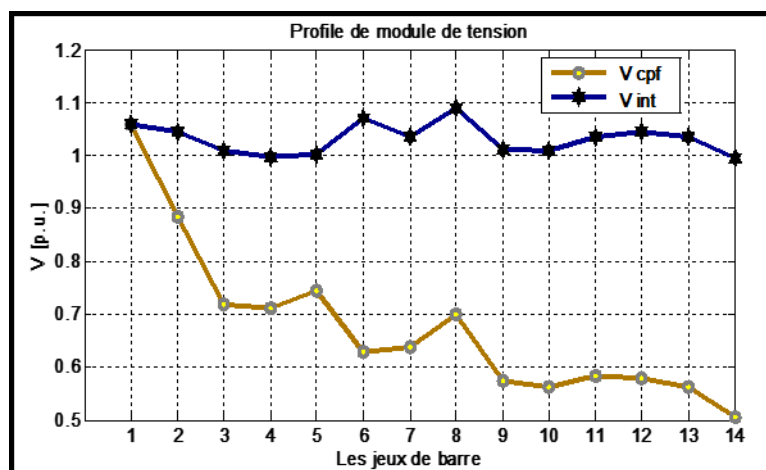


Figure IV.9 : Profile du module de la tension à l'état initial et à la marge de stabilité du réseau IEEE 14 JB

Tableau IV.4 : Le pourcentage de la variation de la tension par rapport à l'état initial

JB	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$\frac{\Delta v}{v} \%$	23.68 %	40.47 %	36.32 %	35.83 %	40.02 %	41.22 %	41.34 %	42.75 %	43.42 %	44.94 %

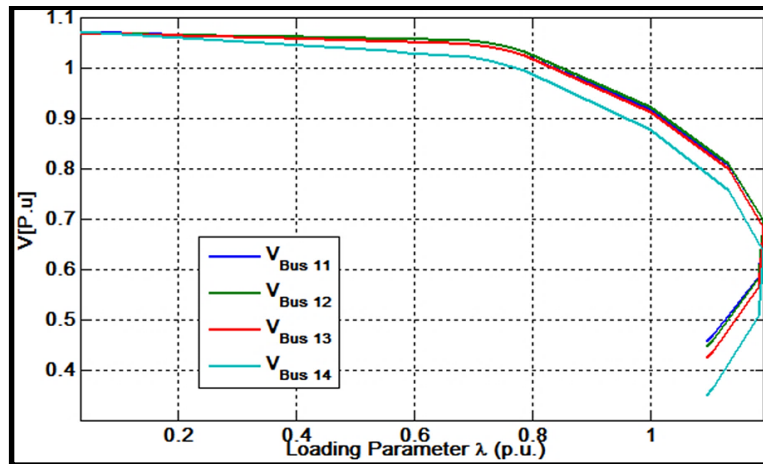


Figure IV.10 : Caractéristique PV au niveau des nœuds critiques du réseau IEEE 14 JB

Interprétation

D’après les résultats de tableau IV.4 et la figure IV.10, il est clair que les JBs (14, 13, 12, 11) sont considérés comme des nœuds critiques de notre système parce que le pourcentage de variation de la tension est plus élevé par rapport aux autres jeux de barres. A partir les courbes de la figure IV.10, on peut constater que le JB qui tend vers le point de l’effondrement de la tension avant les autres c’est le JB-14 parce que c’est le JB le plus sensible à la variation de la tension en fonction du facteur de charge.

IV.9.5 Détermination du TCID au niveau des lignes à l’état initial du réseau 14 JB

Pour l’identification de la ligne la plus sensible, on détermine le TCID pour chaque ligne pour que le réseau reste stable.

Tableau IV.5 : Détermination du TCID des lignes à l’état initial du réseau IEEE 14 JB

La ligne entre les JBs		TCID (sec)	Localisation du défaut
JB de départ	JB d’arrivé		
9	10	1.6448	JB 9
2	12	2.3768	JB 2
6	13	1.7524	JB 6
11	6	1.7462	JB 6
12	13	1.7533	JB 12
10	11	1.6446	JB 10
13	14	1.9114	JB 13
9	14	1.9105	JB 9

Interprétation

D'après les résultats du tableau IV.5, la ligne (10-11) est la ligne la plus sensible par rapport aux autres lignes car elle présente la plus petite valeur du TCID qui est de 1.6446 sec. Si le défaut (court-circuit triphasé équilibré) dans JB-10 provoque l'ouverture de disjoncteur (breaker) qui est placé dans la ligne (10-11). L'évolution de la courbe de l'angle interne de la machine pour chaque générateur est décrite sur la figure IV.11 et cela avant, pendant et après l'apparition du défaut signalant un système stable.

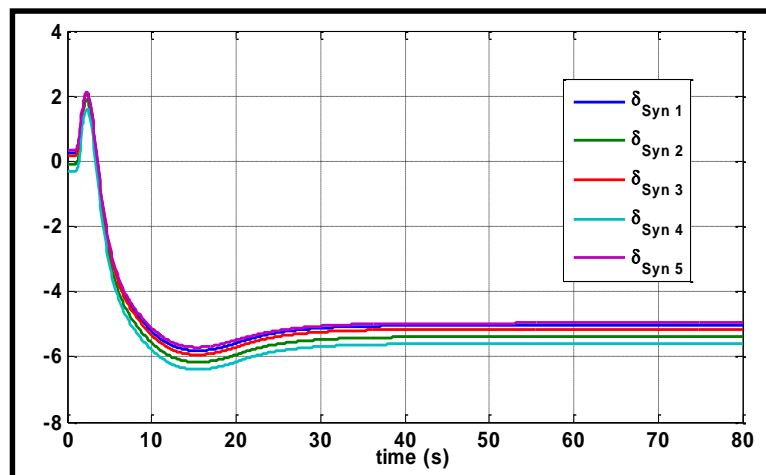


Figure IV.11 : Les courbes de l'angle interne pour tous les générateurs du réseau dynamique IEEE 14 JB avant, pendant et après l'apparition du défaut

IV.9.6 Analyse du réseau IEEE 14 JB avec les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM)

Pour cette analyse on place les dispositifs FACTS (SVC ou STATCOM) au JB-14 parce que c'est le JB le plus sensible et en même temps c'est le JB qui a la plus faible grandeur du module de tension.

IV.9.6.1 Analyse du réseau IEEE 14 JB avec SVC

Réseaux test : Réseau IEEE 14 JB avec SVC

La figure IV.17 illustre le schéma unifilaire du réseau IEEE 14 JB en présence d'un défaut sur la ligne (10-11) et d'un compensateur SVC au JB-14.

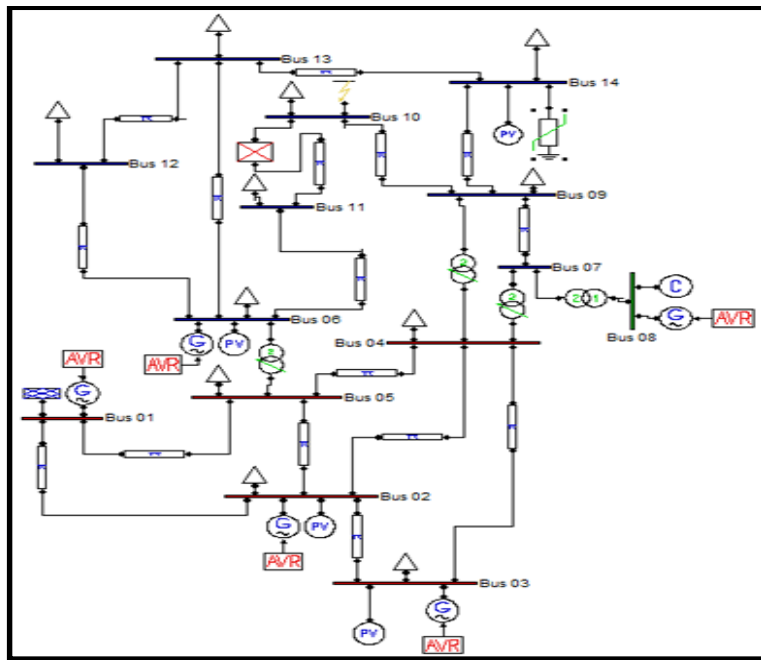


Figure IV.12 : Réseau IEEE 14 JB en présence d'un défaut et d'un compensateur SVC au JB-14

Pour avoir la meilleure valeur de TCID pour un défaut sur la ligne plus sensible, nous allons apporter quelques modifications sur les limites de la susceptance du SVC et noter comment ces modifications vont influencer sur le TCID. Les résultats de simulation pour ce cas sont récapitulés sur le tableau IV.6.

Tableau IV.6 : Influence des limites de la susceptance du SVC sur le TCID pour le réseau IEEE 14 JB

B_{max} [pu]	B_{min} [pu]	TCID (sec)
1.1	-1.1	1.6462
1.1	-1.9	1.6462
1.2	-1.7	1.6467
1.2	-1.9	1.6467

Interprétation

La puissance réactive échangée par le SVC avec le réseau est en fonction de la susceptance de réglage en fonction des conditions de fonctionnement du réseau.

Les limites de la susceptance (1.2 -1.7) et (1.2 -1.9) donnent le meilleur temps du TCID d'une valeur 1.6467 sec et le réseau reste stable comme le montré la figure IV.13.

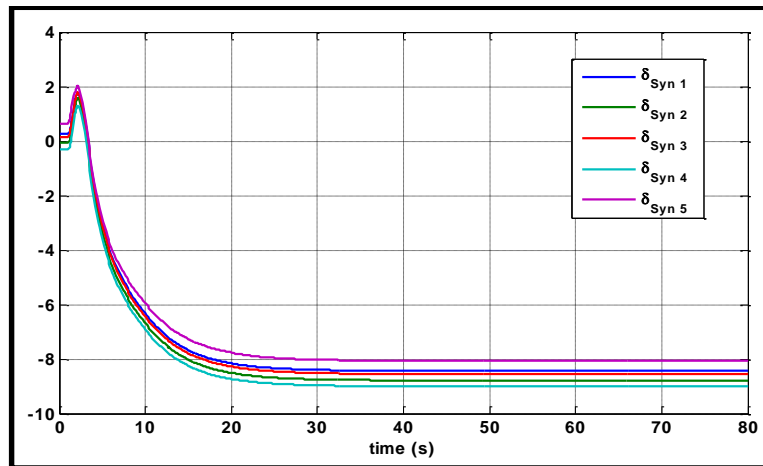


Figure IV.13 : Les courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 14 JB en présence du défaut et avec SVC au JB-14

IV.9.6.2 Analyse du réseau IEEE 14 JB avec STATCOM

Réseaux test : Réseau IEEE 14 JB avec STATCOM

La figure IV.14 illustre le schéma unifilaire du réseau IEEE 14 JB en présence d'un défaut sur la ligne (10-11) et d'un compensateur STATCOM au JB-14.

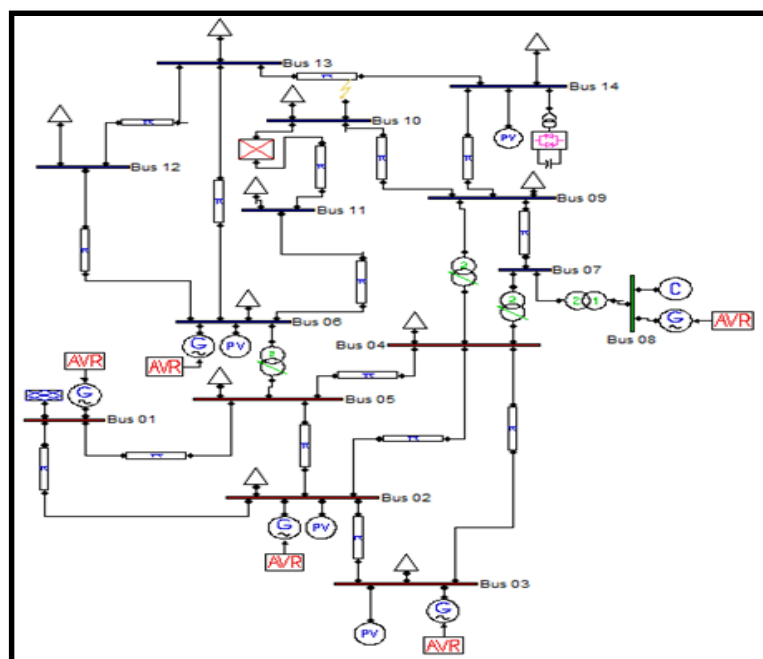


Figure IV.14 : Réseau IEEE 14 JB en présence d'un défaut et d'un compensateur STATCOM au JB-14

Pour avoir le meilleur TCID avec un défaut sur la ligne plus sensible, nous allons apporter quelques modifications sur les limites du courant au niveau du STATCOM et noter comment cela affecte l'amélioration du TCID. Les résultats de simulation concernant ces modifications sont résumés sur le tableau IV.7.

Tableau IV.7 : Classification le TCID dans déferent marge de courant STATCOM

I_{max} [p.u]	I_{min} [p.u]	TCID (ses)
1	-1	1.7278
1	-1.6	1.7278
1.4	-1.8	1.8054
1.5	-1.8	1.8307

Interprétation

On remarque les limites du courant pour le STATCOM (1.5 -1.8) apporte le meilleur TCID estimé à 1.8307 sec. Le réseau reste stable comme le montre la figure IV.15.

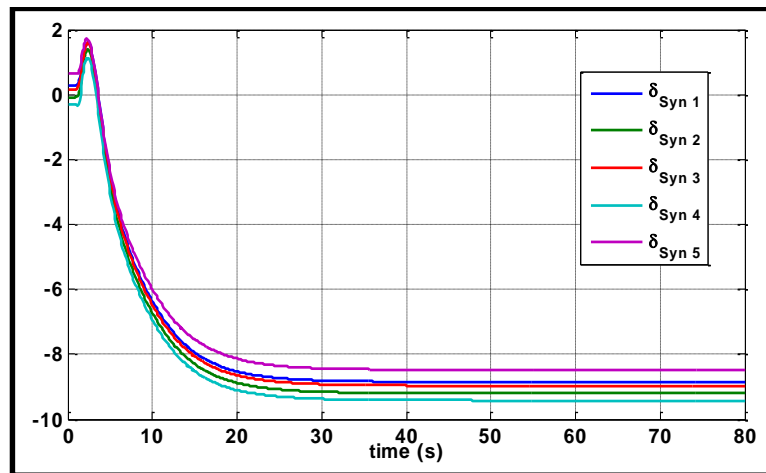


Figure IV.15 : Les courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 14 JB en présence du défaut et avec STATCOM au JB-14

IV.9.7 La comparaison entre les deux types d'analyse avec SVC et STATCOM du réseau IEEE 14 JB

IV.9.7.1 La comparaison entre les profils des modules de tension avant et après compensation SVC et STATCOM du réseau dynamique IEEE 14 JB

La figure IV.16 expose le profile de la tension avant et après la compensation avec SVC et STATCOM du réseau IEEE 14 JB.

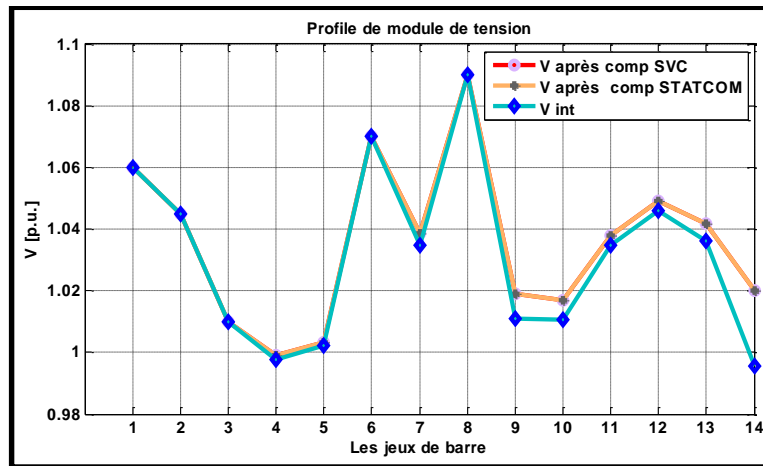


Figure IV.16 : Le profile des modules de tension d’un réseau statique IEEE 14 JB à l’état initial et après la compensation (SVC, STATCOM) au JB-14

Interprétation

On note qu’il y a une amélioration significative du profile de tension au niveau du JB-14 (ainsi que les JBs de voisinage) par rapport à l’état initial parce qu’il est lié directement aux les dispositifs de compensation SVC et STATCOM qui constituent un support du module de tension.

IV.9.7.2 Comparaison entre le TCID avant et après compensation SVC et STATCOM du réseau dynamique IEEE 14 JB

Le tableau IV.8 donne une comparaison entre le TCID avant et après la compensation avec le SVC et le STATCOM

Tableau IV.8 : Comparaison entre le TCID avant et après compensation (SVC, STATCOM) du réseau dynamique IEEE14 JB

	Sans Compensation	Avec Compensation	
		SVC	STATCOM
TCID (sec)	1.6446	1.6467	1.8307

Interprétation

D’après les résultats de simulation, en absence de compensation le réseau est stable et la temps critique d’isolement de défaut est faible par rapport au cas de compensation avec SVC et STATCOM. Le STATCOM donne un meilleur temps de TCID 1.8307 sec par rapport à celui du SVC 1.6467 sec.

IV.10 Analyse de la stabilité dynamique du réseau IEEE 30 JB sans et avec intégration de dispositif FACTS (SVC et STATCOM)

Le réseau électrique IEEE 30 JB est un réseau plus développé et de grande taille.

IV.10.1 Schéma descriptif du réseau test : Réseau IEEE 30 JB

La représentation du réseau test IEEE 30 JB sous PSAT est donnée sur la figure IV.17.

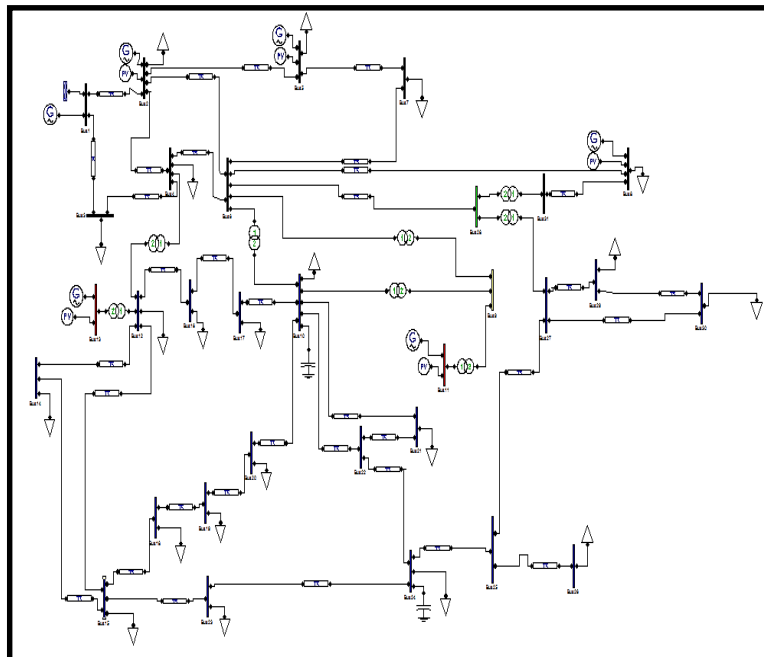


Figure IV.17 : Représentation du réseau dynamique IEEE 30 JB par le logiciel PSAT

IV.10.2 Caractéristique du modèle du réseau IEEE 30 JB

Le tableau IV.9 illustre les caractéristiques du modèle d'étude (réseau dynamique) IEEE 30 JB et le tableau IV.10 présente les résultats de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau.

Tableau IV.9 : Les caractéristiques de modèle d'étude (réseau dynamique IEEE 30 JB)

Nombre de jeu de barre	Nombre de ligne	Nombre de générateur	Nombre de transformateur	Nombre de charge
30	34	6	8	21

Tableau IV.10 : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau IEEE 30 JB

JB	V [p.u]	Angle [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P charge [p.u]	Q charge [p.u]
1	1.06	0	2.1157	-0.16401	0	0
2	1.045	-0.07733	0.4	0.37437	0.217	0.127
3	1.0317	-0.11334	0	0	0.024	0.012
4	1.0248	-0.13639	0	0	0.076	0.016
5	1.01	-0.20995	0.	0.27702	0.942	0.19
6	1.0183	-0.15961	0	0	0	0
7	1.0072	-0.18943	0	0	0.228	0.109
8	1.01	-0.16632	0.	0.11332	0.3	0.3
9	1.0511	-0.19709	0	0	0	0
10	1.0384	-0.22862	0	0	0.058	-0.18489
11	1.082	-0.18549	0.12	0.305	0	0
12	1.0375	-0.21556	0	0	0.112	0.075
13	1.071	-0.20044	0.12	0.25724	0	0
14	1.0275	-0.20044	0	0	0.062	0.16
15	1.0282	-0.23275	0	0	0.082	0.025
16	1.0348	-0.22272	0	0	0.035	0.018
17	1.0323	-0.23055	0	0	0.09	0.05
18	1.0196	-0.24362	0	0	0.032	0.009
19	1.0176	-0.24668	0	0	0.095	0.034
20	1.022	-0.24319	0	0	0.022	0.007
21	1.0251	-0.23677	0	0	0.175	0.112
22	1.0254	-0.23661	0	0	0	0
23	1.0172	-0.24045	0	0	0.032	0.016
24	1.0101	-0.24403	0	0	0.087	0.02313
25	0.99912	-0.23974	0	0	0	0
26	0.98111	-0.24734	0	0	0.035	0.023
27	1.0011	-0.2325	0	0	0	0
28	1.0138	-0.16841	0	0	0	0
29	0.98077	-0.25495	0	0	0.024	0.009
30	0.96901	-0.27109	0	0	0.106	0.019
Perte active total [p.u]				0.12167		
Perte réactive total [p.u]				0.14971		

IV.10.3 Stabilité du réseau électrique IEEE 30 JB à l'état initial

La figure IV.18 expose les courbes de l'angle interne de la machine pour chaque générateur signalant un système stable.

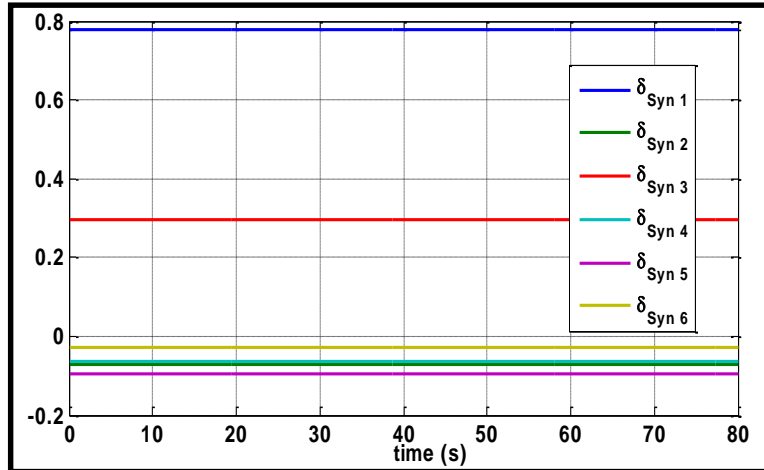


Figure IV.18 : Les angles internes des machines pour tous les générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB à l'état initial

IV.10.4 Analyse de l'emplacement optimal du FACTS (SVC et STATCOM) du réseau IEEE 30 JB

Pour l'emplacement optimal du FACTS (SVC ou STATCOM), on détermine le jeu de barre de faible module de tension et le jeu de barre le plus sensible

IV.10.4.1 Détermination du jeu de barre de faible module de tension du réseau IEEE 30 JB

Après simulation, nous remarquons qu'à l'état initial du réseau, le JB-30 est le JB de faible module de tension avec $V = 0.96901$ p.u selon la figure IV.19.

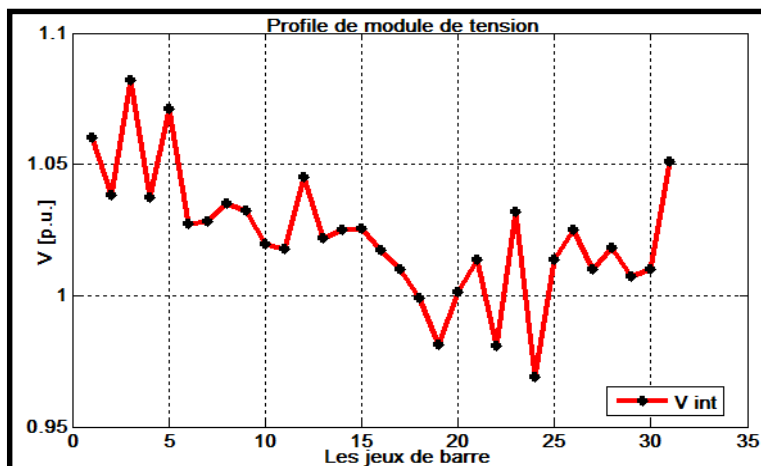


Figure IV.19 : Profil de tension du réseau dynamique IEEE 30 JB à l'état initial

IV.10.4.2 Détermination du jeu de barre le plus sensible du réseau IEEE 30 JB

Pour déterminé le JB le plus sensible à la variation de la charge, on utilise la méthode de l'écoulement de puissance continue (Continuation Power Flow –CPF) cette méthode a appliqué dans le régime statique. Selon des études antérieures des étudiants sur analyse de la stabilité statique du réseau IEEE 30 JB pour détermination le JB plus sensible et par les résultats obtenus, nous avons constaté que JB-26 est JB le plus sensible comme il est indiqué à l'annexe B.

IV.10.5 Détermination du TCID au niveau des lignes à l'état initial du réseau 30 JB

Le modèle dynamique du réseau électrique IEEE 30 JB se compose de deux niveaux de tension différents (132 KV et 33 KV).

IV.10.5.1 Détermination du TCID des tous lignes à l'état initial du réseau 30 JB au niveau de tension « 132 KV »

Pour l'identification de la ligne la plus sensible, on détermine le TCID au niveau de tension 132 KV pour chaque ligne pour que le réseau reste stable.

Tableau IV.11: Détermination du TCID des lignes à l'état initial du réseau IEEE 30 JB au niveau de tension 132 KV

La ligne entre les JB		TCID (sec)	Localisation du défaut
JB de départ	JB d'arrivé		
5	2	3.0453	JB5
8	6	1.8020	JB8
5	7	1.9942	JB7
4	6	1.6167	JB6
7	6	1.9931	JB7
6	28	1.6204	JB6
2	6	1.6140	JB6
2	4	1.6625	JB4
4	3	1.6491	JB4
2	1	singularity	JB2
1	3	1.8601	JB3

Interprétation :

D'après les résultats du tableau IV.11, la ligne (2-6) c'est la ligne la plus sensible par rapport aux autres lignes car elle présente la plus petite valeur du TCID qui est de 1.6140 sec. Si le défaut (court-circuit triphasé équilibré) dans JB-6 provoque l'ouverture de disjoncteur (breaker) qui est placé dans la ligne (2-6) et le système doit être stable après la disparition du défaut.

IV.10.5.2 Détermination du TCID de toutes les lignes à l'état initial du réseau 30 JB au niveau de tension « 33 KV »

Le tableau IV.12 donne le TCID pour chaque ligne à l'état initial du réseau IEEE 30 JB au niveau des JB de tension 33 KV pour que le réseau reste stable.

Tableau IV.12 : Détermination du TCID des lignes à l'état initial du réseau IEEE 30 JB au niveau de tension 33 KV

La ligne entre les JBs		TCID (sec)	Localisation du défaut
JB de départ	JB d'arrivé		
17	16	1.8775	JB17
17	10	1.8773	JB17
10	20	1.6935	JB10
20	19	2.4531	JB20
19	18	2.5721	JB19
18	15	2.5763	JB18
23	15	2.8742	JB23
24	23	2.8106	JB24
25	24	2.6766	JB25
24	22	2.8105	JB24
21	22	1.9805	JB21
21	10	1.9804	JB21
22	10	2.0133	JB22
27	25	2.0901	JB27
30	27	3.1324	JB30
30	29	2.1325	JB30
29	27	3.0220	JB29
14	12	1.8878	JB14
15	12	3.3024	JB15
15	14	3.3025	JB15
16	12	1.7949	JB16
26	25	Instable	JB26

Interprétation

D'après les résultats du tableau IV.12, la ligne (10-20) c'est la ligne la plus sensible par rapport aux autres lignes car elle présente la plus petite valeur du TCID qui est de 1.6935 sec. Si le défaut (court-circuit triphasé équilibré) dans JB-10 provoque l'ouverture de disjoncteur (breaker) qui est placé dans la ligne (10-20), l'évolution de la courbe de l'angle interne de la machine pour chaque générateur converge vers une valeur constante signalant un système stable.

IV.10.6 Analyse du réseau IEEE 30 JB avec les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM)

Pour cette analyse on place les dispositifs FACTS (SVC ou STATCOM) au JB-26 parce que c'est le JB le plus sensible et au JB-30 c'est le JB qui a la plus faible grandeur du module de tension pour savoir comment est affecté la ligne la plus sensible à chaque niveau de tension 132 KV pour la ligne (2-6) et au niveau de tension 33 KV pour la ligne (10-20).

Tableau IV.13 : L'influence des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) au niveau des JB de tension 132 KV – défaut sur la ligne (2-6)

Localisation du FACTS	TCID avec compensation SVC (sec)	TCID avec compensation STATCOM (sec)
26	Singularity	Singularity
30	Instable	Singularity

Tableau IV.14 : L'influence des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) au niveau des JB de tension 33 KV – défaut sur la ligne (10-20)

Localisation du FACTS	TCID avec compensation SVC (sec)	TCID avec compensation STATCOM (sec)
26	Singularity	Singularity
30	Instable	Singularity

Interprétation

D'après les résultats des tableaux IV.13 et IV.14, nous avons constaté que l'emplacement des FACTS au JB-26 (JB le plus sensible du point de vue tension) et au JB-30 (JB de plus faible grandeur du module de tension) n'avait aucune influence sur le TCID pour un défaut sur la ligne la plus sensible lointaine de l'emplacement du FACTS.

IV.10.7 Détermination de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) du réseau IEEE 30 JB

Dans cette partie, nous rechercherons l'emplacement optimal pour l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) aux différents JB du réseau dynamique IEEE 30 JB pour améliorer la valeur du TCID et cela pour un défaut sur la ligne la plus sensible.

IV.10.7.1 Détermination de l'emplacement optimal du dispositif FACTS (SVC et STATCOM) pour le niveau de tension « 132 KV »

Pour chaque JB (niveau de tension 132 KV), on intègre des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) et on détermine le TCID pour un défaut sur la ligne (2-6).

Tableau IV.15 : Classification du TCID (défaut sur la ligne (2-6)) après l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) - niveau de tension 132 KV

Localisation du FACTS	TCID avec compensation SVC (sec)	TCID avec compensation STATCOM (sec)
3	1.6190	1.6533
4	1.6158	2.3207
7	1.6157	1.6400
9	1.6150	1.6182
10	1.6159	1.6214
12	1.6195	1.6314
14	1.6250	1.6348
15	1.6193	1.6312
16	1.6189	1.6297
17	1.6169	1.6299
18	1.6181	1.6299
19	1.6180	1.6280
20	1.6175	1.6267
21	1.6160	1.6225
22	1.6161	1.6226
23	1.6186	1.6303
24	1.6165	1.6250
25	1.6183	1.6220
27	1.6173	1.6186
28	Singularity	Singularity
29	Instable	Singularity

Interprétation

D'après les résultats du tableau IV.15, on peut remarquer que le meilleure TCID est de 1.6250 sec pour un défaut sur la ligne (2-6) (court-circuit triphasé équilibré) et qui correspond à un emplacement du dispositif SVC au JB-14. Comme on peut constater du même tableau que le meilleure TCID est de 2.3207 sec pour un défaut sur la ligne (2-6) (court-circuit triphasé équilibré) et qui correspond à un emplacement du dispositif STATCOM au JB-4. Si le défaut dans JB-6 provoque l'ouverture de disjoncteur (breaker) qui est placé dans la ligne (2-6) comme le montre la figure IV.20, l'évolution de la courbe de l'angle interne de la machine pour chaque générateur est décrite sur la figure IV.21 et cela avant, pendant et après l'apparition du défaut signalant un système stable. Si le défaut (court-circuit triphasé équilibré) dans JB-6 provoque l'ouverture de disjoncteur (breaker) qui est placé dans la ligne (2-6) avec un STATCOM au JB-4 comme le montre la figure IV.22, l'évolution de la courbe de l'angle interne de la machine pour chaque générateur est décrite sur la figure IV.23 et cela avant, pendant et après l'apparition du défaut signalant un système stable.

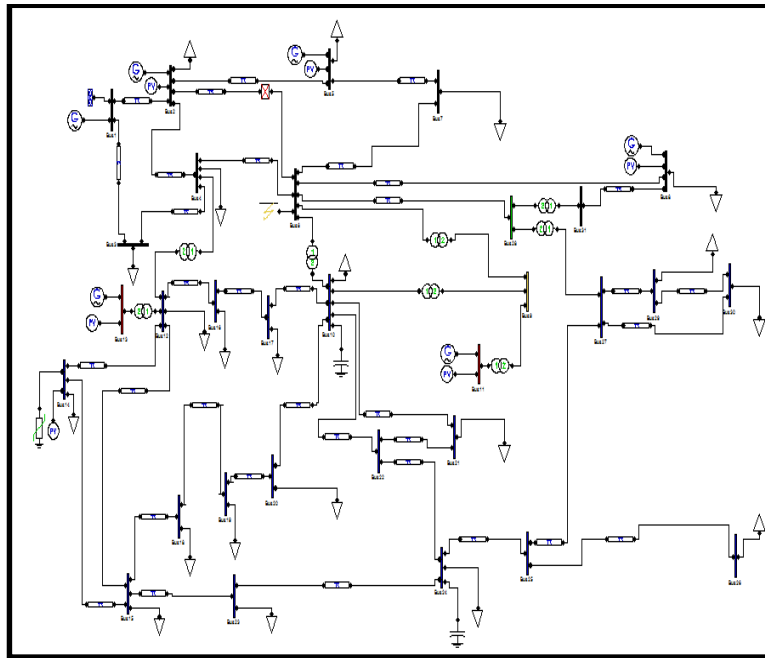


Figure IV.20 : Réseau IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (2-6) et d'un compensateur SVC au JB-14

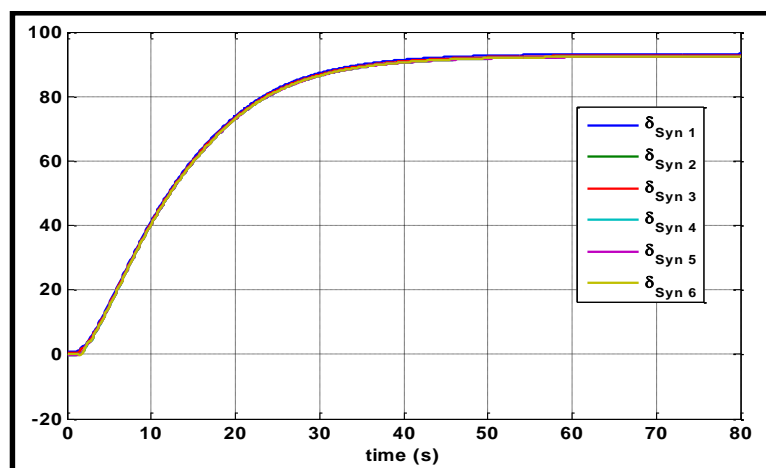


Figure IV.21 : Courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (2-6) et avec SVC au JB-14

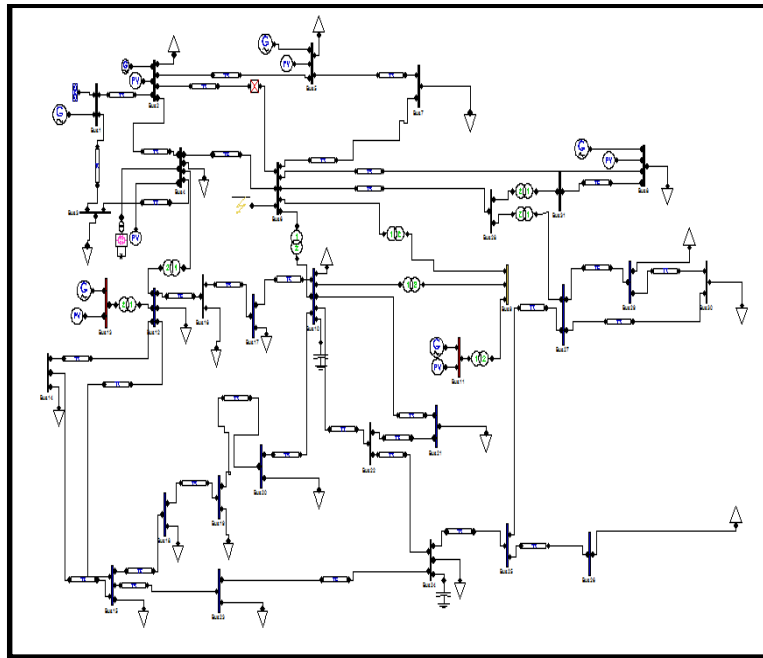


Figure IV.22 : Réseau IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (2-6) et d'un compensateur STATCOM au JB-4

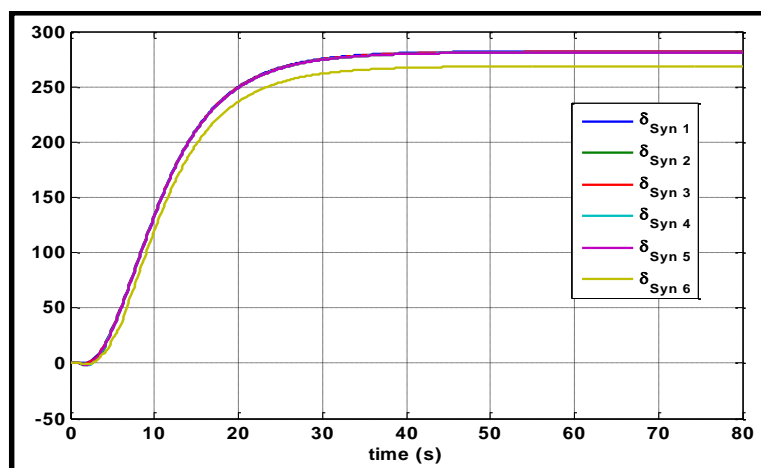


Figure IV.23 : Courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB en présence du défaut sur la ligne (2-6) et avec STATCOM au JB-4

IV.10.7.2 Détermination de l'emplacement optimal de l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) pour le niveau de tension « 33 KV »

Pour chaque JB (niveau de tension 33 KV), on intègre des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) et on détermine le TCID pour un défaut sur la ligne (2-6).

Tableau IV.16 : Classification du TCID – défaut sur la ligne (10-20) après l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) aux différents JB de niveau de tension 33 KV

Localisation du FACTS	TCID avec compensation SVC (sec)	TCID avec compensation STATCOM (sec)
7	1.7146	1.7600
9	1.6935	1.7043
4	1.7049	1.7325
12	1.7142	1.7481
14	1.7182	1.7867
15	1.7118	1.7661
16	1.7068	1.7229
17	Singularity	1.7167
18	Singularity	1.7498
19	Singularity	1.7331
6	1.7031	1.7282
21	Singularity	1.7041
22	Singularity	1.7057
23	1.7071	1.7691
24	1.6976	1.7476
25	1.6948	1.7992
27	1.7285	1.8068
28	1.7062	1.7350
29	Singularity	instable

Interprétation

D'après les résultats du tableau IV.16, on peut remarquer que le meilleure TCID est de 1.7285 sec pour un défaut sur la ligne (10-20) (court-circuit triphasé équilibré) et qui correspond à un emplacement du dispositif SVC au JB-27. Comme on peut constater du même tableau que le meilleure TCID est de 1.8068 sec pour un défaut sur la ligne (10-20) (court-circuit triphasé équilibré) et qui correspond à un emplacement du dispositif STATCOM au même JB-27. Si le défaut au JB-6 provoque l'ouverture de disjoncteur (breaker) qui est placé dans la ligne (2-6) comme le montre la figure IV.24, l'évolution de la courbe de l'angle interne de la machine pour chaque générateur est décrite sur la figure IV.25 et cela avant, pendant et après l'apparition du défaut

signalant un système stable. Si le défaut (court-circuit triphasé équilibré) au JB-10 provoque l'ouverture de disjoncteur (breaker) qui est placé dans la ligne (10-20) avec un STATCOM au JB-27 comme le montre la figure IV.26, l'évolution de la courbe de l'angle interne de la machine pour chaque générateur est décrite sur la figure IV.27 et cela avant, pendant et après l'apparition du défaut signalant un système stable.

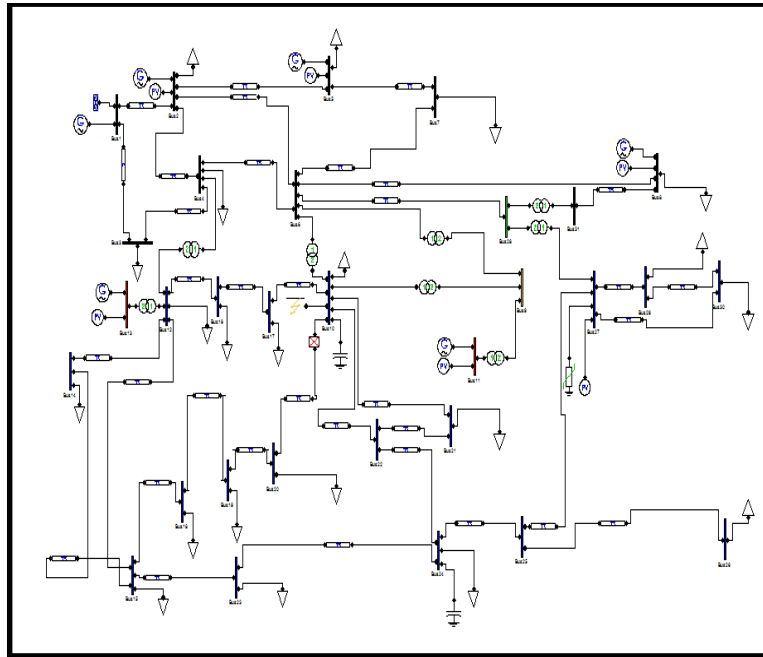


Figure IV.24 : Réseau IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (10-20) et d'un compensateur SVC au JB-27

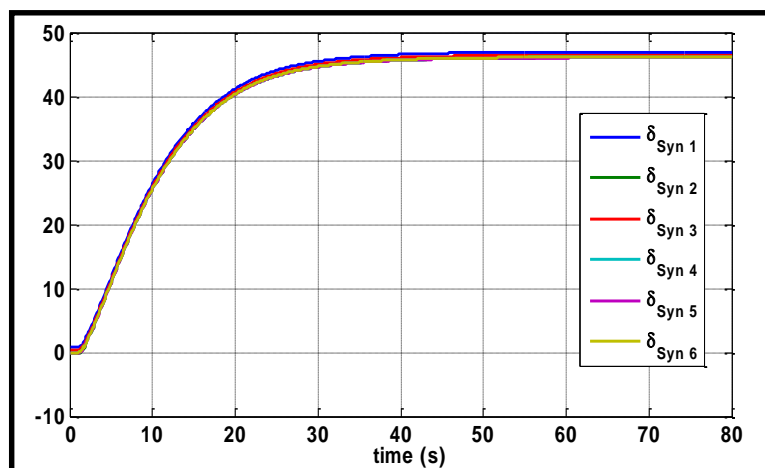


Figure IV.25 : Courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB en présence du défaut sur la ligne (10-20) et avec SVC au JB-27

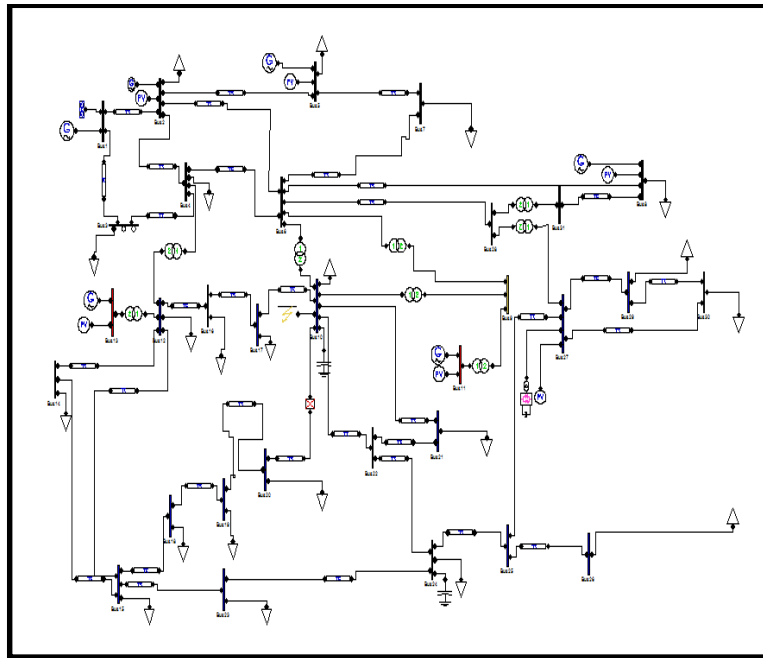


Figure IV.26 : Réseau IEEE 30 JB en présence d'un défaut sur la ligne (10-20) et d'un compensateur STATCOM au JB-27

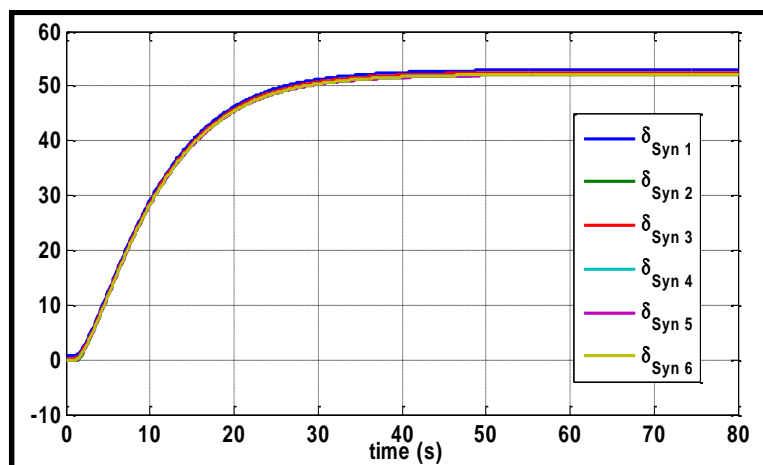


Figure IV.27 : Courbes de l'angle interne des générateurs du réseau dynamique IEEE 30 JB en présence du défaut sur la ligne (10-20) et avec STATCOM au JB-27

IV.10.8 Comparaison entre les profils des modules de tension avant et après la compensation avec SVC et STATCOM du réseau dynamique IEEE 30 JB

La figure IV.28 expose le profile de la tension avant et après la compensation avec SVC et STATCOM du réseau IEEE 30 JB.

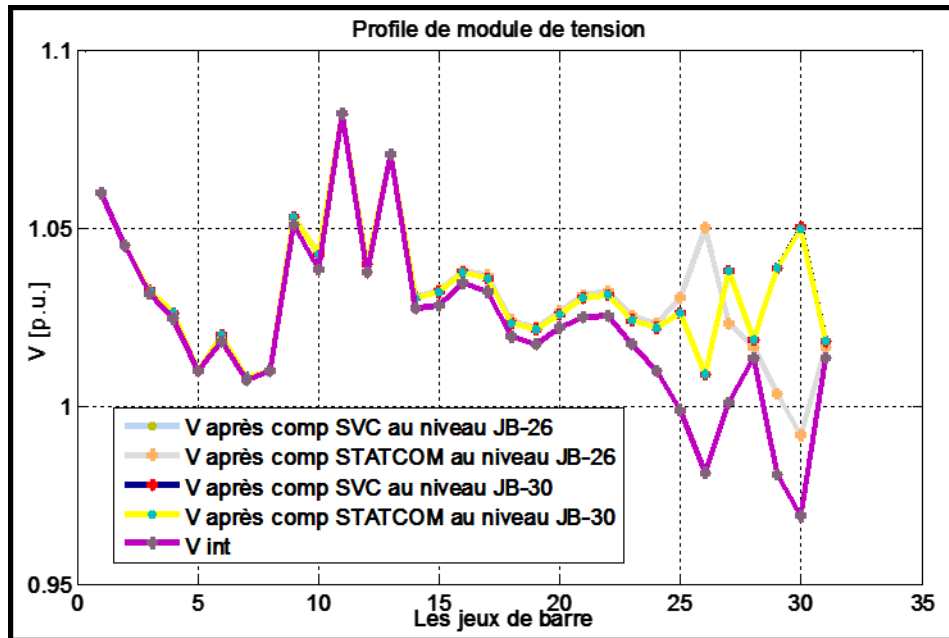


Figure IV.28 : Le profile des modules de tension d'un réseau statique IEEE 30 JB à l'état initial et après la compensation (SVC, STATCOM) au JB-30 et JB-26

Interprétation

On remarque qu'il y a une amélioration significative du profile de tension au JB-26 (le JB le plus sensible) et JB-30 (le JB qui a la plus faible grandeur du module de tension) ainsi que les JBs de voisinage dans les deux cas lors de l'ajout des dispositifs FACTS (SVC ou STATCOM) par rapport à l'état initial parce que les dispositifs de compensation SVC et STATCOM constituent un support du module de tension.

IV.11 Détermination du TCID pour les lignes liées aux centrales électriques des réseaux dynamique IEEE 14 JB et IEEE 30 JB.

Dans cette section de ce chapitre, on essaye de déterminer le TCID pour des défauts sur les lignes liées aux centrales électriques et cela pour identifier la ligne la plus sensible relative à une centrale électrique. Le tableau IV.17 et le tableau IV.18 donnent les résultats de simulation pour les deux types des réseaux IEEE 14 JB et IEEE 30 JB et identifie la centrale électrique qui a une grande influence sur la stabilité dynamique du réseau électrique par la détermination du TCID pour chaque ligne liée à cette centrale (ou les lignes les plus proches).

Tableau IV.17 : Détermination du TCID des lignes liées aux centrales électriques du réseau IEEE 14 JB

Les centrales	La ligne entre les JBs		TCID (sec)	Localisation du défaut
	JB de départ	JB d'arrivé		
Centrale « 2 »	2	5	1.5399	JB2
	2	4	1.5420	JB2
Centrale « 3 »	3	2	1.5761	JB3
	3	4	1.5761	JB3
Centrale « 4 »	11	6	1.7462	JB11
	13	6	1.7524	JB13
	6	12	1.6057	JB6
Centrale « 5 »	7	9	1.5432	JB9

Tableau IV.18 : Détermination du TCID des lignes liées aux centrales électriques du réseau IEEE 30 JB

Les centrales	Ligne entre les JBs		TCID (sec)	Localisation du défaut
	JB de départ	JB d'arrivé		
Centrale « 2 »	2	5	1.4499	JB2
	2	4	1.4676	JB2
	2	6	1.4615	JB2
Centrale « 3 »	5	7	1.8091	JB5
Centrale « 4 »	8	31	1.8075	JB8
	8	6	1.8020	JB8
Centrale « 5 »	12	16	1.9193	JB12
	12	14	1.9194	JB12
	12	15	1.9194	JB12

Interprétation

D'après les deux tableaux IV.17 et IV.18, on peut remarquer que le plus petit TCID c'est pour un défaut sur la ligne (2-5) pour chaque réseau IEEE 14 JB ou IEEE 30 JB. Par conséquent, c'est la deuxième centrale « G2 » (liée à la ligne (2-5)) qui aura la plus grande influence sur la stabilité dynamique du réseau électrique.

IV.12 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de faire une étude sur analyse et amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques IEEE 14 JB et IEEE 30 JB sous MATLAB / PSAT. Dans ce travail, on porte intérêt à l'intégration des systèmes de transmission à courant alternatif flexibles (FACTS) tels que SVC et STATCOM et leur impact sur la stabilité d'un réseau électrique plus particulièrement sur l'amélioration du TCID. Dans la première partie, on a déterminé le TCID (pour des défauts sur toutes les lignes) et cela pour les deux réseaux de test IEEE 14 JB et IEEE 30 JB avant d'intégrer des compensateurs SVC et STATCOM. Dans la deuxième partie, nous trouvons la ligne la plus critique qui a la plus faible valeur de TCID. Dans la troisième partie, on a intégré les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) au niveau du JB le plus sensible (à la variation de la charge ou présentant le plus faible module de la tension) pour améliorer le TCID pour un défaut sur la ligne la plus sensible. On a déterminé aussi le TCID pour des défauts sur les lignes liées aux centrales électriques pour identifier la centrale qui a la plus grande influence sur la stabilité du réseau (IEEE 14 JB ou IEEE 30 JB). Il nous restera plus qu'à conclure que les dispositifs FACTS joueront un rôle de plus en plus important à l'avenir pour l'amélioration des performances des réseaux électriques (la qualité du réseau, d'amortissement et d'oscillation et de répartition des transits de puissances).

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'importance de ce travail s'inscrit dans le cadre de l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques. La stabilité des réseaux électriques constitue une préoccupation majeure pour les gestionnaires des réseaux électriques à cause du développement des structures des réseaux et l'augmentation de la demande en énergie électrique. La stabilité des réseaux électriques a été analysé et amélioré sous l'environnement du logiciel (Power System Analysis Toolbox – PSAT) sous conception MATLAB en utilisant les Systèmes de Transmission à Courant Alternatif Flexibles (FACTS). L'utilisation du PSAT/MATLAB est justifiée par la richesse des outils de conception, d'analyse et perfectionnement que porte sa bibliothèque.

Pour l'analyse et l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques, deux réseaux test ont été choisis IEEE 14 JB et IEEE 30. Pour chaque réseau test, une étude préliminaire a été accomplie pour décrire l'état du réseau initialement (en termes de profile de tension, pertes de transmission, JB le plus sensible à la variation de la charge, JB de plus faible module de tension). Nous avons présenté les résultats de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson sans intégration des dispositifs FACTS, déterminé le JB de faible module de tension, puis on a déterminé les JB les plus sensibles par la méthode CPF (écoulement de puissance continu).

Pour améliorer la stabilité dynamique du réseau électrique de test sous MATLAB/PSAT, (FACTS) ont été utilisés qui sont des moyens flexibles capables d'améliorer la stabilité et les performances des réseaux électriques. et cela selon trois phases d'étude :

1^{ère} phase : Pour chaque ligne du réseau, créer un défaut triphasé et déterminer le Temps Critique d'Isolement de Défaut (TCID) qui maintient la stabilité du réseau.

2^{ème} phase : Identifier la ligne la plus sensible qui présente la plus petite valeur du TCID.

3^{ème} phase : Introduire les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) pour améliorer le TCID (maximiser le TCID). L'intégration du SVC ou STATCOM au JB de faible module de tension et au JB le plus sensible. Une étude a été faite pour un emplacement optimal du SVC ou STATCOM sur un JB parmi plusieurs JBs du réseau.

Une identification du TCID pour des défauts sur les lignes (liées ou proches) des centrales électriques a été accompli pour déterminer la centrale qui aura la plus grande influence sur la stabilité du réseau électrique et cela afin de prendre les précautions nécessaires pour la mise en œuvre du système de protection.

D'après cette étude plusieurs résultats ont été dégagés :

- L'efficacité des dispositifs FACTS pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques et la supériorité du STATCOM par rapport au SVC.
- Les FACTS ont une bonne influence sur la stabilité du module de la tension.
- Le choix de lieu de l'emplacement des compensations SVC et STATCOM est primordial pour améliorer le temps critique d'isolement de défaut.
- Emplacement de défaut joue un rôle décisif dans l'influence de l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM).
- La valeur du temps critique d'isolement de défaut s'améliore après l'injection des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) par rapport à l'état initial (sans compensation).
- L'emplacement optimal des dispositifs FACTS promouvoir les performances du système électrique
- Nous remarquons que le STATCOM améliore la valeur de TCID mieux que SVC, donc une meilleure stabilité des réseaux électriques.
- On peut dire que le temps critique d'isolement de défaut est un facteur essentiel pour juger si le système électrique a une bonne aptitude à garder la stabilité durant un défaut.

Ces dispositifs ont été choisis comme base de départ en vue de l'étude ultérieure des systèmes FACTS plus complexes en modal dynamique, ces simulations ont montré l'apport incontestable des FACTS dans l'amélioration de la stabilité du réseau. Nous n'avons pas eu l'occasion d'intégrer tous les systèmes de compensation FACTS suite à plusieurs contraintes essentiellement celle du temps et la méthode de simulation dépend de la ré-expérimentation et de la simulation à chaque changement pour atteindre le résultat optimal.

BIBLIOGRAPHIES

❖ A

[ATH 17] : **ATHMANE Bouzidi**, « Modélisation Et Simulation Des Réseaux Electriques », Cours, Université De Abderrahmane Mira, Bejaia, 2016/2017.

❖ B

[BEN 16] : **BEN Hakkoum, MED Abdelilah, LEGOUGUI Ali**, « Compensation De L'énergie Réactive D'un Réseau IEEE Par Système FACTS », Mémoire De Master, Université Kasdi Merbah, Ourgla, 31/05/ 2016.

[BOU 09] : **BOUTABA Samia**, « Amélioration De La Stabilité D'un Réseau Electrique Par L'utilisation D'un ASVC », Mémoire De Magistère, Université Hassiba Ben Bouali, Chlef, 09/06/ 2009.

[BOU 12] : **BOUSSAHOUA.B**, « Evaluation de la sécurité transitoire des réseaux électriques par les algorithmes intelligents », Thèse De Doctorat, Thèse De Doctorat, Université Des Sciences Et De La Technologie, Houari Boumediene, 2012.

❖ C

[CHU 00] : **CHULASA Praing**, « Stabilité D'un Réseau De Transport Avec Pôles De Production Et De Consommation Eloignés En Période De Forte Croissance », Thèse De Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, 27 /10/ 2000.

❖ D

[DER 19] : **DERDOURI Abdelghani, BOUSKAYA Sofiane**, « Compensation Dynamique De La Puissance Réactive (Etude Comparative SVC Et TCSC) », Mémoire De Master, Université Echahid Hamma Lakhdar, d'EI-Oued, 2018/2019.

[DIA 14] : **DIANE Leblanc**, « Contribution A L'étude De La Stabilité Et A La Stabilisation Des Réseaux Electriques Industriels », Thèse De Doctorat, Université de Lorraine, 18/07/ 2014.

❖ E

[EDR 97] : **A. Edris, Adapa, M. H.Baker, L. Bohmann K. Clark, J. Lemay, A. S. Mehraban, J. Reeve, F. Sener, R.R.Wood**, « Proposed Terms And Definition for flexible AC transmission system(FACTS) », Institute Of Electrical And Electronics Engineering Transactions On Power Delivery, Vol.12, pp1884-1853, October 1997.

[EMI 13] : EMIRA Nechadi, « Commande Et Stabilité D'un Système Electroenergetique », Thèse De Doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif, 21/03/2013.

❖ F

[FET 19] : FETHI Boussadia, « Optimisation De La Sécurité Des Réseaux Electriques De Puissance Par Des Systèmes De Transmission Flexible En Courant Alternatif FACTS », Thèse De Doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif 1, 18/04/ 2019.

❖ G

[GAC 19] : GACEM Abdelmalek, « Commande Robuste D'un Dispositif FACTS Par Les Méthodes Métaheuristiques Pour La Stabilité De Tension D'un Réseau Electrique », Thèse De Doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra, 15/04/2019.

[GRU 10] : Grunbaum .R, Sannino .A, and Wahlberg .C, « Use Of Facts For Enhanced Flexibility And Ef-Ficiency In Power Transmission And Distribution Grids », Inproc. Of World Energy Congress, Montreal, 2010.

❖ H

[HAD 19] : HADJI Afaf, « Analyse Du Réseau Electrique Par Le Logiciel Le Power World », Mémoire De Master, Université Mohamed Khider, Biskra, 8 /07/2019.

[HAM 12] : HAMADOU Zakaria, « Optimisation Des Paramètres D'un FACTS Shunt Pour L'amélioration De La Stabilité Transitoire D'un Système Electrique », Mémoire De Magistère, Université Ferhat Abbas, Sétif 1, 20 /06/ 2012.

[HAS 08] : HASAN Alkhatib, « Etude De La Stabilité Aux Petites Perturbations Dans Les Grands Réseaux Electriques : Optimisation De La Régulation Par Une Méthode Etaheuristique », Thèse De Doctorat, Université Aix-Marseille III, 5 /12/ 2008.

❖ I

[IBA 16] : IBAZIZEN Riad, FERSAOUI Mourad, « Interactions d'un dispositif FACTS dans un réseau électrique (STATCOM) », Mémoire De Master, L'université, Bejaïa, 2015/2016.

[IDR 18] : IDRI Saida, KHALDI Faozi, « Amélioration Des Performances De La Tension Et La Stabilité D'un Réseau Electrique Par La Compensation De La Puissance Réactive », Mémoire De Master, Université Abderrahmane Mira, Bejaia, 2017/2018.

❖ **K**

[KAR 06] : KARTOBI .L « Optimisation De La Synthèse Des FACTS Par Les Algorithmes Génétiques Et Les Essaims Particulaires Pour Le Contrôle Des Réseaux Electriques », Mémoire De Magistère, Université des sciences et de la technologie Houari-Boumédiène, 2006.

[KAR 08] : KARIM Sebaa, « Commande Intelligente Pour L'amélioration De La Stabilité Dynamique Des Réseaux D'énergie Electrique », Thèse De Doctorat, Université Houari Boumediene, 15 /09/2008.

❖ **M**

[MAR 07] : MARCELO G, PEDRO E, and EDSON .H, « Static Synchronous Compensator With Superconducting Magnetic Energy Storage For High Power Utility Applications », Energy Conversion And Management, vol. 48, pp. 2316-2331, 2007.

[MES 11] : MESSALTI Sabir, « Analyse De La Stabilité Transitoire Des Réseaux De Transport A Courant Continu En Haute Tension (HVDC-FACTS) », Thèse De Doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif, 23/06/ 2011.

[MON 17] : MONSIEUR Hadji Boubakeur, « Contribution A l'Amélioration De l'Efficacité Des Réseaux Electriques Par l'Intégration Et Le Contrôle Flexible De l'Energie Eolienne Et Des Systèmes FACTS », Thèse De Doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra, 02 / 03 / 2017.

❖ **N**

[NAI 15] : NAIMI Djemai, « Analyse De L'écoulement De Puissance Dans Les Réseaux Electriques », Cours, Université Mohamed Khider, Biskra, 2015.

[NOU 12] : NOUI Issam, « Réduction Des Pertes Dans Les Réseaux Electriques Par La Compensation Série TCSC », Mémoire De Master, Université Mohamed Khider, Biskra, Juin 2012.

❖ **P**

[PAD 06] : PADIYAR .K.R, « Investigation On Strong Resonance In Multimachine Power Systems With STATCOM Supplementary Modulation Controller », Institute Of Electrical And Electronics Engineering Transaction On Power Systems, vol.21, N°2, May 2006.

[PAS 98] : PASSELERGUE Jean-Christophe, « Interactions Des Dispositifs FACTS Dans Les Grands Réseaux Electriques », Thèse De Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, Novembre 1998.

❖ R

[RAB 07] : RABEH Benabid, « Optimisation Multi Objectif De La Synthèse Des FACTS Par Les Particules En Essaim Pour Le Contrôle De La Stabilité De Tension Des Réseaux Electriques », Mémoire De Magistère, Université Amer Telidji, Laghouat, 04/09/2007.

❖ S

[SAM 00] : SAMI Ammari, « Interaction Des Dispositifs FACTS Avec Les Charges Dynamique Dans Les Réseaux De Transport Et D'interconnexion », Thèse De Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, 2000.

[SEK 13] : SEKHANE Hocine, « L'optimisation De La Puissance Réactive Et Le Contrôle De La Tension A Travers L'incorporation Des Dispositifs FACTS », Mémoire De Magistère, Université De Frères Mentouri Constantine 1, Constantine ,2013.

[SLI 18] : SLIMANE Touil, « Etude De La Stabilité Aux Petites Perturbations Dans Grands Réseaux Electrique Par Différent Technique Avancé », Thèse De Doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra ,8/5/2018.

❖ T

[TOU 12] : TOUAFEK Mohamed Yaakoub, « Amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques Par Un Contrôle Neuro-Flou Des Systèmes FACTS », Mémoire De Magistère, Université Ferhat Abbas, Sétif ,1 Janvier 2012.

❖ W

[WEN 06] : WENDY Carolina, BRICEÑO Vicente, « Modélisation Des Réseaux De Distribution Sous Incertitudes », Thèse De Doctorat, Université De Grenoble, 7 /08/2006.

❖ Z

[ZER 15] : ZEROUAL Mokhtaria, « Optimisation Et Contrôle De L'écoulement Des Puissances Actives Par Système FACT », Mémoire De Magistère, Université Mohamed Boudiaf, Oran, 2015.

[ZEN 13] : ZENDAGUI Fatima Zohra, « Analyse De La Stabilité Transitoire Dans Les Réseaux Electrique », Mémoire De Master, Université Mohamed Khider, Biskra, 06 /06 2013.

[ZHA 05] : ZHANG Xiao-Ping, CHRISTIAN Rehtanz, BIKASH Pal, « Flexible AC Transmission Systems, Modelling And Control », Springer 2005.

[ZIT 10] : ZITOUNI Fares, « Amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques Par L'utilisation Des Systèmes FACTS », Mémoire De Magistère, Université Ferhat Abbas, Sétif ,15/12/2010.

ANNEXE

Annexe A

A.1 Données de réseau statique IEEE 14 JB

A.2 Réseau test : Réseau IEEE 14 JB en régime statique

Le schéma unifilaire du réseau teste IEEE 14 JB en régime statique est représenté par le logiciel PSAT comme montré dans la figure A.1.

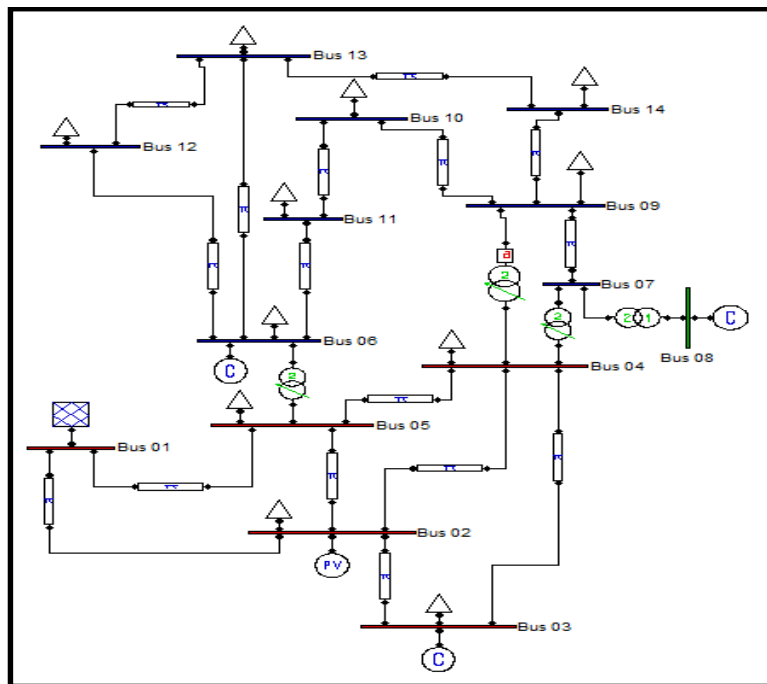


Figure A.1 : Représentation du réseau statique IEEE 14 JB à l'état initial.

A.3 Caractéristique du modèle du réseau IEEE 14 JB

Tableau A.1 : Les caractéristiques de modèle d'étude (réseau statique IEEE 14 JB)

Nombre de jeu de barre	Nombre de ligne	Nombre de générateur	Nombre de transformateur	Nombre de charge
14	16	5	4	11

Tableau A.2 : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau statique IEEE 14 JB

JB	V [p.u]	Angle [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P charge [p.u]	Q charge [p.u]
1	1.06	0	3.5206	-0.27943	0	0
2	1.045	-0.13564	0.4	0.9532	0.3038	0.1778
3	1.01	-0.33196	0	0.59933	1.3188	0.266
4	0.9975	-0.26398	0	0	0.6692	0.056
5	1.0024	-0.22713	0	0	0.1064	0.0224
6	1.07	-0.3962	0	0.45686	0.1568	0.105
7	1.0349	-0.36155	0	0	0	0
8	1.09	-0.36155	0	0.34081	0	0
9	1.0117	-0.41098	0	0	0.413	0.2324
10	1.0112	-0.41542	0	0	0.126	0.0812
11	1.0351	0.40862	0	0	0.049	0.0252
12	1.0461	-0.41759	0	0	0.0854	0.0224
13	1.0364	-0.41882	0	0	0.189	0.0812
14	0.99617	-0.4405	0	0	0.2086	0.07
Perte active total [p.u]				0.29452		
Perte réactive total [p.u]				0.91576		

Annexe B

B.1 Données de réseau statique IEEE 30 JB

B.2 Déterminé le jeu de barre la plus sensible

Pour déterminé le JB plus sensible on a utilisé la méthode CPF cette méthode a appliqué dans le régime statique.

B.2.1 Réseau test : Réseau IEEE 30 JB en régime statique

Le schéma unifilaire du réseau teste IEEE 30 JB en régime statique est représenté par le logiciel PSAT comme montré dans la figure B.1.

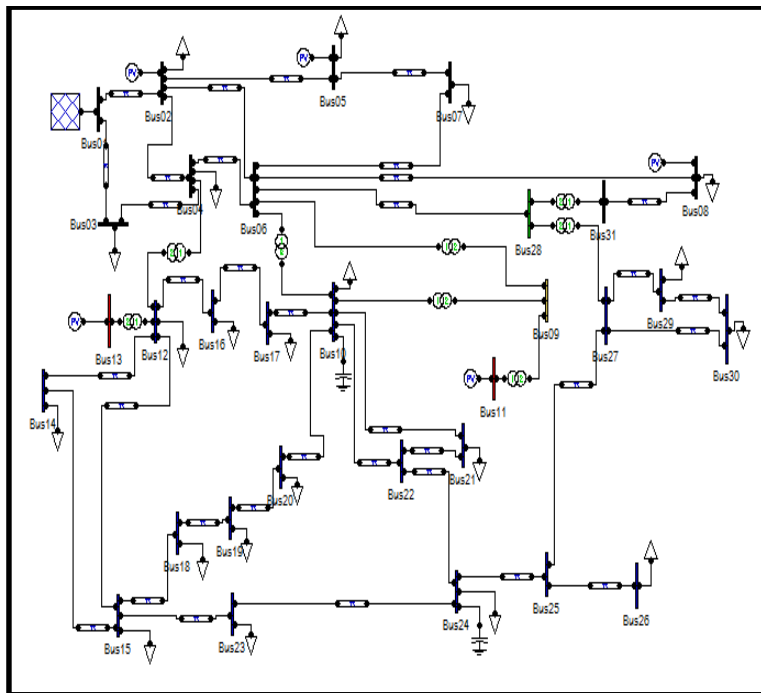


Figure B.1 : Représentation du réseau statique IEEE 30 JB à l'état initial

B.2.2 Caractéristique du modèle du réseau IEEE 30 JB

Tableau B.1 : Les caractéristiques de modèle d'étude (réseau statique IEEE 30 JB)

Nombre de jeu de barre	Nombre de ligne	Nombre de générateur	Nombre de transformateur	Nombre de charge
30	34	6	7	21

Tableau B.2 : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau statique IEEE30 JB

JB	V [p.u]	Angle [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P charge [p.u]	Q charge [p.u]
1	1.0600	0	2.6097	-0.2060	0	0
2	1.0450	-0.0939	0.4000		0.2170	0.1270
3	1.0215	-0.1313	0	0	0.0240	0.0120
4	1.0126	-0.1618	0	0	0.0760	0.0160
5	1.0100	-0.2472	0	0.3568	0.9420	0.1900
6	1.0106	-0.1933	0	0	0	0
7	1.0026	-0.2246	0	0	0.2280	0.1090
8	1.0100	-0.2063	0		0.3000	0.3000
9	1.0512	-0.2515	0	0	0	0
10	1.0454	-0.2806	0	0	0.0580	-0.1876
11	1.0820	-0.2515	0	0.1599	0	0
12	1.0559	-0.2710	0	0	0.1120	0.0750
13	1.0710	-0.2710	0	0.1158	0	0
14	1.0411	-0.2862	0	0	0.0620	0.0160
15	1.0368	-0.2873	0	0	0.0820	0.0250
16	1.0439	-0.2797	0	0	0.0350	0.0180
17	1.0399	-0.2841	0	0	0.0900	0.0580
18	1.0277	-0.2971	0	0	0.0320	0.0090
19	1.0254	-0.2996	0	0	0.0950	0.0340
20	1.0296	-0.2958	0	0	0.0220	0.0070
21	1.0329	-0.2884	0	0	0.1750	0.1120
22	1.0334	-0.2882	0	0	0	0
23	1.0266	-0.2932	0	0	0.0320	0.0160
24	1.0213	-0.2950	0	0	0.0870	0.0222
25	1.0169	-0.2866	0	0	0	0
26	0.9992	-0.2939	0	0	0.0350	0.0230
27	1.0227	-0.2769	0	0	0	0
28	1.0071	-0.2043	0	0	0	0
29	1.0029	-0.2984	0	0	0.0240	0.0090
30	0.9914	-0.3138	0	0	0.1060	0.0190
Perte active total [p.u]				0.17566		
Perte réactive total [p.u]				0.33859		

Tableau B.3 : Résultat de l'EP à la marge de stabilité du réseau IEEE 30 JB

JB	V [p.u]	Angle [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P charge [p.u]	Q charge [p.u]
1	1.0600	0	4.5838	3.3958	0	0
2	0.8964	-0.1432	0.6073	0.5000	0.3294	0.1928
3	0.8145	-0.2222	0	0	0.0364	0.0182
4	0.7618	-0.2872	0	0	0.1154	0.0243
5	0.7266	-0.5207	0	0.4000	1.4301	0.2884
6	0.7226	-0.3645	0	0	0	0
7	0.7045	-0.4559	0	0	0.3461	0.1655
8	0.7096	-0.3997	0	0.4000	0.4555	0.4555
9	0.6940	-0.5602	0	0	0	0
10	0.6479	-0.6727	0	0	0.0881	-0.0494
11	0.7598	-0.5602	0	0.2400	0	0
12	0.6901	-0.6463	0	0	0.1700	0.1139
13	0.7358	-0.6463	0	0.2400	0	0
14	0.6495	-0.7030	0	0	0.0941	0.0243
15	0.6352	-0.7056	0	0	0.1245	0.0379
16	0.6539	-0.6738	0	0	0.0531	0.0273
17	0.6372	-0.6883	0	0	0.1366	0.0881
18	0.6075	-0.7447	0	0	0.0486	0.0137
19	0.5949	-0.7543	0	0	0.1442	0.0516
20	0.6092	-0.7372	0	0	0.0334	0.0106
21	0.6143	-0.7048	0	0	0.2657	0.1700
22	0.6151	-0.7039	0	0	0	0
23	0.6014	-0.7280	0	0	0.0486	0.0243
24	0.5782	-0.7327	0	0	0.1321	0.0873
25	0.5779	-0.7151	0	0	0	0
26	0.5267	-0.7523	0	0	0	0.0349
27	0.6033	-0.6833	0	0	0.0531	0
28	0.6986	-0.3934	0	0	0	0
29	0.5390	-0.7863	0	0	0	0.0137
30	0.5020	-0.8722	0	0	0.0364	0.0288
Perte active total [p.u]				0.88863		
Perte réactive total [p.u]				0.3354		

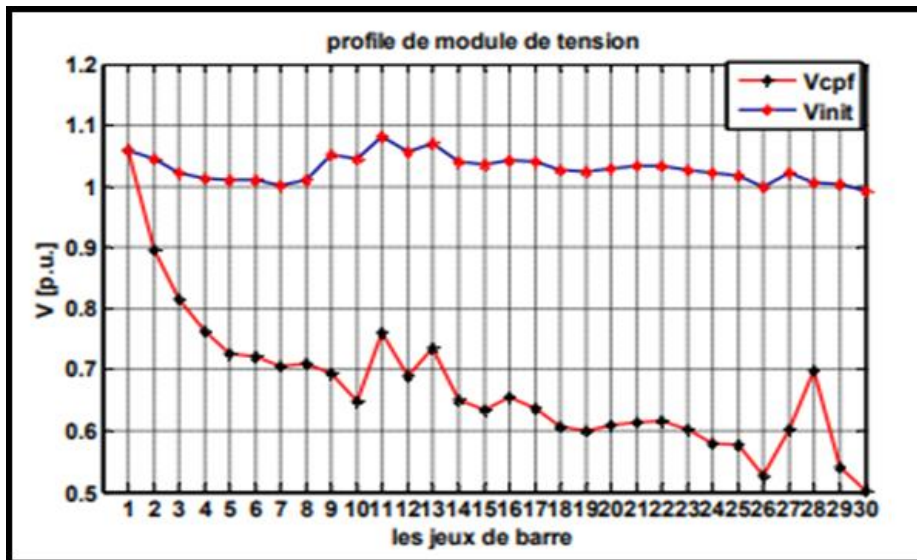


Figure B.2 : Profile de module de tension à l'état initial et l'état à la marge de stabilité du réseau IEEE 30 JB

Tableau B.4 : Le pourcentage de la variation de la tension par rapport à l'état initial

JB	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$\frac{\Delta v}{v} \%$	38.68 %	38.66 %	39.30 %	40.95 %	40.57 %	43.67 %	38.77 %	28.51 %	42.87 %	45.23 %

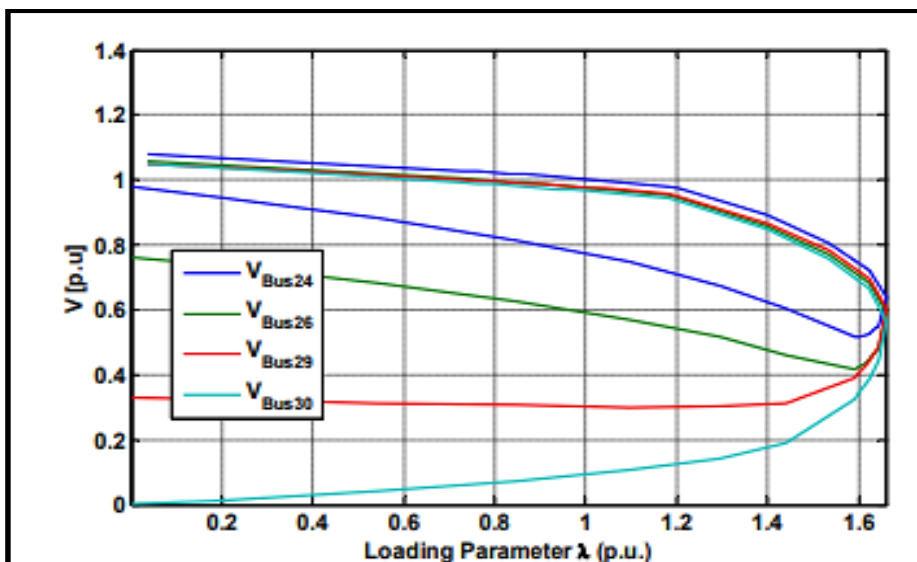


Figure B.3 : Caractéristique PV au niveau des nœuds critiques du réseau IEEE 30 JB