



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. : Entrez la référence du document

Présenté et soutenu par :
MAANNESER Sabrina

Le : lundi 8 juillet 2019

Amélioration de la stabilité du réseau électrique au moyen des systèmes FACTS

Jury :

Mme	BENYAHIA Naima	MAA	Université d'appartenance	Président
Mr	MOHAMMEDI Messaoud	MCB	Université d'appartenance	Examineur
Mr	SALHI Ahmed	MCA	Université d'appartenance	Rapporteur

Année universitaire : 2018 - 2019

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

**Amélioration de la stabilité du réseau
électrique au moyen des systèmes FACTS**

Présenté par :

MAANNESER Sabrina

Avis favorable de l'encadreur :

Dr. SALHI Ahmed

Avis favorable du Président du Jury

Mme. BENYAHIA Naima

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 :
**Amélioration de la stabilité du réseau
électrique au moyen des systèmes
FACTS**

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

RESUMES (Français et Arabe)

Résumé :

La stabilité des réseaux électriques constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation de ces réseaux. Parmi les indices de qualité d'énergie, on peut citer le profil de tension considéré comme une préoccupation importante dans l'étude de la stabilité. Pour cela, ce travail traite l'amélioration de la stabilité statique de la tension considérant l'intégration des systèmes FACT plus particulièrement le compensateur statique SVC. L'emplacement du compensateur SVC aux différents jeux de barres les plus sensibles est analysé pour le contrôle des indices suivants : (déviaton total de la tension (TVD), les pertes actives totales et la marge de stabilité (λ_{max})). L'étude est appliquée pour de deux réseaux de test IEEE14 JB et 30 JB.

Pour étendre l'étude a la congestion des lignes, on propose l'analyse de la stabilité du réseau en cas de sécurité (N-1). Cette étude appliqué sur des réseaux IEEE 14 et 30JB.

Mots-clés : stabilité statique de tension, SVC, marge de stabilité, FACTS, sécurité (N-1)

ملخص :

استقرار الشبكة الكهربائية يعد موضوع جد مهم في تخطيط هذه الشبكات و تشغيلها .من بين مؤشرات جودة الطاقة نستنتج مستوى الجهد و الذي يعتبر من بين الانشغالات المهمة في الشبكة . ولهذا الغرض ، يتناول هذا العمل تحسين لاستقرار الساكن للتوتر مع الأخذ بعين الاعتبار أنظمة المرنة ذات التيار المتناوب (FACTS) و تحديدا المعوض الثابت للطاقة المتفاعلة (SVC). يتم تحليل موقع معوض SVC عند قضبان التجميع الحساسة من أجل المؤشرات التالية: (الانحراف الكلي للجهد (TVĐ)، إجمالي الضياعات الفعالة و هامش الاستقرار (λ_{max})). هذه الدراسة طبقت على شبكتي الاختبار IEEE 14 et 30 لقضبان التجميع. لتمديد الدراسة إلى حالة احتقان الخطوط، نقترح تحليل استقرار الشبكة في حالة الأمان (N-1)، وقد تم تطبيق هذه الدراسة على الشبكات IEEE 14 et 30 لقضبان التجميع.

الكلمات المفتاحية:

الاستقرار الساكن للتوتر ، هامش الاستقرار ، المعوض الثابت للطاقة المتفاعلة ، أنظمة المرنة ذات التيار المتناوب ، حالة الأمان (N-1).

إهداء

بسم الله الرحمن الرحيم

الحمد لله الذي أنزل على عبده الكتاب ، اظهر الحق بالحق واخزى الأحزاب ، الحمد لله الذي
بنعمته تتم الصالحات نحمده تبارك وتعالى ونسأله التنظيم لأحوالنا والترتيب
إلى من بلغ الرسالة ونصح الأمة إلى نبي الرحمة ونور العالمين صلى الله عليه وسلم.
إلى مدرستي الأولى إلى كتفي وسندي وقوتي وملاذي بعد الله تعالى إلى من احمل اسمه بكل
فخر إلى من كلت أنامله ليقدم لنا لحظة سعادة إلى القلب الكبير والذي عبد الرحمان .
إلى رمز الحب وبلسم الشفاء إلى حكمتي وعلمي إلى طريقي المستقيم وحلمي إلى ينبوع
الصبر والتفائل إلى كل من في الوجود بعد الله ورسله غالياتي أمي حبيبتي زهرة.
إلى الوجه البريء إلى شعلة الذكاء والنور إلى عزيزي وعزتي إلى وحيدتي أخي خير
الدين إلى من كانت ملاذي وملجئي إلى من آثرني على أنفسهم إلى رياحين حياتي إلى كل
أخواتي (حنان فتيحة جميلة عقيلة حياة شهد).

إلى اعز الناس وأقربهم إلى قلبي بنات خالتي وخالي وبنات عمتي وبنات عمي (سلمى
حليمة صورية صليحة سماح إيمان فيروز سهام جويذة حكيمة)
إلى من علموني علم الحياة إلى القلوب الطاهرة الرقيقة والنفوس البرينة إلى من تحلو
بالإخاء إلى من امسكوا يدي إلى طريق النجاح إلى أبناء خالتي (بشير عبد الوهاب الياس
محمد احمد صالح) .

إلى روعي الثانية إلى من اهداهم لي القدر إلى قناديلي المضيئة إلى من احمل معهم جل
ذكرياتي إلى من سافقتهم إلى من معهم سعدت وبرفقتهم في دروب الحياة سرت إلى ينابيع
الصدق والوفاء إلى صديقاتي(بثينة مريم هناء منال نادية وداد ابتسام سارة كهينة كنزة نوال
نبيلة مروة ليليا نوال).

والى كل عائلة معنصر وبوزكوط.

وقبل ان نمضي اقدم اسمي آيات الشكر والتقدير إلى من حملوا اقدس رسالة إلى الذين مهدو
لنا طريق العلم والمعرفة إلى جميع أساتذتي الافاضل .

{كن عالما فإن لم تستطع فكن متعلما فإن لم تستطع فأحب العلماء فإن لم تستطع فلا تبغضهم}

Remerciements

En premier lieu, je remercie ALLAH tous puissant de m'avoir accordé la volonté et le courage pour réaliser ma mémoire.

*Je remercie vivement D.Salhi ahmed, Maitre de conférences à l'université Biskra pour m'avoir dirigé au cours de ce travail et pour m'avoir fait bénéficier de ces compétences scientifiques, ses qualités humaines et sa constante disponibilité. Il m'est aussi très agréable de remercier Monsieur **BENYAHIA Naima** qui me fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.*

*Mes remerciements les plus élogieux à **MOHAMMEDI Messaoud** qui a bien voulu accepter de faire partie du jury et d'examiner mon travail.*

A travers ce mémoire, j'adresse mes reconnaissances à tous mes enseignants

qui ont contribué à ma formation depuis la première classe de primaire jusqu'à aujourd'hui, ainsi qu'à tous la promotion 2019 de la spécialité réseaux électrique.

Enfin

Je tiens à témoigner toute mes gratitudes à mes parents pour leur confiance et leur support inestimable.

Liste des Tableaux

Tableau I.1 :Classification et la numérotation des jeux de barres.	5
Tableau II.1 : Effondrement de tension dans le monde.....	16
Tableau III.1 : Application des FACTS a la résolution des problèmes dans le réseau	33
Tableau III.2 :Problèmes rencontrés dans les réseaux et les FACTS aptes pour les résoudre.....	34
Tableau IV.1 : Les caractéristiques de modèle d'étude (réseau 14 JB).....	40
Tableau IV. 2 : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau 14JB	41
Tableau IV.3 : Résultat de l'écoulement de puissance à la marge de stabilité du réseau 14 JB..	43
Tableau IV.4 : Le pourcentage de la variation de la tension par rapport à l'état initial	45
Tableau IV.5 : Les indices de stabilité pour différents emplacements de l'SVC	47
Tableau IV.6 : Indices de stabilité dans le cas de l'élimination des trois lignes (18-12-8) (sans SVC)	50
Tableau IV.7 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 12(avec SVC).....	51
Tableau IV.8 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 18 (avec SVC)	53
Tableau IV.9 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 8 (avec SVC)	54
Tableau IV.10 : Les caractéristiques de modèle d'étude	56
Tableau IV.11 : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau 30 JB	56
Tableau IV.12 : résultat de l'écoulement de puissance à la marge de stabilité du réseau 30 JB	57
Tableau IV.13 :Le pourcentage de la variation de la tension par rapport à l'état initial	60
Tableau IV.14 :Les indices de stabilité pour différents emplacements de l'SVC	61
Tableau IV.15 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination des trois lignes (5-4-15) (sans SVC)	63
Tableau IV.16 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 5 (avec SVC).....	64
Tableau IV.17 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 4(avec SVC).....	66
Tableau IV.18 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 15(avec SVC).....	66

Liste des figures

Figure I.1: Formulation de l'équation de l'écoulement de puissance	6
Figure II.1 : Classification des différents types de stabilités de réseau électrique	13
Figure II.2 : La caractéristique PV	18
Figure III.1: Méthode d'amélioration de la stabilité de réseau électrique	25
Figure III.2: Modèle équivalent d'un SVC	29
Figure III.3: Fonctionnement du compensateur statique	29
Figure III.4: Schéma de base d'un STATCOM	30
Figure III.5 : Diagramme schématique des applications des FACTS dans les réseaux.	33
Figure IV.1 : L'éditeur de PSAT	37
Figure IV.2 : Bibliothèque de Simulink	38
Figure IV.3 : Fenêtre principale de PSAT	38
Figure IV.4: Représentation du réseau 14 JB par le logiciel PSAT	40
Figure IV.5 : Profile de module de tension à l'état initial du réseau 14JB	42
Figure IV.6: Les paramètres de CPF	42
Figure IV.7 : Profile de module de tension à l'état à la marge de stabilité du réseau 14JB	44
Figure IV.8 : Profile de module de tension à l'état initial et l'état à la marge de stabilité du réseau 14JB	44
Figure IV.9 : Caractéristique PV au niveau des nœuds critiques du réseau 14JB	45
Figure IV.10 : Configuration des paramètres de l'SVC	46
Figure IV.11 : Configuration des paramètres de P.V	47
Figure IV.12 : Caractéristique PV au niveau du nœud 14 sans et avec SVC au JB14	48
Figure IV.13: Profile de module de tension sans et avec SVC au JB 14	48
Figure IV.14 : Interface graphique de PSAT pour utiliser sécurité (N-1)	50
Figure IV.15 : Profile de module de tension dans le cas d'élimination de la ligne 12 sans et avec SVC au nœud 14	52
Figure IV.16 : Histogramme de profile de module de tension dans le cas d'élimination de la ligne 12 sans et avec SVC au nœud 14	52
Figure IV.17: Représentation du réseau 30 JB par le logiciel PSAT	55
Figure IV.18: Profile de module de tension à l'état initial du réseau 30 JB	57
Figure IV.19 : Profile de module de tension à l'état à la marge de stabilité du réseau 30 JB	59

Figure IV.20 : profile de module de tension à l'état initial et l'état à la marge de stabilité du réseau 30JB	59
Figure IV.21 : caractéristique PV au niveau des nœuds critiques du réseau 30JB	60
Figure IV.22 : Caractéristique PV au niveau du nœud 30 sans et avec SVC au JB 30	62
Figure IV.23 : Profile de module de tension sans et avec SVC au nœud 30	62
Figure IV.24 : Profile de module de tension dans le cas d'élimination de la ligne 5 sans et avec SVC au nœud 30	65

Liste des abréviations et symboles

Liste des Symboles

f	fréquence
θ	l'angle de déphasage de la tension
 V 	module de tension
P	puissance active
Q	puissance réactive
ΔP	Pertes de puissance actives
ΔQ	Pertes de puissance réactives
P	Variables incontrôlables
U	Variables indépendantes ou de contrôle
X	Variables dépendantes ou d'état
δ	L'argument de tension
S_{Gi}	Puissance apparente générée au niveau de jeu de barre i
S_{Di}	Puissance apparente demandé au niveau de jeu de barre i
S_i	Les puissances injectées dans le JB-i
Y_{ij}	Admittance série de la ligne i-j
Y_{sh}	Admittance shunt totale de la ligne i-j.
P_{ji}	Les puissances actives s'écoulant dans la ligne i-j.
$G_{ij} + jB_{ij}$	La partie réelle et imaginaire de la matrice
θ_{ij}	La différence des phases entre les jeux de barres i et j
V_i	Tension de jeu de barre i
V_j	Tension de jeu de barre j

J	matrice jacobienne.
P_{ji}	Les puissances actives s'écoulant dans la ligne i-j
Q_{ji}	Les puissances réactives s'écoulant dans la ligne i-j
λ	facteur de charge
P_{i0} et Q_{i0}	les puissances active et réactive au nœud i à l'état de base.
P_{Gi0}	La puissance générée par la machine i dans le cas initial.
k_{Gi}	Le facteur de contribution de chaque générateur i pour satisfaire la demande de la charge

Liste des abréviations

NR	Newton-Raphson
KWh	Kilo-Watt-heurs
CPF	Continuation Power Flow
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
FACTS	flexible alternatif current transmission systems.
PSAT	Power System Analysis Toolbox
MVA	Méga Volts Ampères
AC	Alternative Current
JB	Jeu de barre
TCR	Thyristor Controlled Reactor
RCT	Réactances Commandées par Thyristors
TSC	Thyristor SwitchedCapacitor
CCT	Condensateurs Commandés par Thyristor
TCBR	Thyristor Control Breaking Resistor
SVC	Static Var Compensator
ASVC	Advanced Static Var Compensator
STATCOM	StaticCondenser
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor

TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor.
SSSC	Static Synchronous Series Compensator.
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator.
IPFC	Interline Power Flow Controller.
UPFC	Unified power flow controller.
OPF	L'écoulement de puissance optimal (OPF).
TVD	déviation total de la tension
ATC	Available Transfert Capability
Bsvc	la susceptance du compensateur statique SVC
Qsvc	la puissance réactive du compensateur statique (SVC) (absorbé ou généré Q)

Sommaire

Dédicace.....	I
Remerciement.....	II
Liste des tableaux.....	III
Liste des figures	IV
Liste des symboles et abréviations.....	VI
Introduction général	1

Chapitre I : Ecoulement de puissance

I.1 Introduction.....	3
I.2 Problème de l'écoulement de puissance	3
I.3 Classification des variables de l'écoulement de puissance.....	4
I.3.1 Variables incontrôlables.....	4
I.3.2 Variables indépendantes ou de contrôle.....	4
I.3.3 Variables dépendantes ou d'état.....	4
I.4 Classification des jeux de barre	4
I.4.1 Jeu de barres de charges (PQ).....	4
I.4.2 Jeu de barres de génération (PV).....	5
I.4.3 Jeu de barre de référence (slack bus)	5
I.5 Formulation de base de l'équation de l'écoulement de puissance	5
I.6 Résoudre le problème de l'écoulement de puissance	9
I.6.1 La Méthode itérative de Newton-Raphson :	9
I.6.2 Méthode de Newton-Raphson modifié (Fast-découplé)	11
I.7 Conclusion	11

Chapitre II : Stabilité de tension

II.1 Introduction	12
II.2 Stabilité des réseaux électriques	12
II.2.1 Stabilité Angulaire	13
II.2.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations	13
II.2.1.2. Stabilité transitoire	13
II.2.2 Stabilité de fréquence.....	14
II.2.3 Stabilité de tension.....	14
II.2.3.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	15
II.2.3.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations.....	15
II.3 Instabilité de tension.....	15
II.3.1 Instabilité à long terme.....	15
II.3.2 Instabilité à court terme	15
II.4 Causes d'instabilité de tension	15
II.4.1 Charge appelée trop importante.....	16
II.4.2 Production trop éloignée de la consommation.....	16
II.4.3 Manque local d'énergie réactive.....	16
II.5 Effondrement de tension dans le monde.....	16
II.6 Courbe d'Effondrement de Tension	17
II.7 Analyse de la stabilité de tension	18
II.7.1 Analyse dynamique.....	18
II.7.2 Analyse statique	19
II.8 Méthodes d'Analyse de la stabilité statique de tension.....	19
II.8.1 Valeur singulière minimale.....	20
II.8.2 Valeurs propres	21
II.8.3 Marge de charge (loading margin).....	22
II.9 Ecoulement de puissance en continu (Continuation Power Flow).....	23
II.10 Conclusion.....	23

Chapitre III : Concept de base des systèmes FACTS

III.1 Introduction	24
III.2 Différents méthode d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique.....	24
III.2.1 Compensation traditionnelles	24
III.2.1.1 Les compensateurs synchrones	24
III.2.1.2 Les condensateurs	25
III.2.1.3 Les inductances	25
III.2.2 Les systèmes FACTS.....	26
III.2.2.1 Intérêt des dispositifs FACTS	26
III.2.2.2 Fonctionnement des FACTS	27
III.2.2.3 Classification des dispositifs FACTS	27
III.2.2.4 Les contraintes des dispositifs FACTS	31
III.2.2.5 Avantages et inconvénients de la technologie des dispositifs FACTS	32
III.2.2.6 Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques	32
III.2.2.7 Conclusion	34

Chapitre IV : Applications et simulation

IV.1 Introduction	36
IV.2 Logiciel de simulation.....	36
IV.3 C'est quoi le PSAT	37
IV.4 Pourquoi le PSAT	38
IV.5 Comment ça marche	38
IV.6 Analyse de la stabilité statique du réseau IEEE 14JB sans et avec intégration de dispositif FACTS (SVC).....	39
IV.6.1 Analyse du réseau IEEE14 JB sans SVC	40
IV.6.2 Analyse du réseau IEEE14 JB avec SVC.....	46
IV.7 Analyse du réseau IEEE14 JB à l'état de sécurité (N-1) sans et avec compensation (SVC)	49

IV.7.1 Sans compensation (SVC).....	50
IV.7.2 Avec compensation (SVC).....	51
IV.8 Analyse de la stabilité statique du réseau IEEE30 JB sans et avec intégration de dispositif FACTS (SVC).....	55
IV.8.1 Analyse du réseau IEEE 30 JB sans SVC	56
IV.8.2 Analyse du réseau IEEE 30 JB avec SVC.....	61
IV.9 Analyse du réseau IEEE30JB à l'état de sécurité (N-1) sans et avec compensation (SVC).	63
IV.9.1 Sans compensation (SVC).....	63
IV.9.2 Avec compensation (SVC).....	63
IV.10 Conclusion	67
Conclusion général.....	68
Bibliographie.....	70
ANNEXE	75

Introducción General

Introduction général

De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Le transport se fait, en outre, sur de longues distances en utilisant des lignes de grande capacité de transport. Cette complexité de structure a de très nombreuses conséquences. Tels que : La difficulté de maintenir un profil de tension acceptable et garder un réseau stable fonctionnant dans les normes contractuelles. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par la capacité du réseau de maintenir une tension aux nœuds du réseau dans les limites de fonctionnement spécifié. Par contre, l'instabilité de tension est le résultat de l'incapacité du réseau électrique à fournir la puissance réactive demandée par la charge. Généralement, elle se manifeste sous forme d'une dégradation monotone de la tension.

Pour éviter l'instabilité des réseaux électrique, il faudra vraisemblablement, compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs d'électroniques de puissance à grande vitesse de réponse, récemment développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System), qui traduisent un concept qui regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique.

Nous nous intéressons dans ce travail à donner des notions bibliographiques et interprétation des résultats obtenus par l'utilisation du logiciel PSAT, dont le but est d'analyser la stabilité statique de tension puis l'analyse du réseau à l'état de sécurité (N-1) sans et avec emplacement des systèmes FACTS en se référant à trois indices qui sont : la marge de stabilité, les pertes actives totales et la déviation total de la tension. Parmi ces dispositifs FACTS, notre choix s'est porté sur le SVC pour l'amélioration de la stabilité de réseau électrique. Cette étude appliqué sur des réseaux IEEE 14 et 30 JB. Pour cet objectif, ce mémoire sera organisé en quatre chapitres selon les points traités comme suit :

Dans le premier chapitre, nous avons présenté le problème de l'écoulement de puissance, l'objectif de cette dernière ainsi que les méthodes itératives, en particulier la méthode de Newton-Raphson qui représente des avantages énormes par rapport aux autres méthodes, c'est pour cette raison que nous allons l'utiliser dans la partie du calcul de l'écoulement de puissance.

Introduction général

La deuxième chapitre est consacré à donné un aperçu générales sur la stabilité de tension du réseau électrique, les causes qui favorisent l'instabilité de tension et Les deux types d'analyse de la stabilité de tension sont aussi exposées.

Le troisième chapitre traite Concept de base des systèmes FACTS qui sont largement utilisés dans la compensation de l'énergie réactive. Parmi ces dispositifs FACTS, notre choix s'est porté sur le SVC pour l'amélioration de la stabilité statique de tension.

Au dernière chapitre, on a met en évidence l'efficacité du SVC dans l'amélioration de la stabilité de tension d'un système à 14 et 30 nœuds a été présentée. La simulation des modèles étudiés sans et avec SVC est faite sur le logiciel PSAT sous MATLAB, Puis en fait l'interprétation du résultat de simulation.

Enfin, on termine par une conclusion générale présentant le travail accompli, et les perspectives pour la continuité de ce travail.

*Chapitre I : Ecoulement de
puissance*

I.1 Introduction

Pour l'étude des réseaux électriques, nous avons besoin de la connaissance de ses états pour différents régimes (normal et anormal) dans le but de maîtriser parfaitement son comportement. Cette connaissance est obtenue par l'étude de l'écoulement de puissances.

L'étude de l'écoulement de puissance (power flow) permet d'avoir la solution des grandeurs pour un état quelconque d'un réseau électrique en fonctionnement normal (ou anormal) afin d'assurer une exploitation efficace, c'est-à-dire conforme aux normes techniques. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui se transitent dans les lignes, ainsi que les pertes qui s'en déduisent.

Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la conception et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux.

Il existe plusieurs méthodes de résolution du problème de l'écoulement de puissance. Actuellement, la méthode de Newton-Raphson (NR) est la plus couramment utilisée et qui sera discutée en détail au sein de ce chapitre.

I.2 Problème de l'écoulement de puissance

Dans les réseaux électriques, il existe de nombreux incidents qui ont des effets sur le maintien du système de puissance fonctionnel dans son état normal. Pour surmonter les problèmes qui sont dues à ces incidents, on fait recours à la détermination de l'état du système énergétique en se basant sur des grandeurs électriques disponibles (variables connues) pour déterminer les grandeurs électriques complémentaires (variables inconnues) en vue de compléter la base des hypothèses pour une analyse complète du réseau électrique. Cette tâche s'accomplit en traitant le problème de l'écoulement de puissance. 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. D'autre part, pour assurer la continuité de service (alimentation des abonnés avec une qualité de service adéquate) et qui constitue l'objectif primordial des opérateurs des réseaux électriques, il faut soumettre à plusieurs exigences techniques récapitulées comme suit :

- Les tensions et la fréquence de réseau doivent d'être dans les limites acceptables :

$$V_{\min} < V < V_{\max} \text{ et } f_{\min} < f < f_{\max}$$

- La forme d'onde du courant et de la tension doit d'être sinusoïdale (éviter les harmoniques).

- ✚ Voir le minimum des pertes de puissance ΔP_{\min} et ΔQ_{\min} .
- ✚ La durée de coupure de l'alimentation doit être le minimum possible [KER 13].
- ✚ Augmenter la sécurité de fonctionnement des réseaux par une bonne stratégie de l'écoulement de puissance avant les perturbations
- ✚ Assurer l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique (L'amélioration de dépense de l'électricité, production d'énergie selon de besoin) [TEG 11].

I.3 Classification des variables de l'écoulement de puissance

On peut résumer toutes les grandeurs électriques qui participent à déterminer l'état électrique de réseau en quatre variables : la puissance active(P), la puissance réactive(Q), le module de tension ($|V|$) et l'angle de déphasage de la tension(θ). La distinction entre ces différentes variables est due à leur nature [MER 14].

I.3.1 Variables incontrôlables

Ce sont les puissances actives et réactives liées à la consommation qu'on ne peut pas les contrôler, ce sont des variables représentées par un vecteur **P**.

I.3.2 Variables indépendantes ou de contrôle

Ce sont généralement les puissances actives générées. On peut aussi selon des cas, considérer des tensions aux nœuds de génération ou les rapports de transformation des transformateurs avec régleur en charge, comme variable de contrôle. Ces variables sont présentées par un vecteur **U**.

I.3.3 Variables dépendantes ou d'état

Ce sont les tensions en module et en phase représentant l'état du système. Ces variables sont représentées par un vecteur **X** [YAH 14].

I.4 Classification des jeux de barre

Les jeux de barres dans un réseau électrique sont classifiés en trois genres selon les types de variables connus au niveau d'un jeu de barres :

I.4.1 Jeu de barres de charges (PQ)

C'est un jeu de barre connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.

I.4.2 Jeu de barres de génération (PV)

C'est un jeu de barres connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et le module de la tension sont considérées connus. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures $Q_{g \min}$ et $Q_{g \max}$ respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le jeu de barre devient alors un jeu de barre (PQ).

I.4.3 Jeu de barre de référence (slack bus)

C'est un jeu de barre connecté avec un générateur relativement puissant, il est considéré dans le calcul de l'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un jeu de barre de référence, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus [MOU 16].

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

Jeux de barres	Variables spécifiées	Variables à calculer	Numérotation des jeux de barres
Jeu de barres de Référence	Le module et l'argument de tension ($ V $ et δ)	La puissance active et réactive (P et Q)	Généralement numérotée (1 ou 0)
Jeu de barres de contrôle (P V)	La puissance active et le module de tension (P et $ V $)	La puissance réactive et l'argument (Q et δ)	Généralement numérotée 2
Jeu de barres de charge (PQ)	La puissance active et réactive (P et Q)	Le module de la tension et l'argument ($ V $ et δ)	Généralement numérotée 3

I.5 Formulation de base de l'équation de l'écoulement de puissance

Pour élaborer les équations de l'écoulement de puissance on procède selon [GUP 05] comme suit :

On a un réseau quelconque de 'n' jeux de barre.

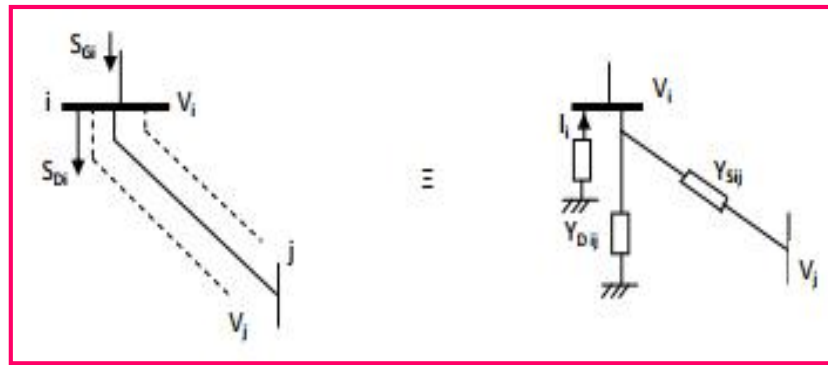


Figure I.1: Formulation de l'équation de l'écoulement de puissance

On considère un jeu de barre i parmi ' n ' jeux de barre du réseau à analyser. Les puissances apparentes générées et demandées sont respectivement S_{Gi} et S_{Di}

$$S_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} \quad (\text{I.1})$$

Ainsi les puissances injectées dans le JB- i peuvent être représentées par :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + (Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{I.2})$$

Dans le cas général, la relation d'injection de la puissance d'un jeu de barre i d'un réseau électrique de n nœuds

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (\text{I.3})$$

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad \text{Avec } i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{I.4})$$

Le membre de gauche de l'équation (I.4) peut être remplacé par l'expression de l'équation (I.5)

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = V_i \cdot Y_{sh} + \frac{(V_i - V_j)}{Z_{ser}} \quad (\text{I.5})$$

Cette dernière expression peut être écrite en fonction des éléments de la matrice des admittances de nœuds. On obtient alors :

$$\frac{P_i - Q_i}{V_i^*} = V_1 Y_{i1} + V_2 Y_{i2} + \dots + V_n Y_{in} \quad (\text{I.6})$$

Où :

$$P_i - Q_i = V_i^* [V_1 Y_{i1} + V_2 Y_{i2} + \dots + V_n Y_{in}] \quad (\text{I.7})$$

Équation (I.7) peut être écrite sous forme de sommation mathématique compacte pour obtenir :

$$\mathbf{S}_i^* = \mathbf{P}_i - \mathbf{jQ}_i = \mathbf{V}_i^* \sum_{j=1}^n \mathbf{V}_j \mathbf{Y}_{ij} \quad (\text{I.8})$$

Le courant sortant de la barre i et s'écoulant dans la ligne i - j (de i vers j) à partir des composants du modèle en π , s'exprime par :

$$\mathbf{I}_{ij} = (\mathbf{V}_i - \mathbf{V}_j) \mathbf{Y}_{ij} + \mathbf{V}_i \mathbf{Y}_{sh} \quad (\text{I.9})$$

Où \mathbf{Y}_{ij} = admittance série de la ligne i - j

\mathbf{Y}_{sh} = admittance shunt totale de la ligne i - j .

Alors, l'écoulement de puissance active et réactive est :

$$\mathbf{S}_{ij}^* = \mathbf{P}_{ji} - \mathbf{jQ}_{ji} = \mathbf{V}_i^* \mathbf{I}_{ij} = \mathbf{V}_j^* \cdot (\mathbf{V}_j - \mathbf{V}_i) \cdot \mathbf{Y}_{ij} + \mathbf{V}_j^* \cdot \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{Y}_{sh} \quad (\text{I.10})$$

Où, à partir de la barre i , \mathbf{P}_{ji} et \mathbf{Q}_{ji} sont respectivement les puissances active et réactive s'écoulant dans la ligne i - j .

Par similitude, les écoulements de puissance de j à i sont :

$$\mathbf{S}_{ij}^* = \mathbf{P}_{ji} - \mathbf{jQ}_{ji} = \mathbf{V}_j^* (\mathbf{V}_j - \mathbf{V}_i) \mathbf{Y}_{ij} + \mathbf{V}_j^* \mathbf{V}_i \mathbf{Y}_{sh} \quad (\text{I.11})$$

La puissance complexe perdue dans la ligne i - j due à la transmission est obtenue en faisant la somme algébrique des écoulements de puissances déterminés par les équations (I.10) et (I.11)

Ce qui est le développement détaillé des équations (I.3) et (I.11) considèrent le nœud 1 comme la référence du réseau caractérisé par une tension de module V_1 et de phase $\theta_1 = 0$.

L'expression de toute autre tension peut s'écrire :

$$\mathbf{V}_i = |\mathbf{V}_i| e^{j\theta_i} = |\mathbf{V}_i| (\cos \theta_i + \mathbf{j} \sin \theta_i) = |\mathbf{V}_i| \angle \theta_i \quad (\text{I.12})$$

On sait d'une part :

$$\mathbf{V}_i^* = |\mathbf{V}_i| \angle (-\theta_i) \quad (\text{I.13})$$

$$\mathbf{V}_j = |\mathbf{V}_j| \angle \theta_j \quad (\text{I.14})$$

Ainsi :

$$\mathbf{V}_i^* \mathbf{V}_j = |\mathbf{V}_i| |\mathbf{V}_j| \angle (-\theta_{ij}) = |\mathbf{V}_i| |\mathbf{V}_j| (\cos \theta_{ij} - \mathbf{j} \sin \theta_{ij})$$

$$\text{Ou : } \theta_{ij} = \theta_i - \theta_j \quad (\text{I.15})$$

Ainsi que chaque élément de la matrice admittance est en type complexe :

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \delta_{ij} \quad (\text{I.16})$$

D'ici, on peut écrire les équations de l'écoulement de puissance en séparant les parties réelles et imaginaire :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j + \delta_{ij}) \\ Q_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j + \delta_{ij}) \end{cases} \quad (\text{I.17})$$

D'autre part, tout élément Y_{ij} de la matrice des admittances des jeux de barres peut être écrit en fonction de sa partie réelle et imaginaire comme suit:

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{I.18})$$

D'où :

$$V_i^* V_j Y_{ij} = |V_j| |V_j| (\cos \theta_{ij} - j \sin \theta_{ij}) \cdot (G_{ij} + jB_{ij}) \quad (\text{I.19})$$

On obtient une autre forme générale des équations de l'écoulement de puissance :

$$\begin{aligned} S_i^* = P_i - jQ_i &= \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ &\quad - j \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{aligned} \quad (\text{I.20})$$

En comparant et en identifiant la partie réelle et la partie imaginaire des deux membres de l'équation de l'écoulement de puissance (I.20), on constate que les puissances active et réactive injectées en tout nœud i du réseau [ART 00] est :

$$P_i = P_{Gi} - jP_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{I.21})$$

$$Q_i = Q_{Gi} - jQ_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (\text{I.22})$$

La solution des équations algébriques, décrivant le système de puissance, est basée sur une méthode itérative qui doit satisfaire la loi de Kirchhoff.

I.6 Résoudre le problème de l'écoulement de puissance

I.6.1 La Méthode itérative de Newton-Raphson

Le problème de l'écoulement de puissance peut être résolu aussi par la méthode de Newton-Raphson. En réalité, parmi nombreux méthode disponible pour l'analyse de l'écoulement de puissance, la méthode de Newton-Raphson est considérée comme la méthode la plus raffinée et la plus importante. Elle n'est pas la plus simple que la méthode de Gauss Seidel, mais elle est la plus rapide (convergence) surtout pour les réseaux de tailles importantes équation de puissance réel [ART 00].

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad , i= 1, 2, 3, \dots \dots \dots, n \quad (\text{I.23})$$

$$S_i = V_i (\sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j)^* = V_i (\sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j^*) \quad (\text{I.24})$$

Alors :

$$V_i = |V_i| \angle \theta_i \quad (\text{I.25})$$

On définit :

$$\theta_{ij} = \theta_j - \theta_i \quad (\text{I.26})$$

$$y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{I.27})$$

$$S_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (\cos(\theta_i - \theta_j) + j \sin(\theta_i - \theta_j)) \omega (G_{ij} - jB_{ij}) \quad (\text{I.28})$$

Etape 1 : On définit le type de jeux de barres $i=1$, un jeux de barre référence (θ_1 , V_1) connues (P_1, Q_1) a déterminer :

$$\theta = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (\text{I.29})$$

$$V = \begin{bmatrix} V_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{I.30})$$

$$X = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (\text{I.31})$$

$G_{ij} + jB_{ij}$: La partie réelle et imaginaire de la matrice Y_{ij} .

θ_{ij} : La différence des phases entre les jeux de barres i et j

Etape 2 : On définit les fonctions de $P_i(x)$ et $Q_i(x)$

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j \omega (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) \quad (\text{I.32})$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| \omega (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) + B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \quad (\text{I.33})$$

Etape 3 : On forme l'équation $F_i(x) = 0$

$$\begin{cases} P_i(x) - P_i = 0 \\ Q_i(x) - Q_i = 0 \end{cases} \quad (\text{I.34})$$

Où P_i , Q_i sont des puissances spécifiques.

$$F(x) = \begin{bmatrix} P_2(x) - P_2 \\ P_3(x) - P_3 \\ \vdots \\ P_n(x) - P_n \\ Q_2(x) - Q_2 \\ Q_3(x) - Q_3 \\ \vdots \\ Q_n(x) - Q_n \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [0] \quad (\text{I.35})$$

Etape 4 :

$$J_{11} = \delta P_i(x) / \delta \theta_j$$

$$J_{12} = \delta P_i(x) / \delta V_j \quad (\text{I.36})$$

$$J_{21} = \delta Q_i(x) / \delta \theta_j$$

$$J_{22} = \delta Q_i(x) / \delta V_j$$

Alors :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{I.37})$$

J : matrice jacobienne.

I.6.2 Méthode de Newton-Raphson modifié (Fast-découplé)

En se basant sur les cas des différents réseaux étudiés à constater les valeurs des Sub-matrices J_{12} et J_{21} que sont très petites.

$$J = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} J_{11} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & J_{22} \end{bmatrix}; J_{12} = \frac{\partial Q}{\partial |V|} \approx \mathbf{0}; J_{21} = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \approx \mathbf{0}$$

L'explication de ces faibles valeurs revient au fait que la puissance active P dépend nécessairement du θ_i ; et non du $|V_i|$ par contre Q_i dépend essentiellement du $|V_i|$ et non θ_i . Généralement $B_{ij} \approx 0$ et $\theta_{ij} \approx 0$ d'où $\theta_i - \theta_j = 0$ alors $\sin \theta_{ij} = 0$. La conductance est presque nulle car les éléments connectés aux réseaux sont d'origine réactive [STO 74].

I.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le problème de l'écoulement de puissance, l'objectif de cette dernière, la classification des jeux de barre et la classification des variables de l'écoulement de puissance. Nous avons présenté aussi la formulation des équations de l'écoulement de puissance et la résolution du problème de l'écoulement de puissance.

Parmi les méthodes de résolution de problème de l'écoulement de puissance, On trouve la méthode de Newton-Raphson qui est considérée comme la méthode la plus raffinée et la plus importante.

Dans le chapitre suivant, nous allons exposer un aperçu général sur la stabilité de tension et ses outils d'analyse.

Chapitre II : Stabilité de Tension

II.1 Introduction

A cause de la croissance continue de la demande de l'électricité (l'augmentation quotidienne des villes et agglomérations urbaines) et la nécessité d'une maîtrise de l'interaction entre les grandeurs électriques d'un réseau d'énergie électrique, le mécanisme de gestion des systèmes énergétiques devient de plus en plus compliqué. Il faut surveiller plusieurs paramètres techniques comme le niveau de tension parce que la qualité de cette dernière est devenue un sujet stratégique pour plusieurs raisons concernant l'exploitation et la stabilité des réseaux électriques.

Dans ce chapitre nous jetons un aperçu général sur la stabilité de la tension et les moyens nécessaires de garder la tension dans les plages prédéfinies. Dans une deuxième phase, les différents types de la stabilité de réseau électrique ainsi que les causes qui favorisent l'instabilité de tension seront présentées. La dernière section de ce chapitre sera consacrée à une présentation des différents outils d'analyse de la stabilité statique de tension (Analyse statique et dynamique), ainsi que la méthode d'écoulement de puissance en continu (CPF).

II.2 Stabilité des réseaux électriques

Pendant des années, des recherches diverses et complexes étaient effectuées pour comprendre les problèmes des stabilités des systèmes de puissance. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail IEEE:

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre proche après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables des système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact [ZIT 10].

On distingue trois types de stabilité (figure II.1) :

- ✚ La stabilité de l'angle de rotor.
- ✚ La stabilité de fréquence.
- ✚ La stabilité de tension.

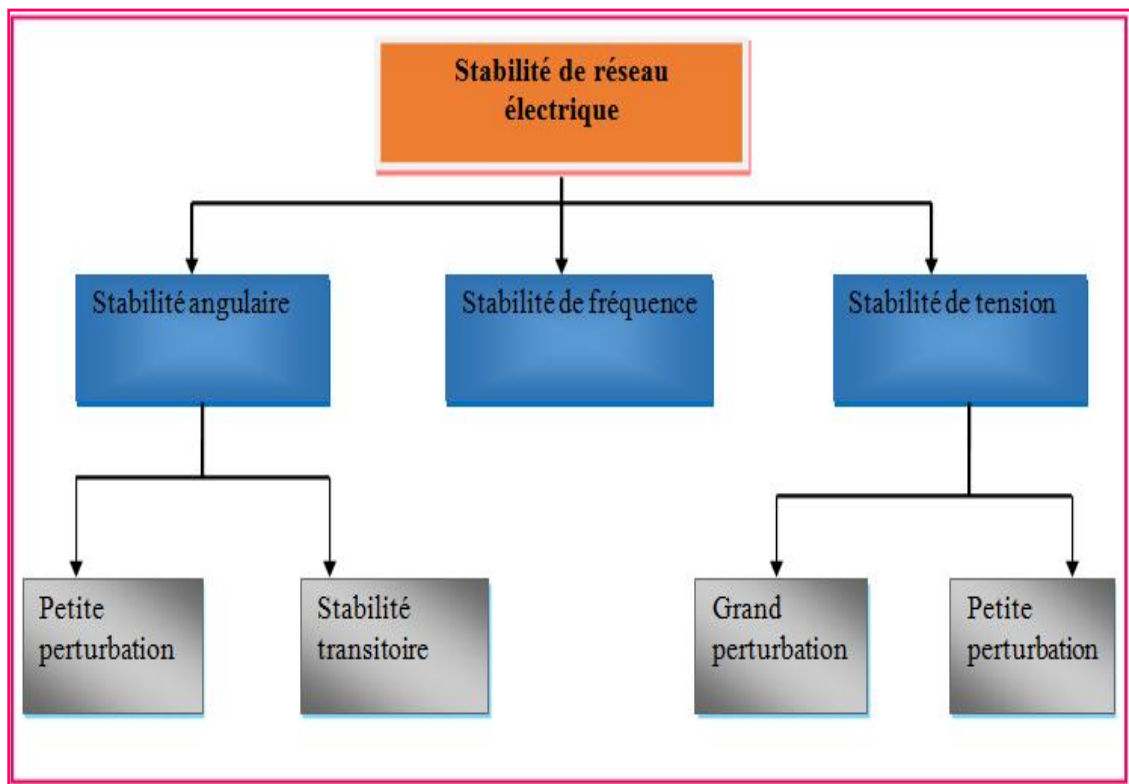


Figure II.1 : Classification des différents types de stabilités du réseau électrique

II.2.1 Stabilité Angulaire

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme. La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation [TAY 94].

II.2.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc [CHA 13].

II.2.1.2. Stabilité transitoire

Elle concerne la capacité du système de puissance à maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique

de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles. Avant d'entamer l'analyse de la stabilité transitoire, il est impératif de mentionner que le type de génératrice dans cette analyse est une génératrice synchrone à rotor lisse puisque il est le mieux adapté à ce genre d'analyse [OUR 06].

II.2.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée [BOU 14].

II.2.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension, par définition, 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. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge [ZIT 10].

Il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature :

Définition IEEE

- ✚ La stabilité de tension est la capacité du réseau à maintenir la tension dans les limites permises de sorte que, lorsque l'admittance de charge augmente, la puissance demandée par la charge augmente, dans ce cas la puissance et la tension doivent être contrôlables.
- ✚ L'effondrement de tension est le processus par lequel l'instabilité de tension conduit à une tension très faible dans une partie ou dans la totalité du réseau qui cause un effondrement en cascade du réseau, sans détruire nécessairement le synchronisme entre les générateurs.
- ✚ D'autre part, la notion de la sécurité de tension et plus large que la stabilité de tension, elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir son fonctionnement stable après chaque perturbation ou changement défavorable du système

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations [YAN 05].

II.2.3.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production,...etc.

II.2.3.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations, à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit,...etc.

Dans ce mémoire nous nous intéressons seulement à la stabilité de tension. Une étude détaillée sera présentée dans la section suivante [RAB 14].

II.3 Instabilité de tension

L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification des conditions du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable, aboutissant à un effondrement de la tension.

Il y a deux types d'instabilité de tension :

II.3.1 Instabilité à long terme

Cette instabilité peut être de quelques dizaines de secondes à des heures. Elle se développe à partir d'un point du réseau suite à un manque graduel de la puissance réactive demandée. Donc on peut dire que cette instabilité est à première vue la cause d'un déséquilibre entre la puissance réactive demandée et celle fournie.

II.3.2 Instabilité à court terme

Cette instabilité est très rapide, quelque secondes. Elle est généralement due à certaines charges ou équipements dont la puissance réactive suit une caractéristique spéciale, comme les moteurs à induction [FOU 15].

II.4 Causes d'instabilité de tension

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique. Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive; dans cette

situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge [RAB 07].

II.4.1 Charge appelée trop importante

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue.

II.4.2 Production trop éloignée de la consommation

Dans la plupart des cas, les sources d'énergie électrique se trouvent loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactive très difficile à cause des pertes réactives très élevées. Cette difficulté de transport d'énergie réactive augmente la probabilité d'apparition d'une instabilité ou d'un effondrement de tension.

II.4.3 Manque local d'énergie réactive

L'effondrement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de celle-ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs. La limite de production de la puissance réactive des générateurs est due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique [MER 17].

II.5 Effondrement de tension dans le monde

A travers le monde entier, il y a plusieurs incidents qui causent l'effondrement de tension au cours de vingt dernières années, la majorité de ces incidents depuis 1982. Le tableau 1 résume quelques effondrements de tension dans le monde.

Tableau II.1: Effondrement de tension dans le monde

Date	Location	Durée
1 Décembre 1987	France	4-6 minutes
22 Août 1987	Tennessee, USA	10 seconds

23 juillet 1987	Tokyo, Japon	20 minutes
30 Novembre 1986	Brésil, Paraguay	2 seconds
27 Décembre 1982	Suède	55 seconds
30 décembre 1982	Florida	1-3 minutes
4 Août 1982	Belgique	4-5 minutes
19 Décembre 1978	France	26 minutes
22 Août 1970	Japon	30 minutes

Pour mieux comprendre le mécanisme d'effondrement de tension, l'historique de deux exemples typiques sont ceux de la France et du Japon :

En France le 12 Janvier 1987, à 10h30 de matin, une heure avant l'effondrement du réseau, la tension était normale. Pour différentes raisons, trois unités thermiques dans une station de production sont arrêtées successivement entre 10h55 et 11h41. Treize secondes après, une quatrième unité de production est arrêtée à cause de l'intervention du système de protection thermique de rotor. Cette perte soudaine dans la génération, cause un décroissement de tension dans le réseau. Cette baisse de tension, augmente trente secondes après et se généralise dans les zones adjacentes. Ce qui engendre des arrêts dans des autres unités de production. En conséquence, le réseau français subit une perte de 9000 MW entre 11h45 et 11h50. Après cette grande perturbation, le niveau de la tension a été restauré après un délestage approprié

Dans la même année, le 23 février, à Tokyo (Japon), la température augmente à 39°C, ce qui a engendré une augmentation de la demande au-delà la valeur présumée, à cause de l'utilisation massive des climatiseurs. Une instabilité de tension survient, entraînant le déclenchement des trois postes électriques alimentant la région de Tokyo [BOD 98].

II.6 Courbe d'Effondrement de Tension

Les courbes PV sont couramment utilisés pour l'étude de la stabilité de tension, elles permettent de déterminer la distance en MW à partir du point de fonctionnement jusqu'à la tension critique. Une courbe typique PV est montrée sur la Figure. II.2 et qui présente trois zones :

- ✚ La première zone correspond à la zone de stabilité. Le power flow permet de déterminer deux solutions distinctes pour chaque variation de la puissance, on a une solution dans la zone de stabilité et l'autre dans la zone d'instabilité.
- ✚ La deuxième zone correspond au point maximum où les deux solutions se juxtaposent pour former une solution unique pour la puissance maximale.

✚ La troisième zone c'est la zone d'instabilité, le système n'a pas de solution.

Ces calculs sont effectués pour quelques jeux de barres du système. Chaque jeu de barres est chargé sur une base individuelle jusqu'à ce que les limites de transfert maximal de puissance soient atteintes. Les nombreux calculs nécessaires d'écoulement de puissance exigent beaucoup de temps processeur. Par ailleurs, l'augmentation de la charge à un seul jeu de barre à la fois peut perturber la condition de stabilité du réseau de façon irréaliste [BES 16].

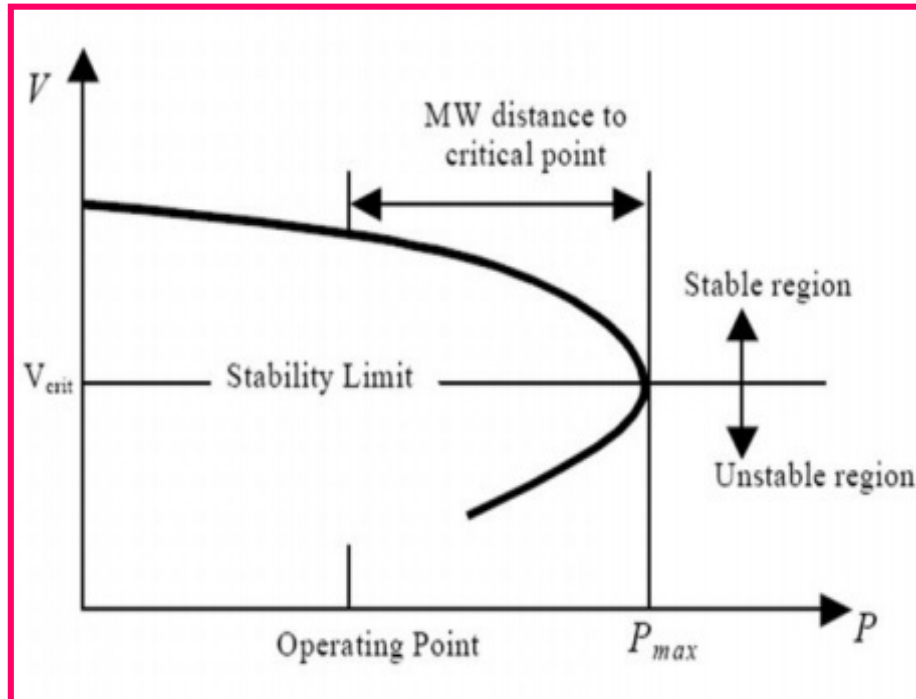


Figure II.2 : La caractéristique PV

II.7 Analyse de la stabilité de tension

Généralement, il y a deux types d'analyse de la stabilité de tension : dynamique et statique

L'analyse dynamique se base sur des simulations dans le temps afin de résoudre des équations non linéaires différentielles/algébriques du système. Par contre, l'analyse statique est basée sur la solution des équations conventionnelles ou modifiées du problème d'écoulement de puissance [IRB 15].

II.7.1 Analyse dynamique

L'analyse dynamique fournit des réponses temporelles précises dans le domaine de simulation des réseaux électriques. La détermination précise des temps critiques des différents événements menant à l'instabilité de tension est essentielle pour l'analyse post-perturbation et la coordination de la protection et de la commande. Cependant, l'analyse dynamique consomme beaucoup de temps en termes de calculs et de traitement des résultats. En outre, l'analyse

dynamique ne fournit pas aisément l'information concernant la sensibilité ou le degré d'instabilité de tension, ce qui la rend impraticable pour l'analyse de certaines conditions du fonctionnement du système ou pour déterminer les limites de stabilité de la tension [GON 05].

II.7.2 Analyse statique

A l'inverse de l'analyse dynamique, l'analyse statique de la stabilité de tension implique seulement la solution des équations algébriques du problème d'écoulement de puissance. De ce fait, du point de vue de calcul, elle est beaucoup plus efficace que l'analyse dynamique. L'analyse statique est idéale pour la majeure partie des études dans lesquelles des limites de stabilité de tension pour des pré-contingences et des post-contingences doivent être déterminées [GON 05].

Généralement, l'analyse de la stabilité statique de tension est utilisée afin de vérifier si un point de fonctionnement est stable ou instable, évaluer la marge de stabilité d'un point de fonctionnement et identifier le point d'effondrement de tension [TAL 06].

Dans notre travail, on s'intéressera seulement aux méthodes d'analyse statique. La section suivante comporte quelques méthodes populaires dédiées à ce type de problème.

II.8 Méthodes d'Analyse de la stabilité statique de tension

Dans cette partie, des indices de la stabilité de tension sont proposés avec un modèle standard d'écoulement de puissance où on assumera que la variation des puissances active et réactive est le paramètre essentiel qui conduit le réseau à un effondrement de tension (ou à la singularité de la matrice Jacobienne). Les écarts des puissances active et réactive du problème d'écoulement de puissance sont définis par les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} \Delta P(x, \lambda) \\ \Delta Q(x, \lambda) \end{bmatrix} = \mathbf{f}(x, \lambda) = 0 \quad (\text{II.1})$$

Où X représente le vecteur d'état du problème d'écoulement de puissance qui englobe les vecteurs tensions V et déphasages δ , la variable λ représente un paramètre scalaire ou le facteur de charge utilisé pour simuler l'augmentation de la charge qui conduit à l'effondrement du système. La variation de la charge et de la génération, est exprimée par les équations (II.2).

$$P_{Di} = \lambda \cdot P_{Di0}$$

$$Q_{Di} = \lambda \cdot Q_{Di0} \quad (\text{II.2})$$

$$P_{Gi} = \lambda \cdot k_{Gi} \cdot P_{Gi0}$$

Tel que :

- P_{i0} et Q_{i0} : les puissances active et réactive au nœud i à l'état de base.
- P_{Gi0} : la puissance générée par la machine i dans le cas initial.
- k_{Gi} est le facteur de contribution de chaque générateur i pour satisfaire la demande de la charge

II.8.1 Valeur singulière minimale

Les valeurs singulières ont été utilisées dans les réseaux électriques en raison de leur décomposition ortho-normale utilisée dans la matrice Jacobienne. Pour une matrice carrée A de dimension $n \times n$, nous avons :

$$A = X \Sigma Y^t = \sum_{i=1}^n x_i \sigma_i y_i^t \quad (\text{II.3})$$

Où, les valeurs singulières x_i et y_i sont les i^{th} colonnes des matrices unitaires X et Y^t . Σ Matrice diagonale des valeurs singulières réelles positives σ_i , telle que :

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n \geq 0 \quad (\text{II.4})$$

L'application de la méthode de décomposition en valeurs singulières dans l'étude de stabilité statique de tension est utilisée pour suivre la valeur singulière minimale qui se rapproche du zéro lors d'effondrement de tension.

Pour l'analyse des réseaux électriques, la matrice a correspond à la matrice Jacobienne d'écoulement de puissance.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (\text{II.5})$$

La valeur singulière minimale de la matrice Jacobienne de problème d'écoulement de puissance peut être utilisée comme un indice qui caractérise la proximité du système au point d'effondrement de tension. Pour une matrice Jacobienne J de dimension $n \times n$:

$$J = X \Sigma Y^t = \sum_{i=1}^n x_i \sigma_i y_i^t \quad (\text{II.6})$$

En utilisant le modèle d'écoulement de puissance de l'équation (II.7), les équations linéarisées peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \delta \end{bmatrix} \quad (\text{II.7})$$

L'équation (II.1) peut être écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = \mathbf{V} \Sigma^{-1} \mathbf{U}^t \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \sigma_i^{-1} \mathbf{v}_i \mathbf{u}_i^t \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.8})$$

La valeur singulière minimale est une mesure relative de la proximité de la matrice Jacobienne à la singularité et en conséquence à la proximité du système au point d'effondrement de tension.

L'équation (II.1) peut être écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = \sigma_n^{-1} \mathbf{v}_n \mathbf{u}_n^t \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.9})$$

Nous pouvons obtenir les informations suivantes à partir des vecteurs singuliers droite et gauche :

- ✚ Les entrées maximales dans \mathbf{v}_n indiquent les tensions et les angles les plus sensibles aux variations de la puissance réactive.
- ✚ Les entrées maximales dans \mathbf{u}_n indiquent les nœuds les plus sensibles aux variations de la puissance active.

II.8.2 Valeurs propres

Les valeurs propres sont très semblables à la méthode de la décomposition en valeurs singulières. Cependant elles sont utilisées pour déterminer la proximité du point d'effondrement de tension. La décomposition des valeurs propres de la matrice Jacobienne standard \mathbf{J} peut être écrite comme suit :

$$\mathbf{J} = \mathbf{W} \Delta \mathbf{U}^t = \sum_{i=1}^n \mathbf{w}_i \mathbf{u}_i \mathbf{u}_i^t \quad (\text{II.10})$$

Où la matrice \mathbf{W} représente la matrice des vecteurs propres droits \mathbf{w}_i , la matrice \mathbf{U} représente la matrice des vecteurs propres gauches \mathbf{u}_i et Δ représente la matrice diagonale des valeurs propres μ_i .

Dans cette méthode, l'amplitude des valeurs propres donne une information sur la proximité du système du point d'effondrement, lequel est caractérisé par une valeur propre presque nulle. D'autre part l'amplitude des vecteurs propres fournit des informations sur le mécanisme d'effondrement de tension, qui se résument dans les points suivants :

- ✚ L'entrée maximale du vecteur propre droite correspond au nœud le plus critique en termes de la stabilité de tension
- ✚ L'entrée maximale du vecteur propre gauche indique le nœud le plus critique en termes de la variation de la puissance active.

L'inconvénient majeur de la méthode des valeurs singulières ainsi que la méthode des valeurs propres est leur comportement fortement non linéaire près du point d'effondrement de la tension lorsque les limites de production d'énergie réactive des générateurs sont considérées. Les deux indices montrent aussi une chute importante brusque près du point d'effondrement. Ces inconvénients rendent les deux indices insuffisants pour une évaluation efficace de la stabilité de tension.

II.8.3 Marge de charge (loading margin)

La marge de charge est l'indice le plus utilisé dans l'évaluation de la stabilité statique de tension : c'est la quantité de la charge additionnelle qui causerait un effondrement de tension. En termes plus simples, c'est la distance entre le point de fonctionnement actuel et le point qui causerait l'effondrement de tension. Dans la plupart des études de stabilité statique de tension, la charge est choisie comme paramètre essentiel qui conduit le système à l'effondrement.

Les avantages de la marge de charge, pris comme indice de stabilité de tension, peut se résumer dans les points suivants :

- ✚ Simple à calculer, bien admis, et facile à comprendre
- ✚ Exige seulement un modèle statique du réseau électrique
- ✚ La marge de charge est un indice précis qui tient en compte de la non-linéarité du réseau électrique ainsi que certaines limites telles que les limites sur la production d'énergie réactive.
- ✚ Une fois que la marge de charge est calculée, il est facile de déterminer sa sensibilité vis-à-vis de n'importe quel paramètre du réseau.

Malgré ces avantages, la marge de charge dispose de quelques inconvénients, qui peuvent être résumés dans les points suivants :

- ✚ Le calcul de la marge de charge est plus coûteux, comparée à d'autres indices.
- ✚ La marge de charge est basée sur la prévision de la direction d'augmentation de la charge, mais cette information n'est pas toujours aisément disponible.

Dans la pratique, la méthode directe et la méthode continue sont utilisées pour l'évaluation de la marge de charge. Dans ce mémoire, on s'intéressera seulement à la méthode continue à cause de ses avantages cités précédemment [RAB 07].

II.9 Ecoulement de puissance en continu (Continuation Power Flow)

Les techniques du calcul continu de l'écoulement de puissance sont largement reconnues comme un outil précieux pour déterminer les courbes $V(P)$ du système de puissance et permettent d'estimer les conditions de chargement maximal et des solutions «critiques». Malgré que les grands systèmes nécessitent un calcul numérique exigeant, le CPF (l'écoulement de puissance continu) n'est pas affectée par des instabilités numériques. En fait, il est capable de déterminer la partie stable et instable des courbes $V(P)$ et peut fournir des informations supplémentaires, telles que les facteurs de sensibilité de la solution actuelle à l'égard des paramètres pertinents.

D'un point de vue mathématique, le CPF (l'écoulement de puissance continu) est une technique d'homotopie et permet d'explorer la stabilité des équations du système électrique en faisant varier un paramètre du système, qui, dans les études de stabilité statique et dynamique typique de tension, est le paramètre de charge λ . De manière générale, le CPF (l'écoulement de puissance continu) consiste en un pas prédicteur réalisé par le calcul du vecteur tangent et un pas correcteur qui peut être obtenu soit par l'intermédiaire d'un paramétrage local ou à une intersection perpendiculaire [BEK 13].

II.10 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur la stabilité de tension dans les réseaux électriques. Dans la première section, les différentes définitions liées à la stabilité de tension ainsi que le problème d'instabilité de tension peut être traité à cause de plusieurs phénomènes à savoir : manque local de la puissance réactive, production trop éloignée de la consommation, ou le cas d'une charge demandée très élevée.

Dans la deuxième section, nous avons exposé les deux types d'analyse qui existent, à savoir l'analyse statique et l'analyse dynamique et la méthode de calcul de la marge de stabilité de tension appelée écoulement de puissance en continu (CPF).

Dans le chapitre suivant, nous allons exposer le concept des FACTS (Système de Transmission en Courant Alternatif) pour contrôler et améliorer le profil de la tension dans un réseau électrique.

*Chapitre III : Concept de base des
systèmes FACTS*

III.1 Introduction

L'utilisation croissante de l'énergie électrique dans la vie économique, sociale et industrielle de chaque pays, entraîne de plus en plus de problèmes de perturbation qui causent une dégradation de la qualité de l'énergie électrique (chute de tension, pertes d'énergie et harmoniques) au niveau des réseaux électriques. Pour cette raison, il est nécessaire de contrôler les réseaux électriques.

Les réseaux électriques jusqu'à ces dernières années sont contrôlés en utilisant des moyens de réglage (avec concept de fonctionnement mécanique), malgré l'utilisation de la microélectronique, des ordinateurs et des moyens rapides de télécommunication dans le contrôle des réseaux, l'actionnement de plusieurs équipements de commande est prise avec des dispositifs mécaniques ayant un temps de réponse plus au moins long et avec lesquels l'action d'amorçage et de réamorçage ne peut être répétitivement exécuté à une fréquence élevée par rapport aux dispositifs à base d'interrupteurs statiques (semi-conducteurs).

Le développement rapide de l'électronique de puissance a eu un effet considérable dans l'amélioration des conditions de fonctionnement des réseaux électriques en performant le contrôle de leurs paramètres par l'introduction de dispositifs de contrôle à base des composants d'électronique de puissance très avancés (GTO, IGBT) connus sous l'acronyme FACTS : flexible alternatif current transmission systems.

III.2 Différents méthode d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif. Elle peut se réaliser de plusieurs manières, ayant pour buts [BOU 09] :

- ✚ La correction du facteur de puissance
- ✚ Amélioration de la régulation de la tension
- ✚ Equilibre des charges
- ✚ L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation.

III.2.1 Compensation traditionnelles

III.2.1.1 Les compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive.

III.2.1.2 Les condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

1. Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux (HT et THT).
2. Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport.

III.2.1.3 Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau.

Aujourd'hui des systèmes de contrôle plus sophistiqués et de nouvelles structures à base d'électronique de puissance sont de plus en plus requis [SEK 13].

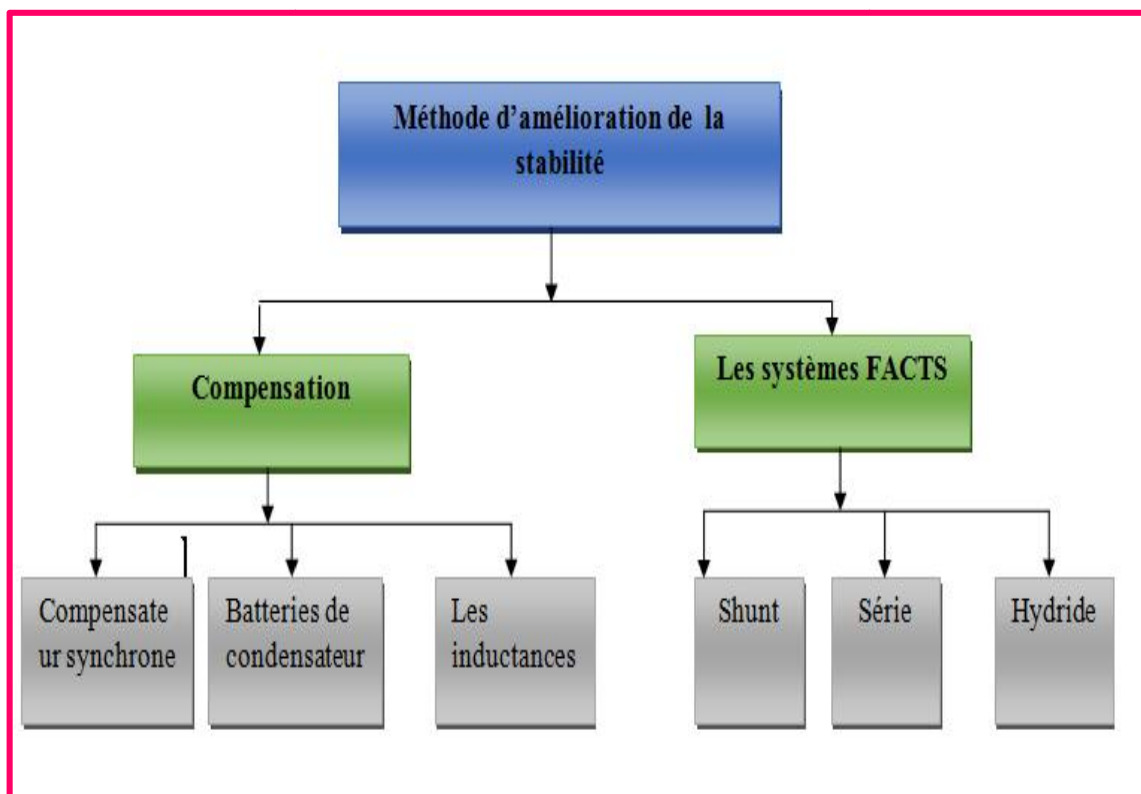


Figure III.1: Méthode d'amélioration de la stabilité du réseau électrique

III.2.2 Les systèmes FACTS

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Système 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.

Avec leurs aptitudes de modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Finalement, il faut noter que les FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes, Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [MAG 14].

III.2.2.1 Intérêt des dispositifs FACTS

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- ✚ Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée
- ✚ Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimé, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

De plus, par leur vitesse de commande élevée, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique. Ils permettent en particulier [ZER 15] :

- ✚ D'accroître la réserve de stabilité transitoire.
- ✚ D'amortir les oscillations de puissance.
- ✚ De supporter de manière dynamique la tension.

III.2.2.2 Fonctionnement des FACTS

Un FACTS agit généralement en fournissant ou en consommant dynamiquement de la puissance réactive (courant réactive) sur le réseau. Ceci a pour effet de modifier l'amplitude de la tension à son point de connexion, et par conséquent la puissance active maximal transmissible. L'ordre de grandeur de la puissance d'un FACTS va de quelque MVA (**Méga Volts Ampères**) à quelques centaines de MVA. Ils s'appliquent dans deux secteurs principaux :

✚ Grand réseaux de transmission

Pour améliorer le contrôle, augmenter les capacités de transfert de puissance et assister la récupération du réseau consécutive à un défaut dans les systèmes de transmission AC (Alternative Current)

✚ Réseaux Industriels

Pour améliorer la qualité de la puissance fournie en un point précis du réseau AC en présence de fluctuations de charge (compensation du flicker pour les fours à arc). La gamme de puissance inférieure à celle d'un réseau de transmission [BEN 16].

III.2.2.3 Classification des dispositifs FACTS

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

- ✚ 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.
- ✚ 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.
- ✚ 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 des transformateurs pour le couplage avec le réseau [MER 17].

a. Compensateurs parallèles

Appelés aussi compensateurs de puissance réactive, Ces compensateurs sont branchés en parallèle avec le réseau électrique. Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour les rendre plus compatibles avec la charge.

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

✿ Compensateurs parallèles à base de thyristors :

Il s'agit de :

✓ TCR (Thyristor Controlled Reactor)

Dans le TCR (ou RCT: Réactances Commandées par Thyristors), la valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors.

✓ TSC (Thyristor Switched Capacitor)

Dans le TSC (ou CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction.

✓ TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)

Ce type de compensateur connecté en parallèle est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations.

✓ SVC (Static Var Compensator)

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive) [BLA 11].

Le SVC (Static Var Compensator) est un dispositif qui sert à maintenir la tension en régime permanent et en régime transitoire à l'intérieur des limites désirées. Il injecte de la puissance réactive dans le jeu barres où il est branché de manière à satisfaire la demande de puissance réactive de la charge.

La figure III.2 représente le modèle équivalent d'un SVC. Il 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'induction de réactance inductive ' X_L ', dont la puissance réactive absorbée est commandée entre zéro et sa valeur maximale.

Les thyristors sont montés en tête-bêche pour assurer des inversions très rapides du courant.

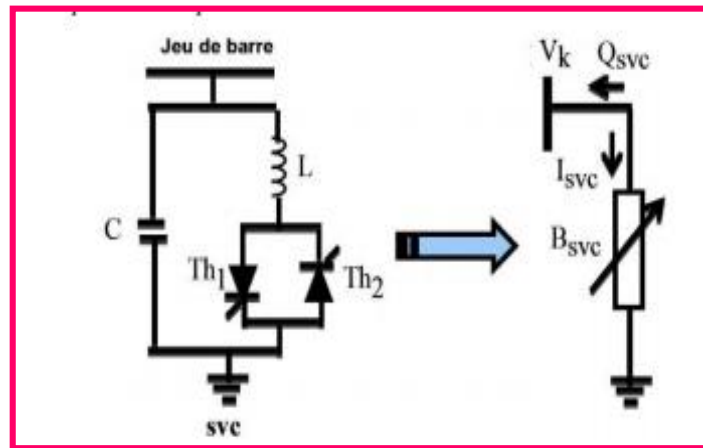


Figure III.2: Modèle équivalent d'un SVC

La puissance réactive ' Q_{SVC} ' est positive lorsqu'elle est absorbée par le compensateur (comportement inductif), par contre, le compensateur fournit de la puissance réactive (comportement capacitif) [MEK 14].

La caractéristique statique est donnée sur la figure ci-dessous. Trois zones sont distinctes :

- ✚ Zone 1 (Capacitive) ou le TSC donne une énergie maximale, seule les capacités sont connectées au réseau.
- ✚ Zone 2 (Mixte) ou de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.
- ✚ Zone 3 (Inductive) ou le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés.

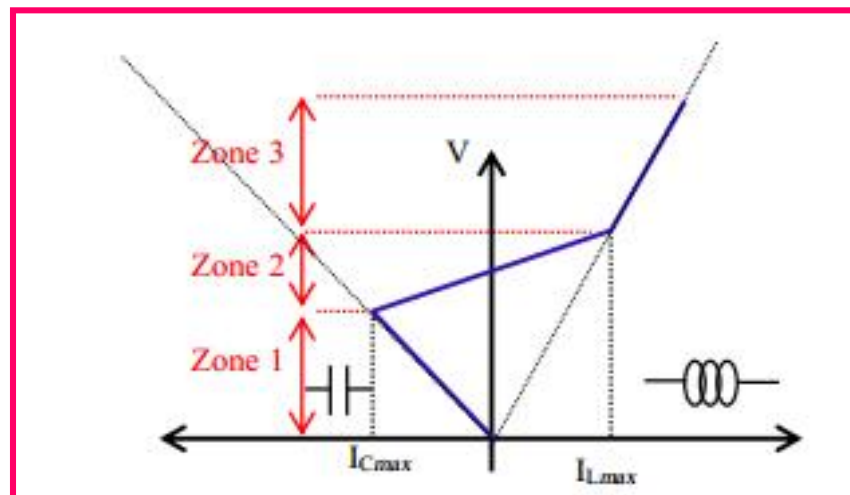


Figure III.3: Fonctionnement du compensateur statique

Tous sont utilisés pour contrôler la tension (la puissance réactive). Les avantages principales d'un SVC sont : stabiliser la tension dans les réseaux électriques; améliorer l'amortissement des oscillations de la puissance, avec la capacité d'améliorer les marges de stabilité statique et transitoire et augmenter la capacité de transmission pour réduire les pertes de transmission [HAD 17].

✿ Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

- ✓ ASVC (Advanced Static Var Compensator).
- ✓ STATCOM (Static Condenser).
- ✓ SVG (Static Var Generator).
- ✓ SVClight
- ✓ SVCplus
- ✓ **Compensateur statique synchrone (STATCOM)**

IEEE définit le STATCOM (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.

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 [MEF 13].

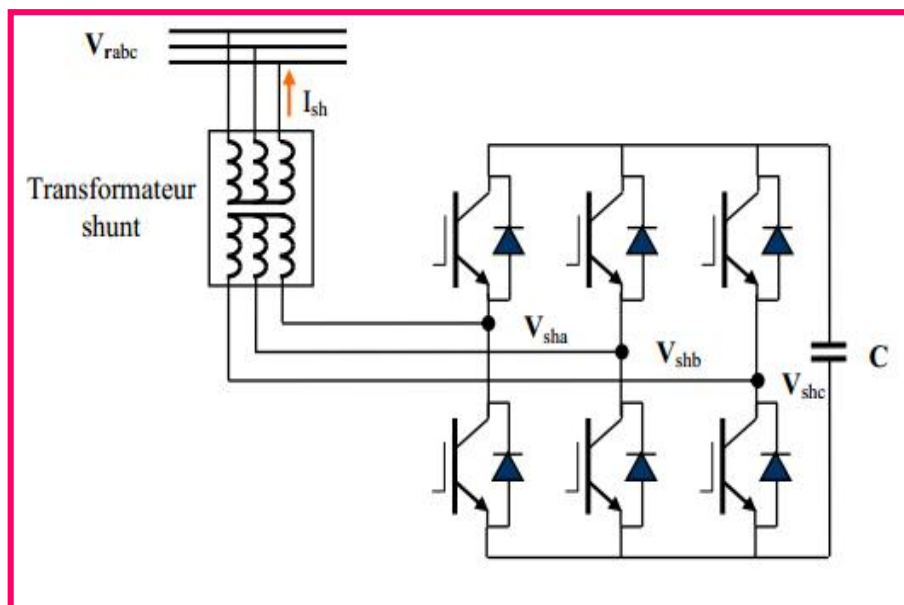


Figure III. 4: Schéma de base d'un STATCOM

b. Compensateurs série

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci. Les compensateurs séries les plus utilisés selon [LAR 10] sont:

- ✿ Compensateurs séries à base de thyristors
 - ✓ TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor).
 - ✓ TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor).
 - ✓ TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor).
- ✿ Compensateurs séries à base de GTO thyristors.
 - ✓ SSSC (Static Synchronous Series Compensator).

c. Compensateurs hybrides

Ce type de compensateur assemblé entre les dispositifs séries et les dispositifs shunts commandé d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils sont donc capables de contrôler les trois paramètres (tension, impédance et angle de déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport.

Les compensateurs hybrides les plus utilisés sont :

- ✿ Compensateurs hybrides à base de thyristors :
 - ✓ TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator).
- ✿ Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors :
 - ✓ IPFC (Interline Power Flow Controller).
 - ✓ UPFC (Unified power flow controller).

III.2.2.4 Les contraintes des dispositifs FACTS

Ils existent plusieurs contraintes pour que les dispositifs FACTS soient efficaces et rentables [ABD 13] :

- ✚ 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.2.2.5 Avantages et inconvénients de la technologie des dispositifs FACTS

Les avantages

- Contrôle de l'écoulement de puissance : c'est la fonction principale des FACTS. L'utilisation du contrôle de l'écoulement de puissance peut satisfaire les demandes de charge, atteindre un fonctionnement optimal, et surmonter les conditions d'urgence
- Amélioration de la stabilité dynamique. Cette fonction supplémentaire des FACTS comprend l'amélioration de la stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations de puissance et le contrôle de stabilité de la tension.
- Contrôle de la boucle de l'écoulement de puissance [KAR 08].
- Contrôle de la puissance réactive: Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, donc permettre aux lignes de transmettre plus d'énergies active et par conséquence réduire les pertes de transmission.
- Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques [ABD 09].
- Amélioration de performance de réseau électrique.
- maintenir la tension dans les limites acceptables.

Les Inconvénients

- L'introduction des harmoniques dans le réseau électrique parce que sont des sources d'harmoniques à cause des composants d'électronique de puissance.

III.2.2.6 Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques

Les possibilités du contrôle grâce à l'application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont résumées dans la figure III.5.

L'équation de la figure III.5, définit la puissance transmise entre les deux systèmes V_s et V_r . V_s et V_r sont les tensions aux extrémités de la ligne, X représente l'impédance série de la ligne, $(\delta_1 - \delta_2)$ est l'angle de phase entre les deux systèmes. Il est clair que les trois paramètres tension, impédance, et angle de phase influencent la puissance transmise entre les deux systèmes. Comme il est illustré sur la figure III.5.

Chaque dispositif FACTS peut influencer un des trois paramètres, et par conséquence le contrôle de l'écoulement de puissance [BEN 16].

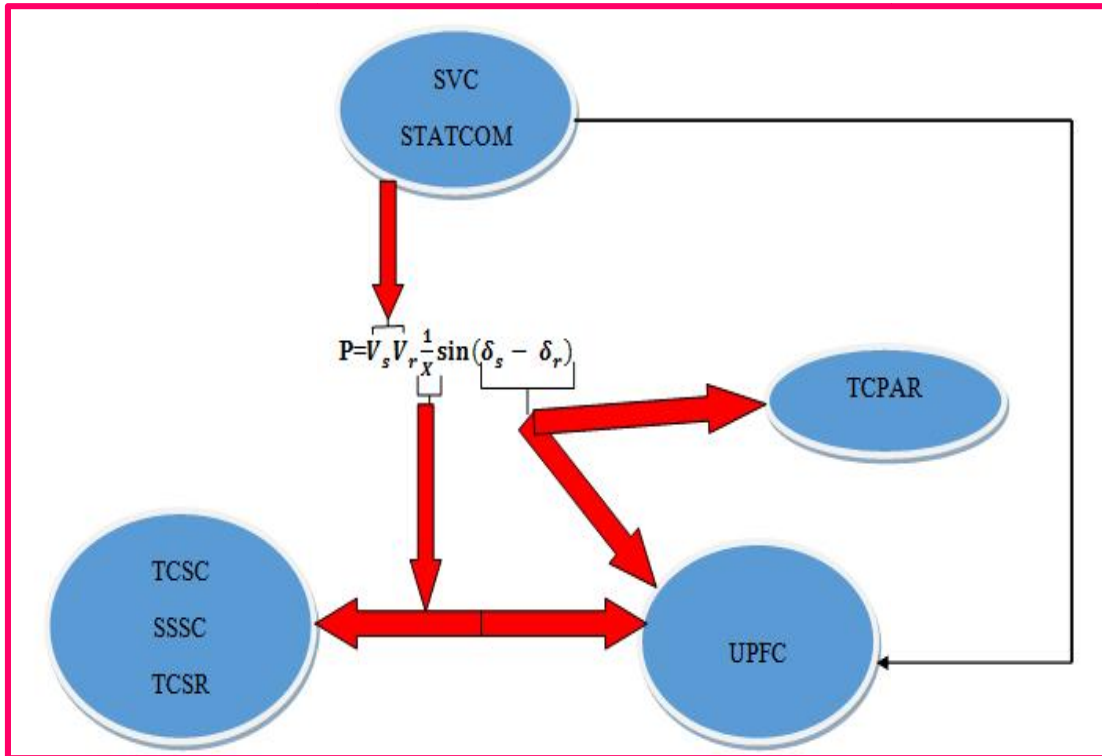


Figure III.5 : Diagramme schématique des applications des FACTS dans les réseaux.

Tableau III.1: Application des FACTS a la résolution des problèmes dans le réseau [KER 13].

	Contrôle de Charge	Contrôle de Tension	Stabilité Transitoire	Amplitude des Oscillations
SVC STATCOM	😊	😊😊😊	😊	😊😊
TCSC	😊😊	😊	😊😊😊	😊😊
SSSC	😊😊😊	😊	😊😊😊	😊😊
TCPAR	😊😊😊	😊😊	😊	😊😊
UPFC	😊😊😊	😊😊😊	😊😊😊	😊😊😊

Influence:

Petite → 😊

Moyenne → 😊😊

Forte → 😊😊😊

Tableau III.2 : Problèmes rencontrés dans les réseaux et les FACTS aptes pour les résoudre [BOU 17].

Problème	Actions de correction	FACTS
Chute de tension pour une charge élevée	-Injecter une puissance réactive	SVC, STATCOM
Surtension pour une charge basse	-Absorber la puissance réactive	SVC, STATCOM
Surtension due à une panne	-Absorber la puissance réactive -Empêcher les surcharges	SVC, STATCOM
Chute de tension due à une panne	-Injecter une puissance réactive -Empêcher les surcharges	SVC, STATCOM
Surcharge du circuit de Transmission	- Augmenter la capacité de transmission	TCSC, SSSC, UPFC
Distribution de la puissance sur les lignes parallèles	-Ajuster la réactance de la ligne	TCSC, SSSC, UPFC
	- Ajuster l'angle de phase	UPFC, SSSC, TCPAR
Inversion de l'écoulement de charge	- Ajuster l'angle de phase	UPFC, SSSC, TCPAR
Un fort Courant de court-circuit	-Limitation du courant de court-circuit	TCSC, UPFC
Puissance transitée limitée	-Diminuer la réactance de la ligne	TCSC, UPFC

III.2.2.7 Conclusion

Dans ce chapitre Nous avons présenté, un aperçu global sur les nouveaux dispositifs de contrôle et de commande des réseaux électriques appelés FACTS comme le SVC, STATCOM. Aujourd'hui les FACTS sont encore peu utilisés par rapport à leur potentiel, les évolutions techniques de l'électronique de puissance vont rendre les solutions FACTS de plus en plus compétitives face aux renforcements des réseaux.

Dans la première section, on a décrit la définition et le fonctionnement des systèmes FACTS, ainsi que les divers types de dispositifs FACTS.

Dans la deuxième section, nous avons exposé les avantages et les inconvénients des systèmes FACTS ainsi que leur application.

Dans le chapitre suivant, nous avons choisi d'étudier le SVC (Static Var Compensator) comme dispositifs FACTS pour contrôler la tension dans un réseau électrique et améliorer ainsi la stabilité statique de la tension (améliorer les performances du réseau électrique).

Chapitre IV : Applications et simulation



IV.1 Introduction

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation.

Dans les réseaux électriques, il existe plusieurs perturbations qui ont des effets néfastes sur la stabilité de réseau électrique notamment (l'augmentation de la charge, débranchement d'un générateur, une ligne hors service... etc.). Ces derniers affectent sur le fonctionnement de réseau électrique et plusieurs paramètres techniques comme le profil de tension qui parmi les indices de stabilité et pour cela on s'intéresse essentiellement sur l'analyse de la stabilité statique de tension.

Parmi les compensateurs d'énergie réactive qui sont largement utilisés ces dernières années pour contrôler et améliorer le profil de la tension et stabilité de réseau électrique. On trouve les FACTS, Dans ce travail, on s'intéressera à seul type à savoir : le SVC. Une représentation détaillée de cet équipement a été présentée dans le chapitre III.

Ce chapitre est consacré à l'analyse de la stabilité statique de la tension des réseaux électriques de test IEEE 14 nœuds et IEEE 30 nœud, en utilisant la méthode CPF (l'écoulement de puissance continue) et la méthode sécurité (N-1), cette analyse est faite sous l'environnement power system analysis toolbox (PSAT).

Nous avons utilisé trois indices pour un emplacement optimal d'un SVC : déviation total de la tension (TVD), les pertes actives totales et la marge de stabilité (λ_{max}).

IV.2 Logiciel de simulation

Avant d'entamer la phase de simulation, il est préférable de donner un bref aperçu sur le logiciel utilisé dans ce travail.

Plusieurs outils de simulation ont été utilisés dans l'analyse et l'étude des réseaux électriques tels que (MATLAB, Power World, PSAT,... etc.). Ces logiciels permettent de nous renseigner sur les moyens d'analyses d'un réseau électrique et simuler les différents cas pour pouvoir juger les fonctionnements de réseau électrique. Dans ce mémoire, en utilisant le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox).

IV.3 C'est quoi le PSAT

C'est un logiciel qui s'intéresse essentiellement sur l'analyse de réseau électrique et l'analyse statique et dynamique ainsi que contrôle de réseau électrique .

Il existe plusieurs versions de PSAT et dans ce mémoire on utilise la version 1.2.3 daté February 14.2009 (MATLEB 2009b).

Le PSAT inclus :

- ✚ L'écoulement de puissance basé sur la méthode de NEWTON RAPHSON.
- ✚ L'écoulement de puissance continu. (CPF).
- ✚ L'écoulement de puissance optimal(OPF).

Toutes les opérations de PSAT peuvent être réparties en deux genres d'analyse:

- ✚ La première analyse est de résoudre les problèmes de l'écoulement de puissance. Cette application s'effectue dans une page de commande ou un éditeur comme montre la figure IV.1
- ✚ La seconde analyse est d'implanter le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de Simulink qui contient de nombreux modèles pour l'implantation des systèmes électriques, comme montré dans la figure IV.2.

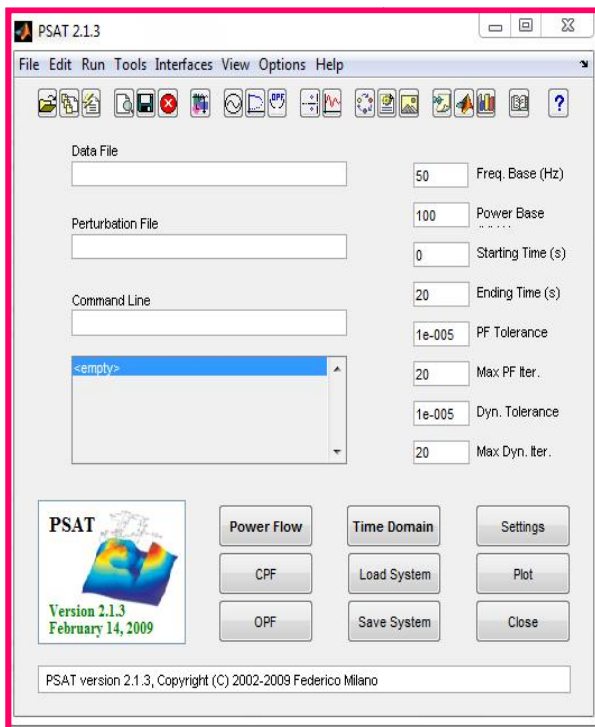


Figure IV.1 : L'éditeur de PSAT

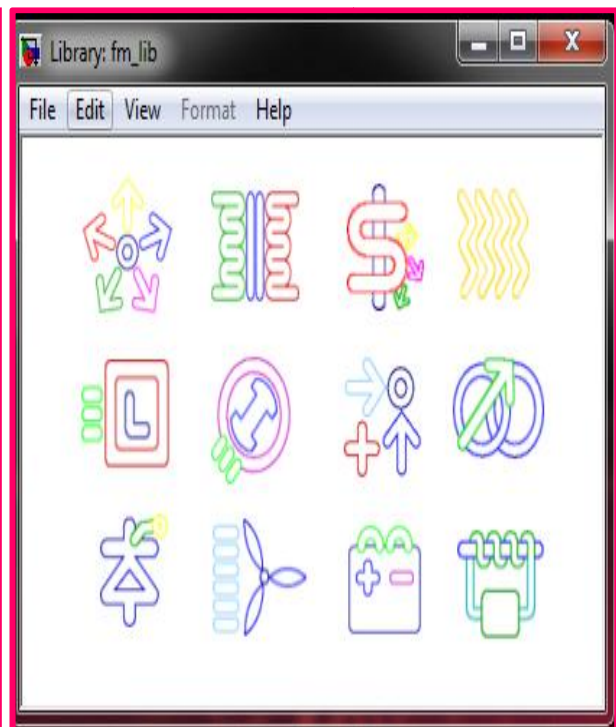


Figure IV.2 : Bibliothèque de Simulink

IV.4 Pourquoi le PSAT

On a choisi le logiciel PSAT pour notre étude dans ce mémoire pour les caractéristiques suivantes :

- ✚ On peut lire n'importe quelle base de donn.
- ✚ On peut ouvrir un réseau soit on peut faire un autre réseau.
- ✚ bibliothèque de PSAT très riche.
- ✚ c'est un logiciel gratuit et Open Access.

IV.5 Comment ça marche

Pour l'utilisation de logiciel PSAT, nous allons suivre les étapes suivantes :

- ✚ ouvrir MATLAB.
- ✚ Pour ouvrir PSAT nous écrivons PSAT dans la fenêtre de MATLAB commande comme suite :

```
>> PSAT
```

- ✚ Après l'ouverture de PSAT nous observons la fenêtre principale de PSAT.

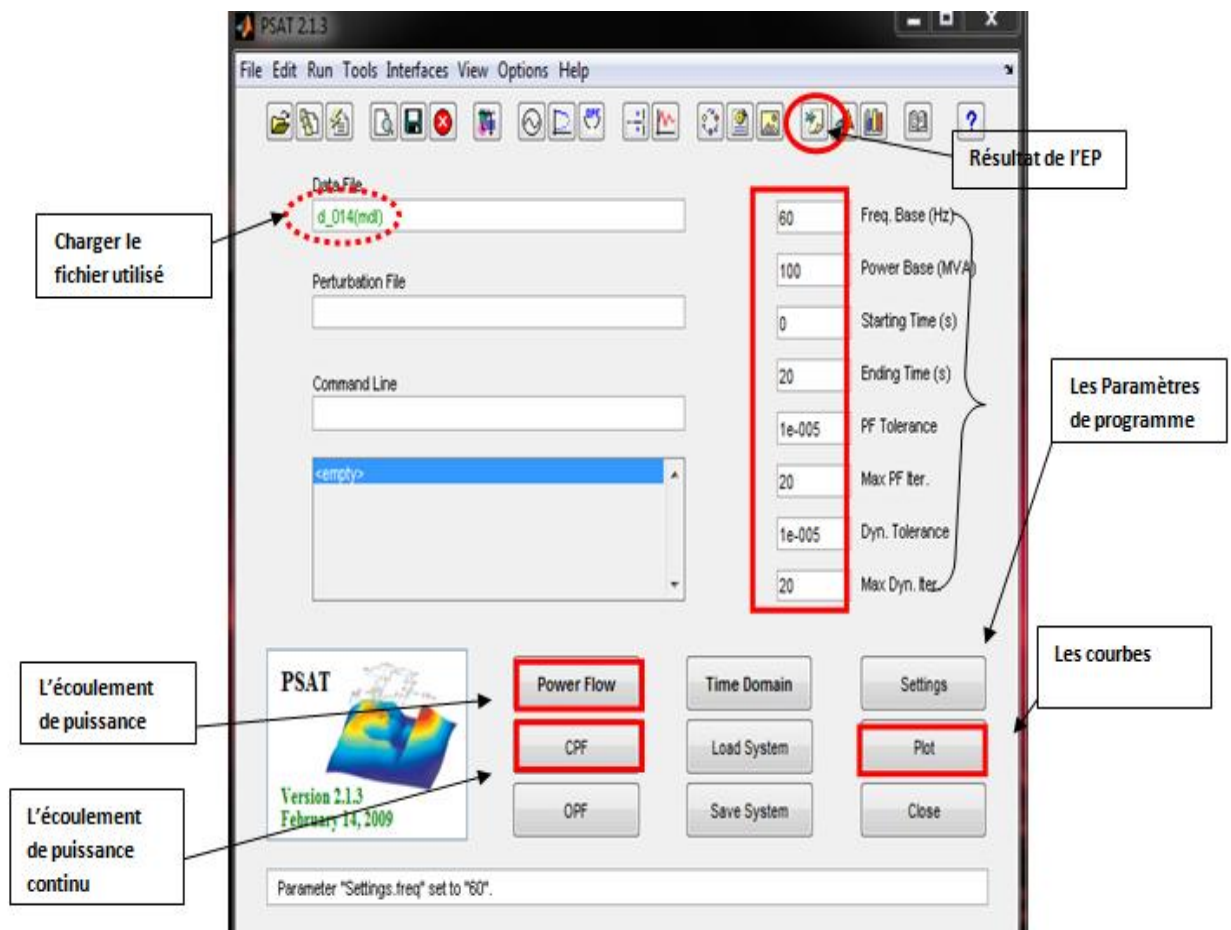


Figure IV.3 : Fenêtre principale de PSAT

Il existe deux méthodes pour étudier un modèle quelconque :

Créer un modèle à partir la bibliothèque de simulation

- ✚ Créer du réseau électrique à étudier
- ✚ Lancer le modèle de la bibliothèque de simulation
- ✚ Insérer les données numériques des éléments (générateur, lignes, charges, transformateurs,...)
- ✚ Enregistrer le modèle.

Charger un modèle à partir la bibliothèque de PSAT

- ✚ Click deux fois sur « data file »
- ✚ Choisir PSAT simulink «.mdl » puis « tests » et click sur « load » pour chargé le modèle.

IV.6 Analyse de la stabilité statique du réseau IEEE 14JB sans et avec intégration de dispositif FACTS (SVC)

Cette partie est consacrée à l'analyse de la stabilité statique de réseau IEEE 14JB sans intégration de l' SVC à partir de l'étude de l'écoulement de puissance à l'état initial (état de base) de notre réseau. Ensuite, on traite l'analyse par la méthode de CPF (écoulement de puissance continue) du réseau en déterminant les jeux de barres les plus sensibles pour l'emplacement Optimal de l'SVC selon les trois indices (déviations totale de la tension (TVD), les pertes actives totales et la marge de stabilité (λ_{max})).

Réseaux test : réseau 14JB

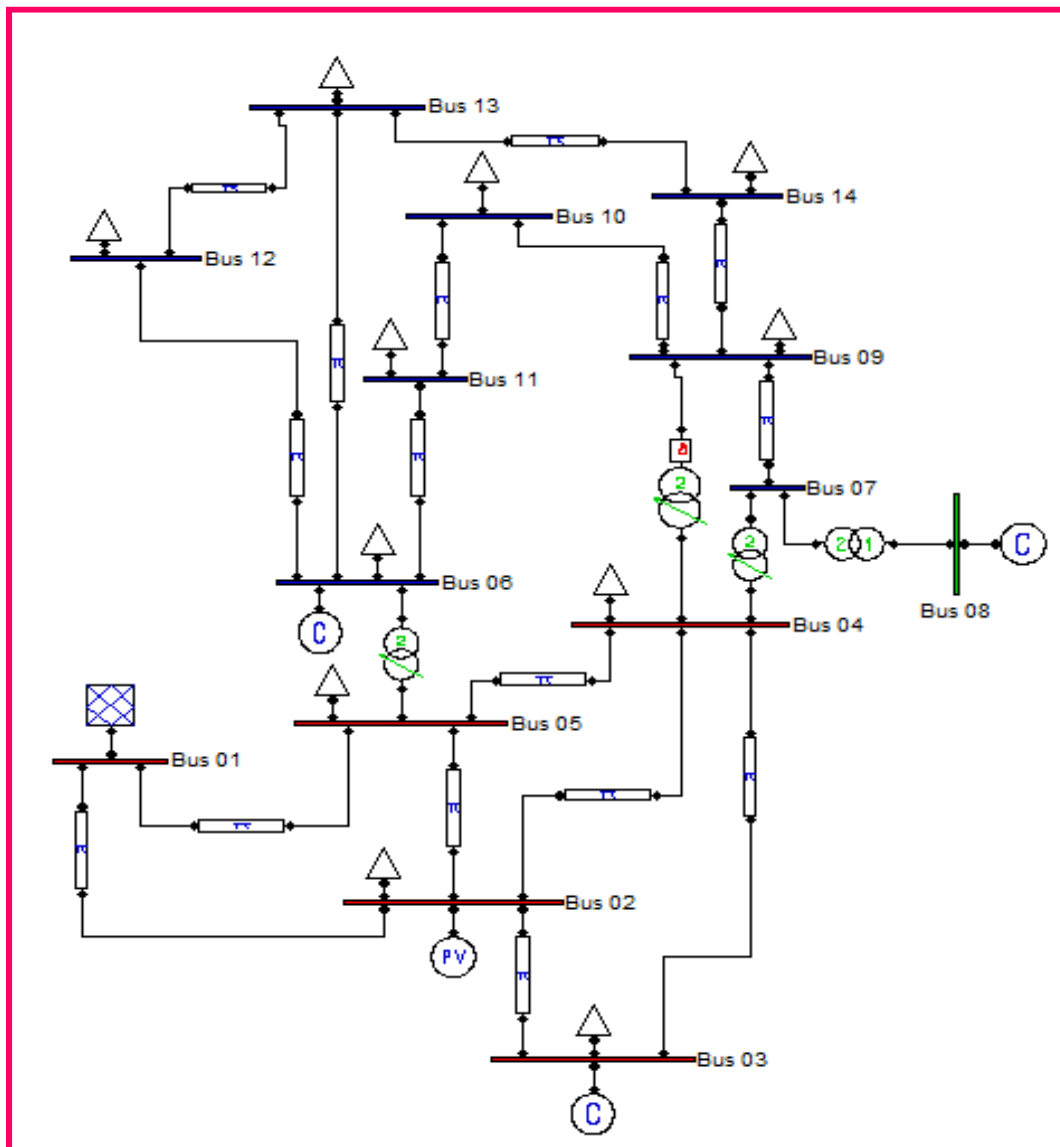


Figure IV.4: Représentation du réseau 14 JB par le logiciel PSAT

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

Nombre de jeux de barres	Nombre de ligne	Nombre de transformateur	Nombre de générateur	Nombre de charge
14	16	4	5	11

Remarque : on utilise la fréquence 60 HZ dans ce réseau d'étude pour la simulation

IV.6.1 Analyse du réseau IEEE 14 JB sans SVC

Pour obtenir les résultats de l'écoulement de puissance à l'état initial poser les étapes suivantes :

- ✚ Cliquer deux fois « data file »
- ✚ Choisir PSAT Similunk « .mdl » puis « tests » et choisir modèle 14JB dans la bibliothèque de PSAT puis cliqué « load » pour charger le modèle
- ✚ Cliquer « power flow » en suite Static rapport.

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

JB	Tension de jb [pu]	Angle [rad]	P gen [pu]	Q gen [pu]	Pcharge [pu]	Qcharge [pu]
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 totale [MW]				29.455		
Perte réactives totale [MVAR]				93.117		

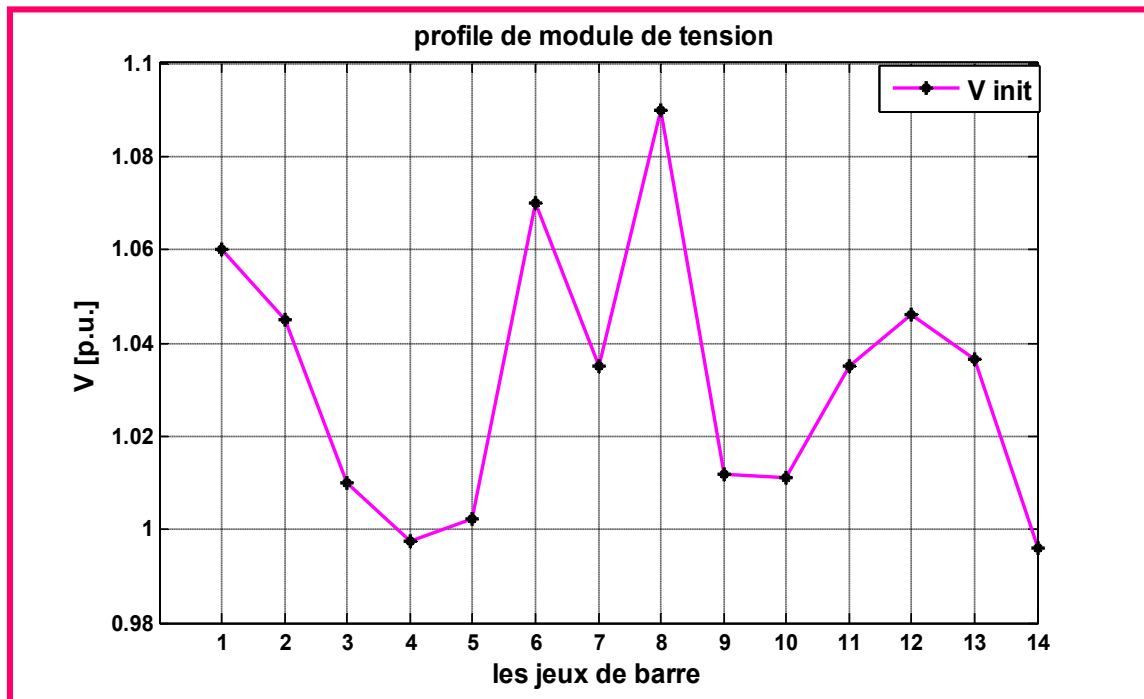


Figure IV.5 : Profile de module de tension à l'état initial du réseau 14JB

➤ Détermination de la marge de stabilité

Pour déterminer la marge de stabilité par la méthode de CPF (écoulement de puissance continu) on suit les étapes suivantes :

- ✚ Cliquer «Edit »
- ✚ choisir CPF setting ensuite limiter la puissance réactive parce que chaque générateur est limité par une puissance réactive [Q_{min} Q_{max}] (pratiquement).

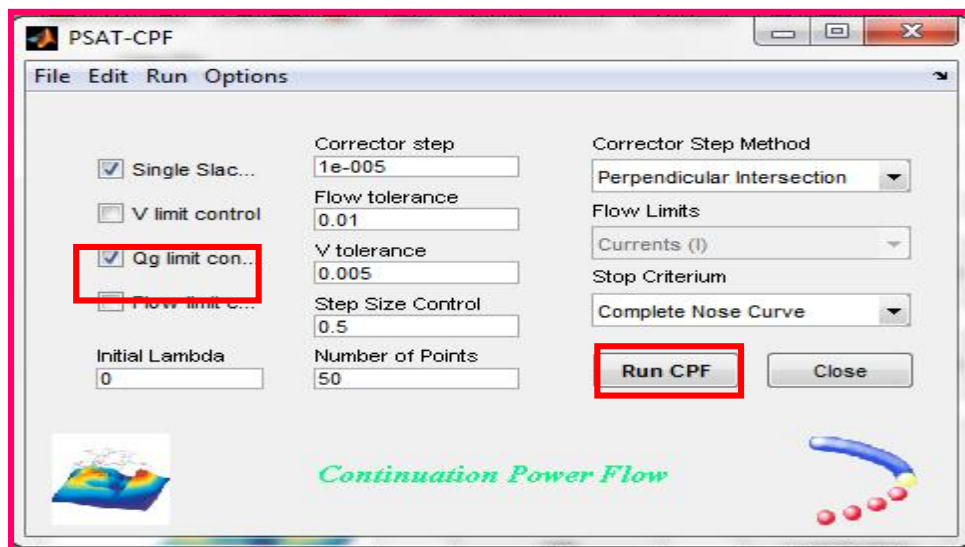


Figure IV.6: Les paramètres de CPF

CPF (Continuation Power Flow) : augmentation du facteur de charge progressivement jusqu'à atteindre le facteur de charge maximal (λ_{max}).

On élabore les résultats après la simulation par PSAT :

En appliquant la méthode de CPF on obtient le facteur de charge maximal (λ_{max})=1.1896 (command Windows)

λ_{max} : C'est le facteur de charge maximal que peut supporter un réseau sans perdre sa stabilité (une valeur plus grande que cette valeur, le réseau perd sa stabilité **mathématiquement** il n'y a pas de solution de l'écoulement de puissance et **physiquement** pas de fonctionnement).

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

JB	Tension [pu]	Angle [rad]	P gen [pu]	Q gen [pu]	Pcharge [pu]	Qcharge [pu]
1	1.0600	0	4.6705	3.5422	0	0
2	0.88497	-0.15939	0.47274	0.5	0.35905	0.21013
3	0.71859	-0.53518	0	0.4	1.5586	0.31437
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 totale [MW]				85.788		
Perte réactives totale [MVAR]				357.53		

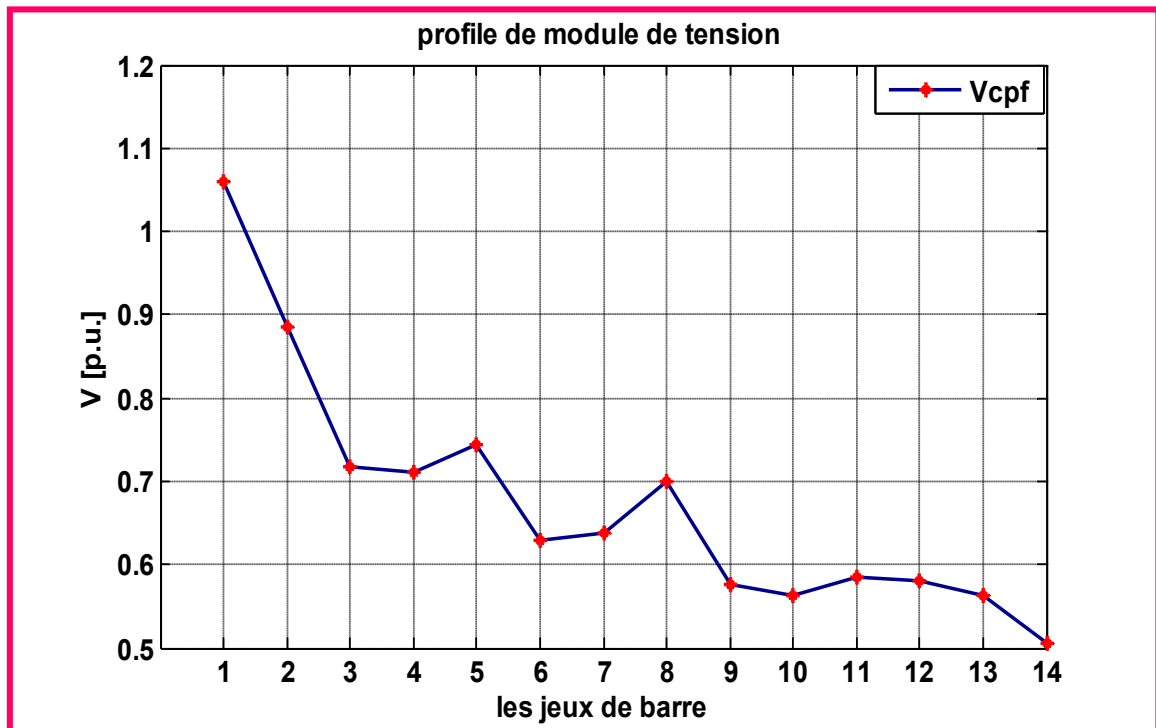


Figure IV.7 : Profile de module de tension à l'état à la marge de stabilité du réseau 14JB

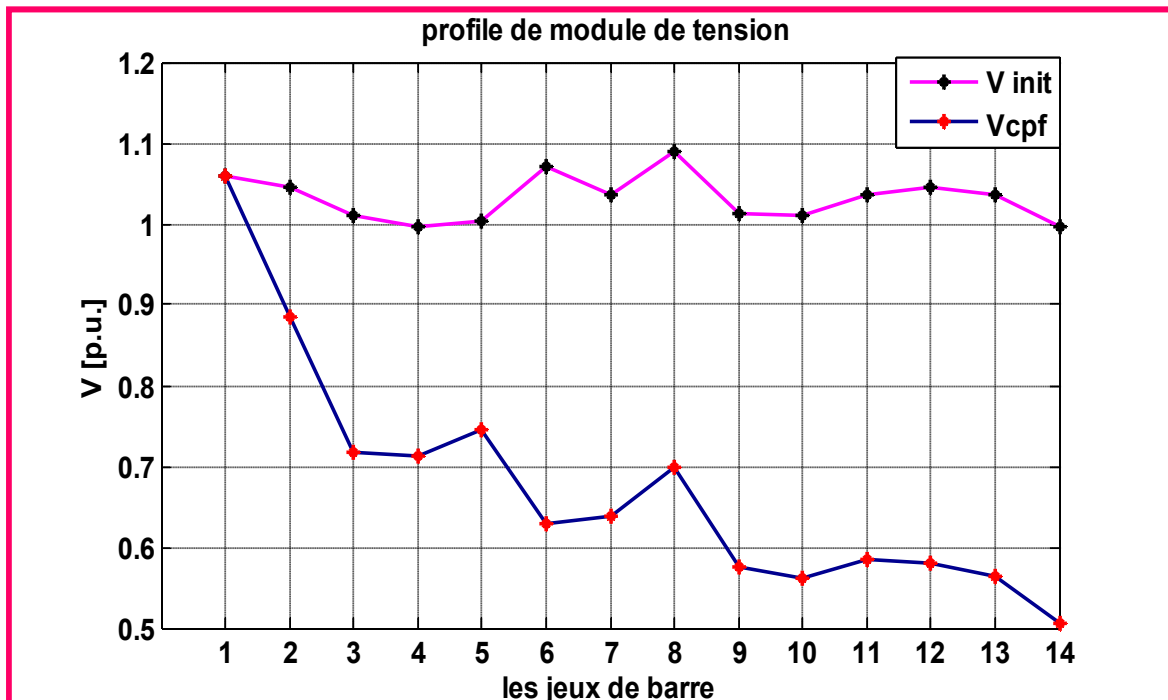


Figure IV.8 : Profile de module de tension à l'état initial et l'état à la marge de stabilité du réseau 14JB

Interprétation :

A partir cette courbe on constate que : le module de tension à l'état CPF diminue par rapport à l'état initial à cause de l'augmentation de la charge.

Les pertes actives et réactives à la marge de stabilité augmentent par rapport à celles de l'état initial (avec l'augmentation de la charge et diminution du module de la tension).

➤ **La détection des jeux de barres les plus sensibles**

Pour l'emplacement optimal d'un SVC, on détermine les jeux de barres les plus sensibles. Appelés aussi nœuds critiques du réseau.

Le problème est posé comme suit : Comment définir les JB les plus sensibles de notre réseau ?

Pour répondre à cette question, on se base sur le pourcentage de la variation de la tension par rapport à l'état initial.

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	40.4	36.32	35.83	40.02	41.22	41.34	42.75	43.42	44.94
%	%	7%	%	%	%	%	%	%	%	%

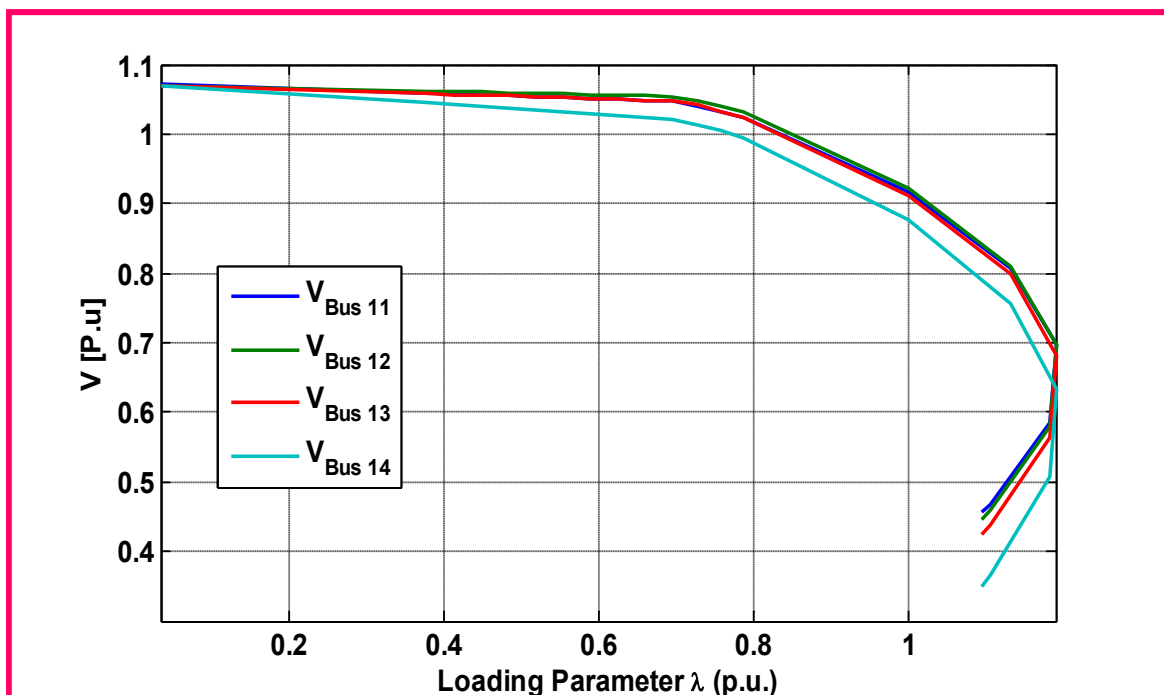


Figure IV.9 : Caractéristique PV au niveau des nœuds critiques du réseau 14JB

Interprétation :

D'après les résultats de tableau IV.4, il est clair que les JB [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 la courbe précédent , on peut constater que le jeu de barre qui tend vers le point de l'effondrement de la tension avant les autres jeux de barre c'est le JB 14 parce que c'est le jeu de barre le plus sensible à la variation de la tension en fonction de la puissance réactive.

IV.6.2 Analyse du réseau IEEE14 JB avec SVC

Pour analyser l'emplacement d'un seul SVC aux jeux de barres les plus sensibles (nœuds critiques), nous avons utilisé trois indices ; déviation total de la tension (TVD) et les pertes actives totales et la marge de stabilité (λ_{max}).

Premièrement, on règle le compensateur statique SVC et le générateur P.V en vérifiant les grandeurs de base.

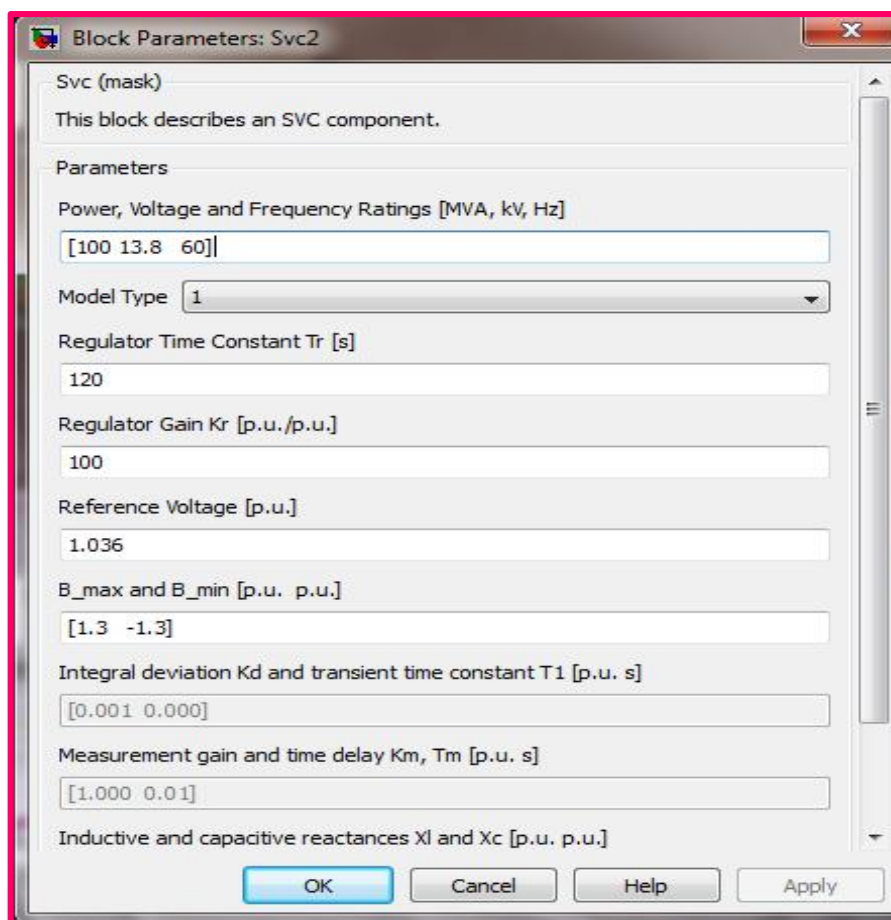


Figure IV.10 : Configuration des paramètres de l'SVC

Block Parameters: PV1

PV (mask)
This block defines a PV bus for load flow studies:
P = Pcost.
V = Vdes.

Parameters

Power and Voltage Ratings [MVA, kV]
[100 13.8]

Active Power [p.u.]
0

Voltage Magnitude [p.u.]
1.036

Qmax and Qmin [p.u. p.u.]
[1.4 -1.4]

Vmax and Vmin [p.u. p.u.]
[1.2 0.8]

Loss Participation Factor
1

Connected

OK Cancel Help Apply

Figure IV.11 : Configuration des paramètres de P.V

Tableau IV.5 : Les indices de stabilité pour différents emplacements de l'SVC

JB Indice	Etat initial (sans SVC)	SVC en JB 14	SVC en JB 13	SVC en JB 12	SVC en JB 11
$TVD = \sum_{k=1}^{Nb_q} V - 1 $ [p.u]	0.1841	0.2655	0.1835	0.1707	0.1859
Perte active Total [MW]	29.455	29.182	29.462	29.574	29.443
Marge de stabilité	1.190	1.424	1.381	1.399	1.412
B svc [p.u]	/	0.17719	-0.00377	-0.06707	0.00666
Q svc [p.u]	/	0.19017	-0.00404	-0.07199	0.00715

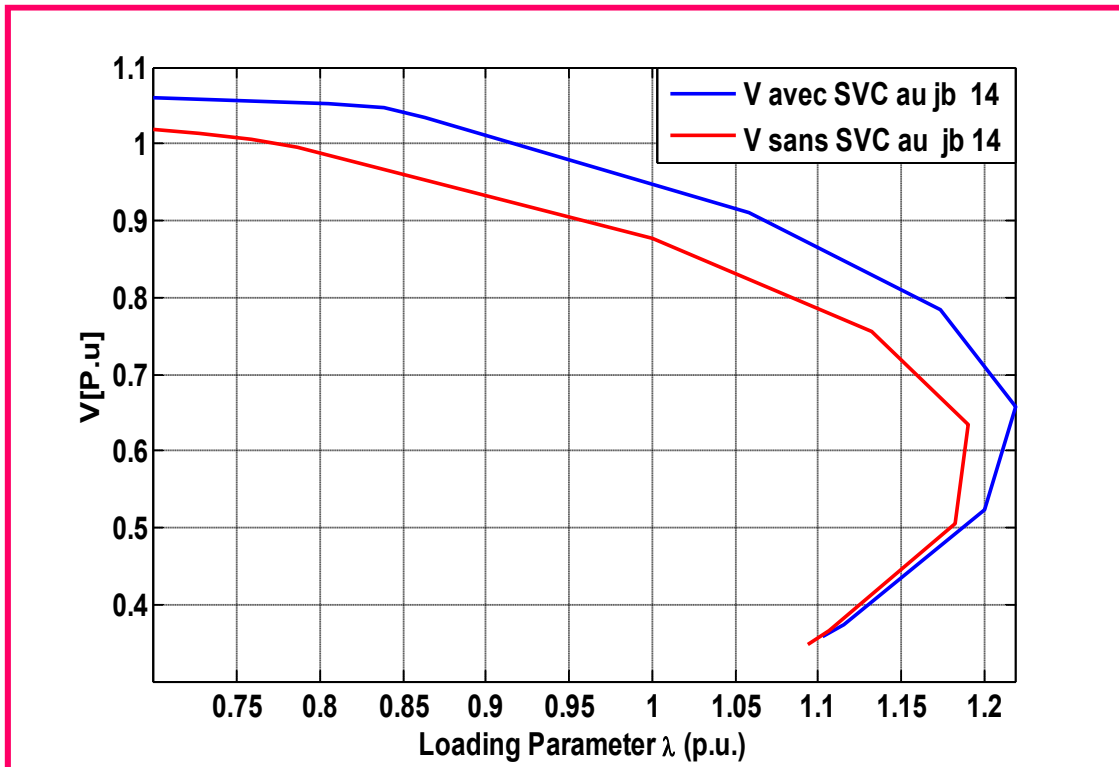


Figure IV.12 : Caractéristique PV au niveau du nœud 14 sans et avec SVC au JB14

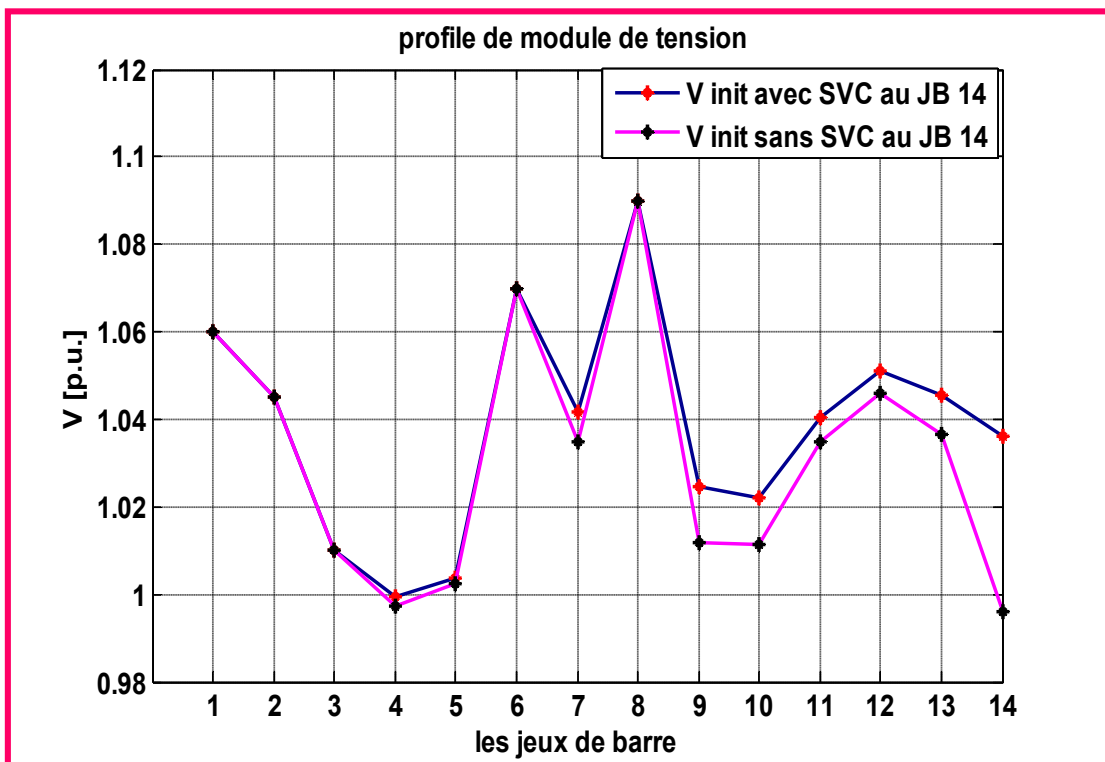


Figure IV.13: Profile de module de tension sans et avec SVC au JB 14

Interprétation :

A partir des résultats du tableau précédent on remarque que la marge de stabilité à l'état initial est plus faible que celle à l'état d'intégration du SVC .

L'installation du SVC aux nœuds 14, 13,12 et 11 donne les marges de stabilité de tension respectivement comme suite : 1.421, 1.381, 1.399 et 1.412. D'après ce résultat, il est clair que l'installation du SVC au nœud 14 fournit la meilleure marge de stabilité par rapport aux autres nœuds.

L'emplacement de SVC au nœud 14, donne une meilleure amélioration de la stabilité de tension et un minimum de perte par rapport aux autres nœuds du système .

D'après le tableau IV.5, il est clair que les pertes pour un emplacement de l'SVC au jeu de barre 12 sont plus élevées par rapport aux autres emplacements puisque le compensateur statique (SVC) absorbe la puissance réactive de ce qui diminue le profil de tension par conséquent les pertes augmentent. Par contre déviation total de la tension a une meilleure valeur pour un emplacement de l'SVC au JB 12 .

D'après la figure IV.10 et la figure IV.11, on peut remarquer que lorsqu'on intègre un SVC au nœud 14, une amélioration du module de tension et la marge de stabilité.

IV.7 Analyse du réseau IEEE14 JB à l'état de sécurité (N-1) sans et avec compensation (SVC)

Dans cette partie, on a consacré à l'analyse de réseau IEEE 14 JB à l'état de la sécurité (N-1) (étude des congestions dans le cas d'une élimination d'une ligne).

La sécurité (N-1) est un outil dans logiciel PSAT basé sur la suppression d'une ligne (généralement élimination d'un élément dans le réseau, un générateur, une ligne, etc..) en analysant le réseau et en utilisant l'écoulement de puissance continu avec la limitation de la puissance réactive au niveau des générateurs et les tensions au niveau des JB pour trouver la capacité de transfert disponible ATC (Available Transfert Capability) a partir les étapes suivante :

- ✚ Cliquer deux fois « data file »
- ✚ Choisir PSAT Simulink « .mdl » puis « tests » et choisir modèle 14JB ensuite cliqué « load » pour charger le modèle.

- ✚ Cliquer « Run »
- ✚ choisir « N-1 Contingency Analysis »

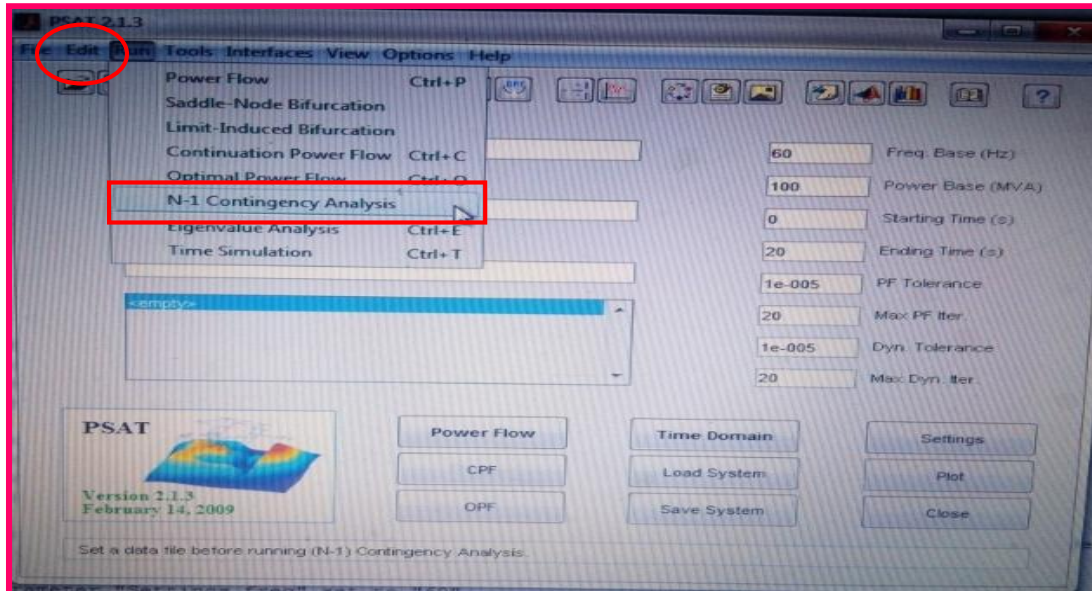


Figure IV.14 : Interface graphique de PSAT pour utiliser sécurité (N-1)

Après la détermination de l'ATC pour chaque cas d'élimination d'une ligne, on va choisir les trois lignes (ligne18-ligne8-ligne12), qui ont une capacité de transfert disponible ATC (Available Transfert Capability) la plus faible (0.82269- 0.85947-0.89327). Ensuite, on va supprimer les trois lignes (ligne18 [5-6], ligne8 [9-14], ligne 12[3-2]) respectivement dans le modèle 14JB dans la bibliothèque de PSAT. On appliqué la méthode CPF, pour chaque cas de suppression d'une ligne avec la limitation de la puissance réactive au niveau de générateur et les tensions au niveau des JB. A chaque fois qu'on supprime une ligne. On fait l'intégration du SVC dans l'un des jeux de barres les plus sensibles.

IV.7.1 Sans compensation (SVC)

Tableau IV.6 : Indices de stabilité dans le cas de l'élimination des trois lignes (18-12-8) (sans SVC)

JB Indice	L'état initial	Ligne 12 [3-2] hors service	Ligne18 [5-6] hors service	Ligne8 [9-14] hors service
Marge de stabilité (λ_{max})	1.190	0.88673	0.86519	1.1094
Perte active Total [MW]	29.455	57.238	39.002	30.389

Tension minimal (Vmin)[p.u]	0.9975	0.97995	0.98955	0.96343
La ligne plus chargé	[1-2] [1-5]	[1-2] [5-4]	[1-2] [5-4]	[1-2] [1-5]

Interprétation

D'après le tableau précédent, on peut remarquer qu'avant la compensation par un seul SVC la marge de stabilité diminué par contre les pertes actives totales augmentent deux fois par rapport à l'état initial à cause des échauffements dans les lignes ainsi que le profile de tension dégradé.

Les lignes (1-2) et (1-5) sont la plus chargées parce qu'ils sont liées au jeu de barres de référence.

IV.7 .2 Avec compensation (SVC)

On va choisir la suppression de la ligne 12 [3-2] correspondant à une capacité de transfert disponible $ATC = 0.89327$ après en placé un SVC au nœud critique. Puis on analyse les indices de stabilité.

Après l'emplacement d'un SVC dans les jeux de barre plus sensible [14-13-12], on obtient les résultats suivant :

Tableau IV.7 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 12 (avec SVC)

Indice	SVC en JB 14	SVC en JB 13	SVC en JB 12
Marge de stabilité (λ_{max})	0.98781	0.98789	0.95894
Perte active Total [M.W]	56.722	57.21	57.366
Tension minimal (Vmin)	0.98239	0.97999	0.97983
La ligne plus chargé	[1-2] [4-3]	[1-2] [4-3]	[1-2] [4-3]
B svc [p.u]	0.20287	0.01182	-0.06315
Q svc [p.u]	0.21774	0.012688	-0.06778

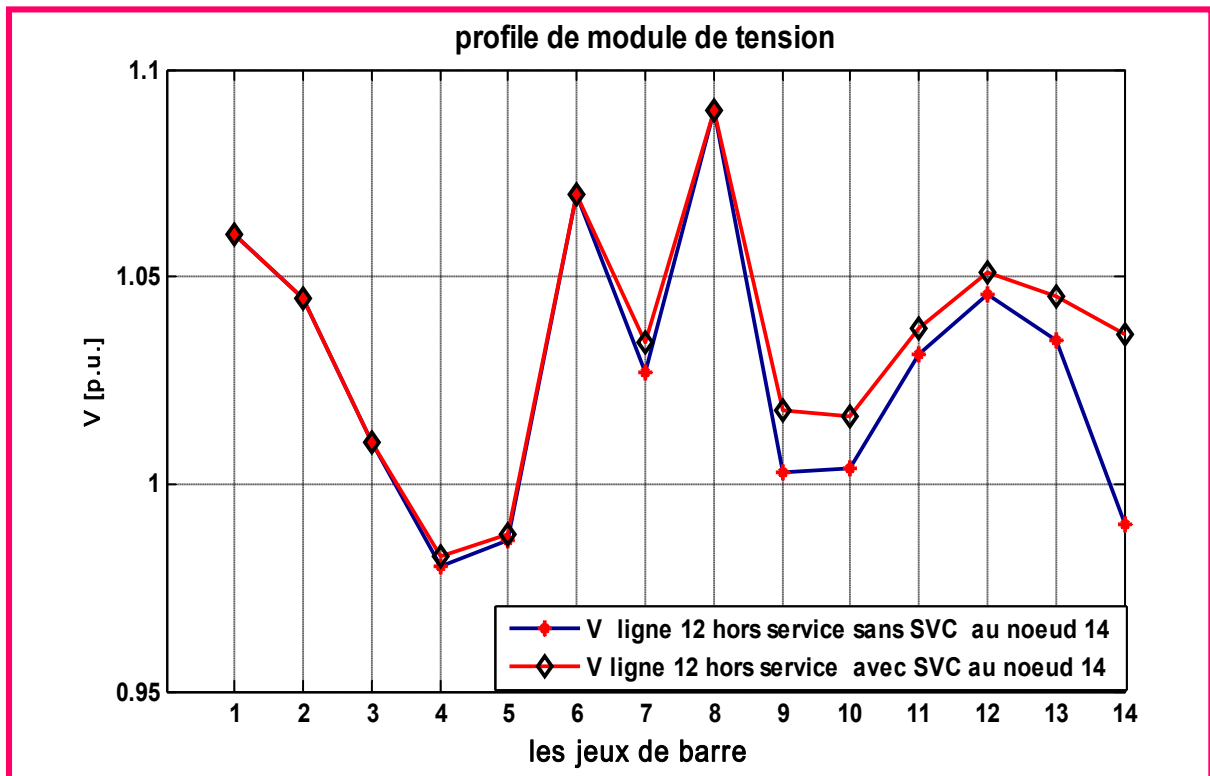


Figure IV.15 : Profile de module de tension dans le cas d'élimination de la ligne 12 sans et avec SVC au nœud 14

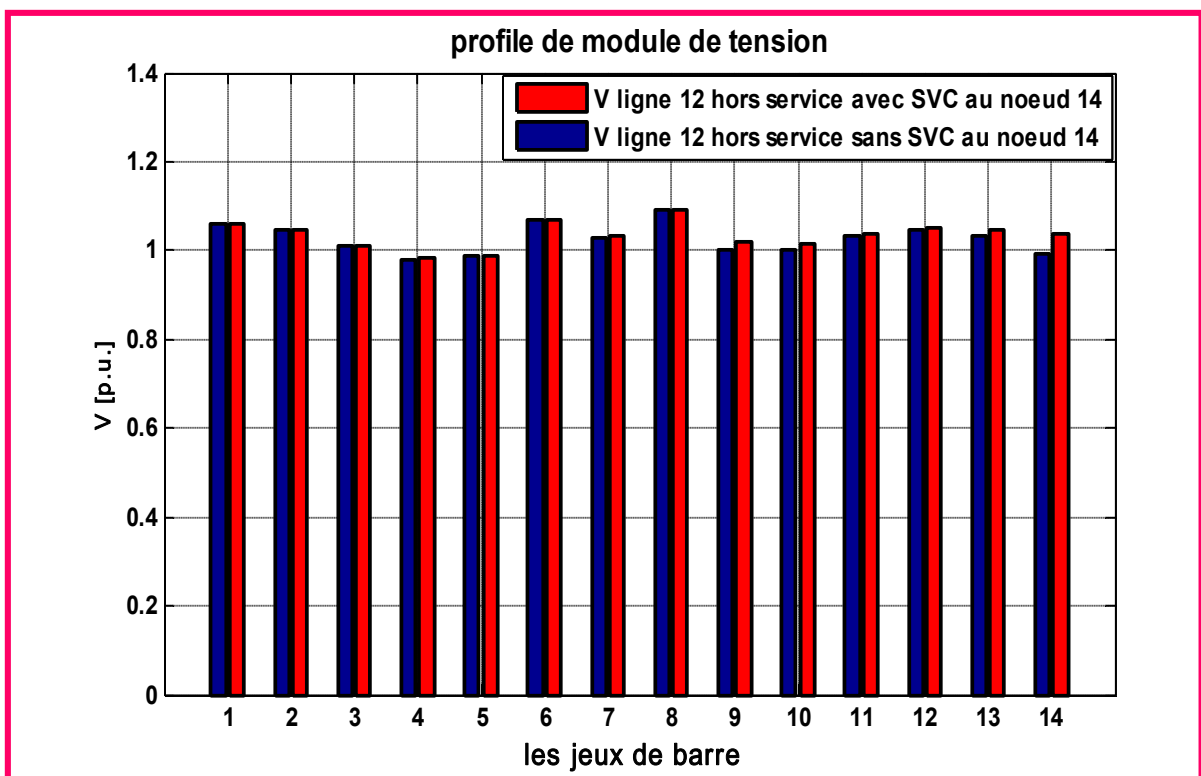


Figure IV.16 : Histogramme de profile de module de tension dans le cas d'élimination de la ligne 12 sans et avec SVC au nœud 14

Interprétation

D'après le tableau précédant, il est clair que la marge de stabilité a augmentée dans le cas d'intégration d'un SVC dans les jeux de barre (14-13-12), et les pertes actives totales diminuent légèrement par rapport à l'état sans compensation. On constate que le profile de tension dans les normes.

L'emplacement de l'SVC au nœud 13 fournit la meilleure marge de stabilité par rapport aux autres nœuds.

D'après ce résultat, il est clair que les pertes pour un emplacement de l'SVC au jeu de barre 14 sont plus faibles par rapport aux autres emplacements.

Les lignes plus chargées sont : [1-2] et [4-3].

La figure IV.13 représente le profile de tension sans et avec SVC au nœud 14 dans le cas de la ligne 12 hors service. D'après cette figure, on remarque une chute de tension avec une tension minimal dans le jeu de barre 4 avant compensation par un seul SVC à cause de suppression la ligne 12. Par contre, après l'emplacement d'un SVC on remarque que le SVC fournit un meilleur profile de tension.

- On va choisir suppression de la ligne 18 [5-6] correspondant à une capacité de transfert disponible $ATC = 0.82269$, après on place un SVC au nœud critique puis on analyse les indices de stabilité.

Tableau IV.8 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 18 (avec SVC)

JB Indice	SVC en JB 14	SVC en JB 13	SVC en JB 12
Marge de stabilité (λ_{max})	1.1972	1.1335	1.0576
Perte active Total [M.W]	37.797	39.047	39.112
Tension minimal (V_{min})	0.99209	0.9895	0.98944
La ligne plus chargé	[1-2] [4-5]	[1-2] [4-5]	[1-2] [4-5]
B svc [p.u]	0.16977	-0.01148	-0.04887
Q svc [p.u]	0.18222	-0.012324	-0.052457

Interprétation

Après le tableau IV.8, on constate que une amélioration de la marge de stabilité ainsi que le profile de tension dans le cas d'intégration de l'SVC par rapport a l'état sans compensation (SVC) par contre Les pertes actives totales diminuées.

D'après ce résultat, il est clair que l'installation du SVC au nœud 14 fournit la meilleure marge de stabilité et minimum des pertes actives totales, ainsi que une augmentation de module de tension donc l'emplacement Optimal de l'SVC dans le nœud 14.

Les lignes plus chargé sont : [1-2] et [4-5]

- On va choisir supprimé la ligne 8 [9-14] correspondant à une capacité de transfert disponible $ATC = 0.85947$ après en placé un SVC au nœud critique. puis on analyse les indices de stabilité.

Tableau IV.9: Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 8 (avec SVC)

JB Indice	SVC en JB 14	SVC en JB 13	SVC en JB 12
Marge de stabilité (λ_{max})	1.3088	1.3899	1.3845
Perte active Total [M.W]	30.077	30.212	30.478
Tension minimal (V_{min})	0.99849	0.9724	0.96061
La ligne plus chargé	[1-2] [1-5]	[1-2] [1-5]	[1-2] [1-5]
B svc [p.u]	0.14867	0.07672	-0.044
Q svc [p.u]	0.15957	0.082346	-0.047224

Interprétation

Après la simulation de notre réseau on remarque que il ya une amélioration de la marge de stabilité par rapport l'état sans SVC ainsi que les pertes actives totales diminue.

D'après ce résultat, il est clair que l'installation du SVC au nœud 13 fournit la meilleure marge de stabilité par rapport aux autres nœuds de charge.

D'après ce résultat, il est clair que les pertes pour un emplacement de l'SVC au jeu de barre 14 sont plus faible par rapport aux autres emplacements.

Les lignes plus chargées sont : [1-2] et [1-5].

IV.8 Analyse de la stabilité statique du réseau IEEE 30JB sans et avec intégration de dispositif FACTS (SVC)

Dans cette partie, on consacre à l'analyse de la stabilité statique de réseau IEEE 30JB sans intégration de l'SVC à partir l'étude de l'écoulement de puissance à l'état initial (base) de notre réseau puis on est fait l'analyse par la méthode de CPF (écoulement de puissance continu) après on a déterminé les JB les plus sensibles pour l'emplacement Optimal de l'SVC selon les trois indices (déviations totales de la tension (TVD) et les pertes actives totales et la marge de stabilité (λ_{max})).

Réseaux test : Réseau 30 JB

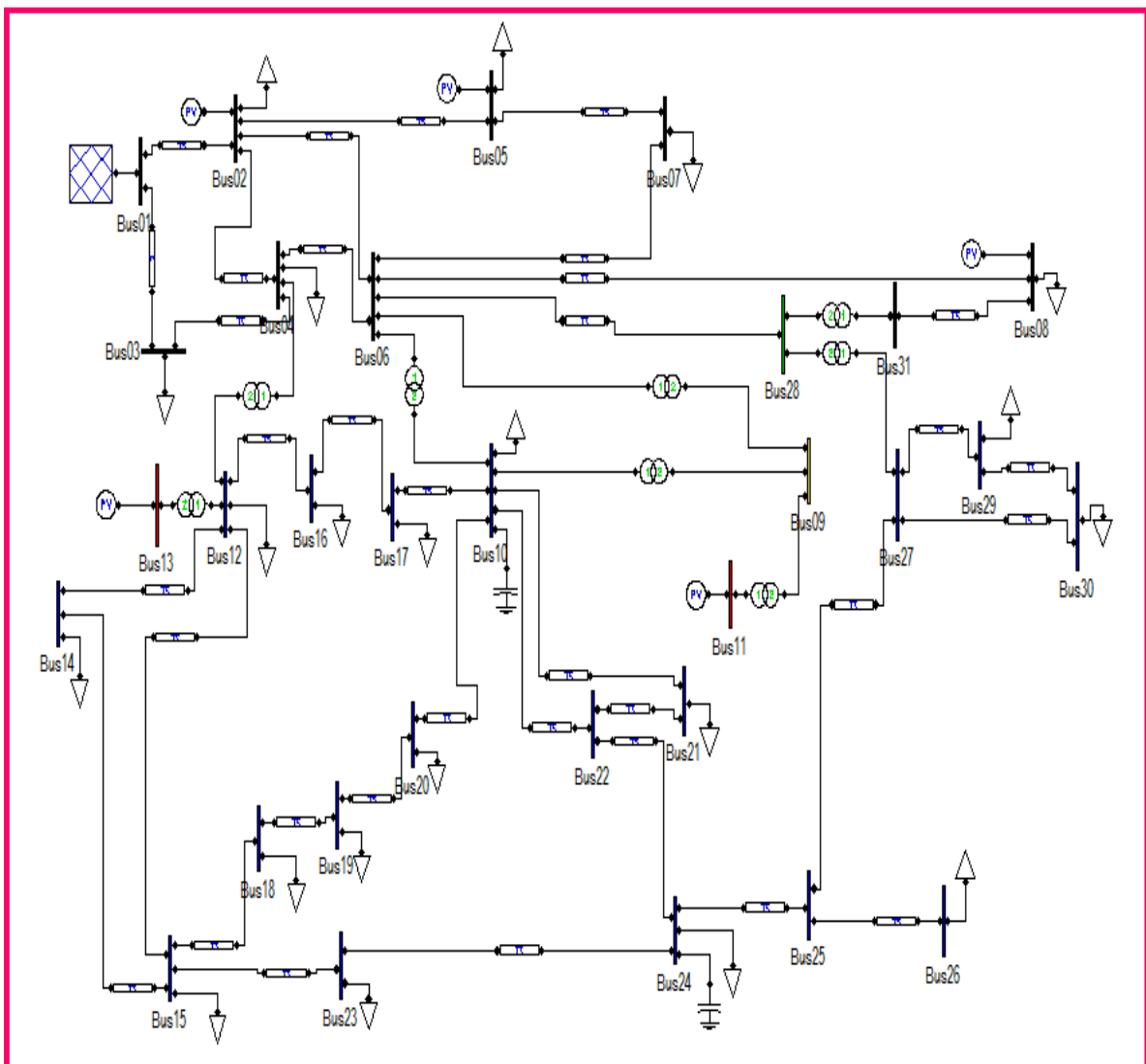


Figure IV.17: Représentation du réseau 30 JB par le logiciel PSAT

Tableau IV.10 : Les caractéristiques de modèle d'étude

Nombre de jeux barres	Nombre de ligne	Nombre de transformateur	Nombre de générateur	Nombre de charge
30	34	7	6	21

IV.8.1 Analyse du réseau IEEE 30 JB sans SVC**Tableau IV.11** : Résultat de l'écoulement de puissance à l'état initial du réseau 30 JB

Jeu de Barre (JB)	Tension [pu]	Phase [rad]	P généré [pu]	Q généré [pu]	Pcharge [pu]	Qcharge [pu]
1	1.0600	0	2.6097	-0.2060	0	0
2	1.0450	-0.0939	0.4000	0.5593	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	0.3623	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 totale [MW]					17.566	
Perte réactives totale [MVAR]					33.859	

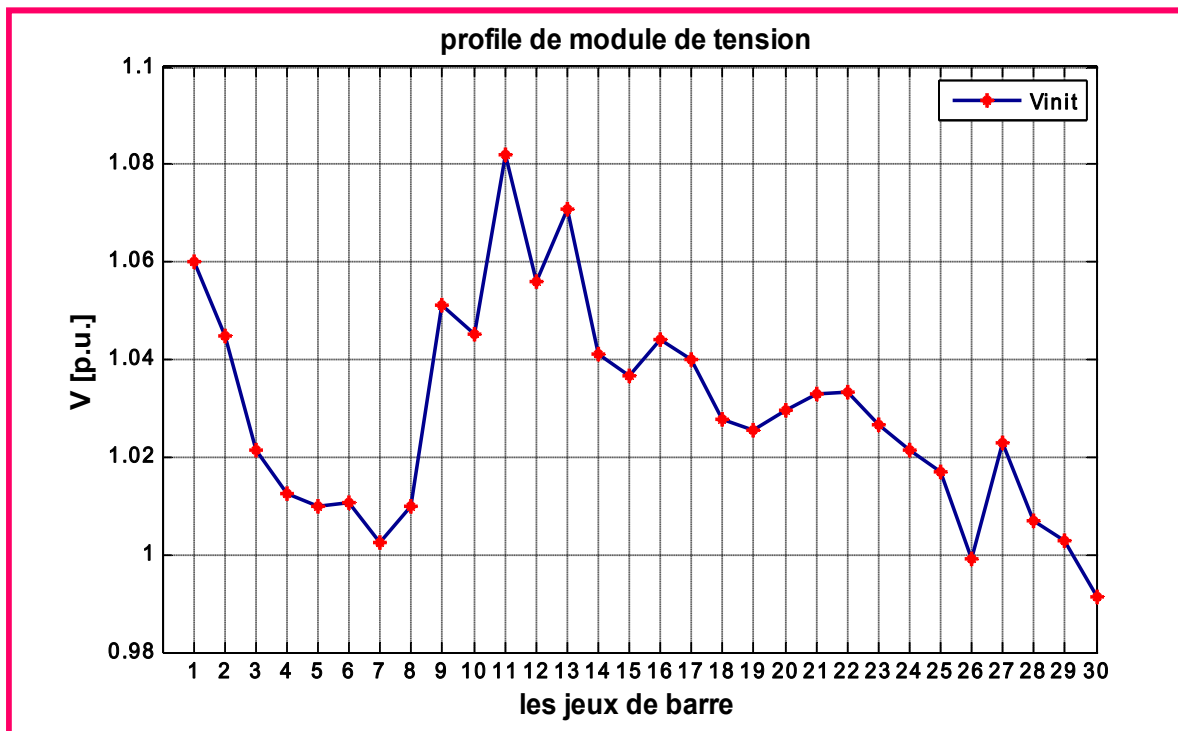


Figure IV.18: Profile de module de tension à l'état initial du réseau 30 JB

Maintenant, On applique la méthode de CPF et on obtient les résultats suivant :

Tableau IV.12 : résultat de l'écoulement de puissance à la marge de stabilité du réseau 30 JB

JB	Tension de JB [pu]	Angle [rad]	P gen [pu]	Q gen [pu]	P load [pu]	Q load [pu]
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
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 totale [MW]					88.863	
Perte réactives totale [MVAR]					335.4	

Après l'application de la méthode de CPF on obtient le facteur de charge maximal (λ_{max}) = 1.5289 (command Windows)

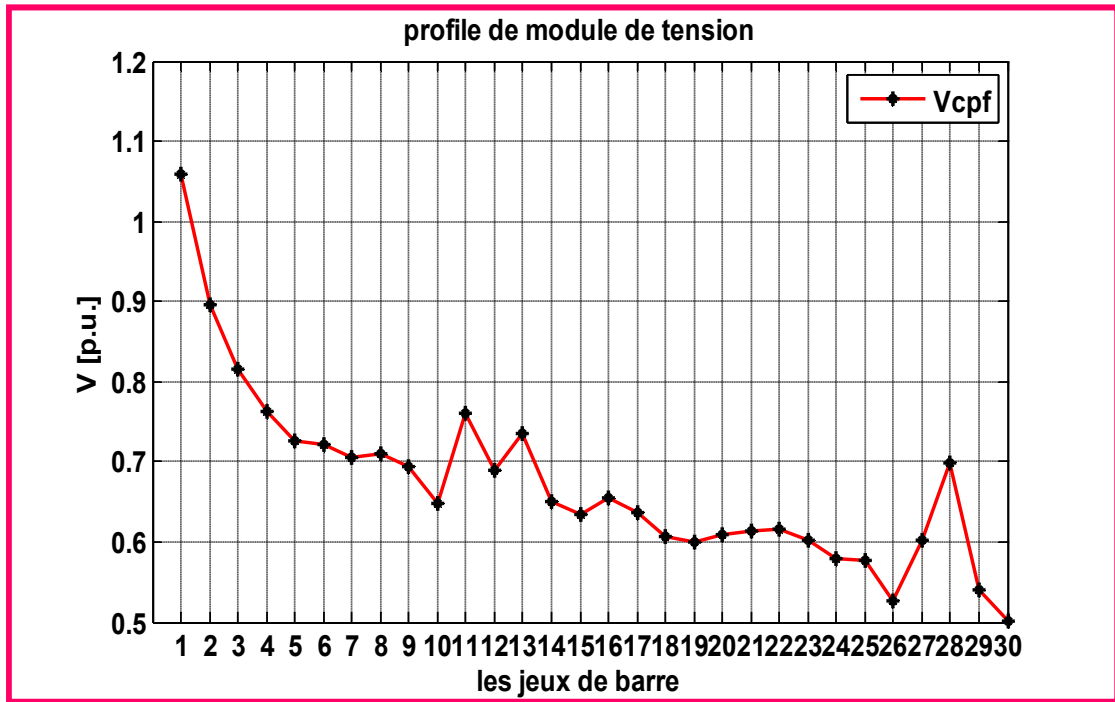


Figure IV.19 : Profile de module de tension à l'état à la marge de stabilité du réseau 30 JB

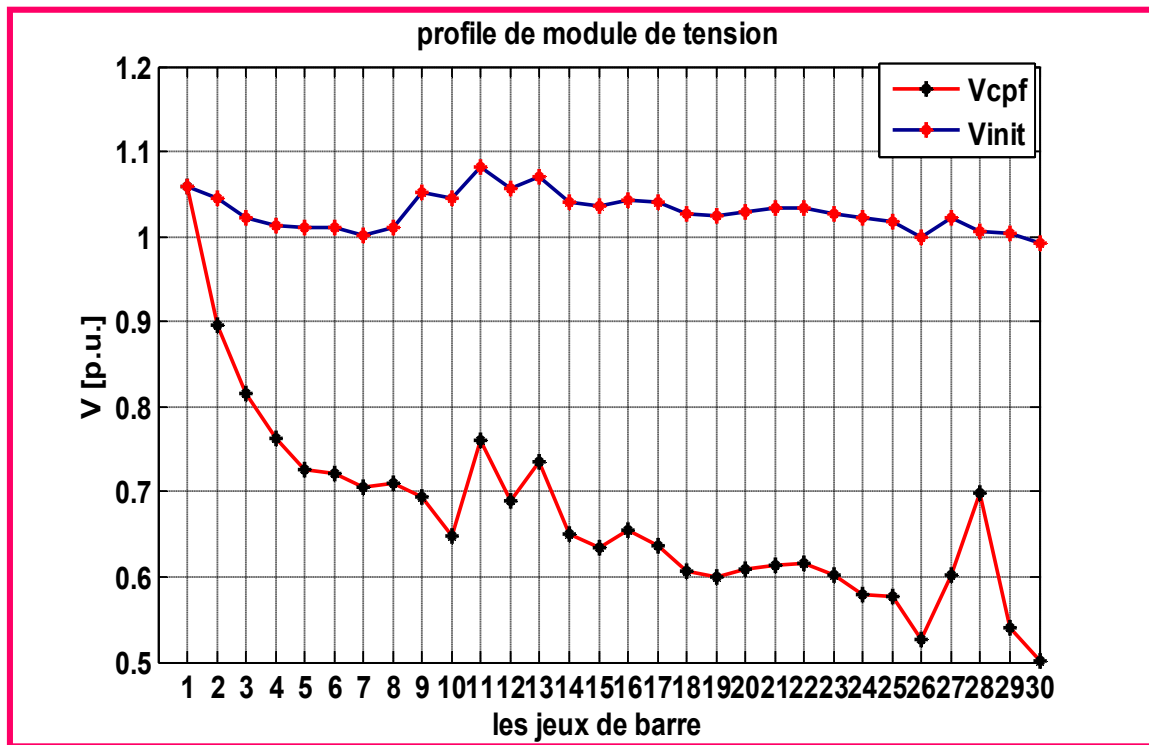


Figure IV.20 : profile de module de tension à l'état initial et l'état à la marge de stabilité du réseau 30JB

Interprétation :

Après cette courbe on constate que : module de tension à l'état CPF diminue par rapport à l'état initial à cause de l'augmentation de la charge.

➤ **La détection des jeux de barres les plus sensibles**

Pour l'emplacement optimal d'un SVC on a déterminé les jeux de barre les plus sensibles à partir de calcul le pourcentage de la variation de la tension par rapport à l'état initial.

Tableau IV.13: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
$\frac{\Delta v}{v} \%$	38.6	38.66	39.30	40.95	40.57	43.67	38.77	28.51	42.87	45.23
	8%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

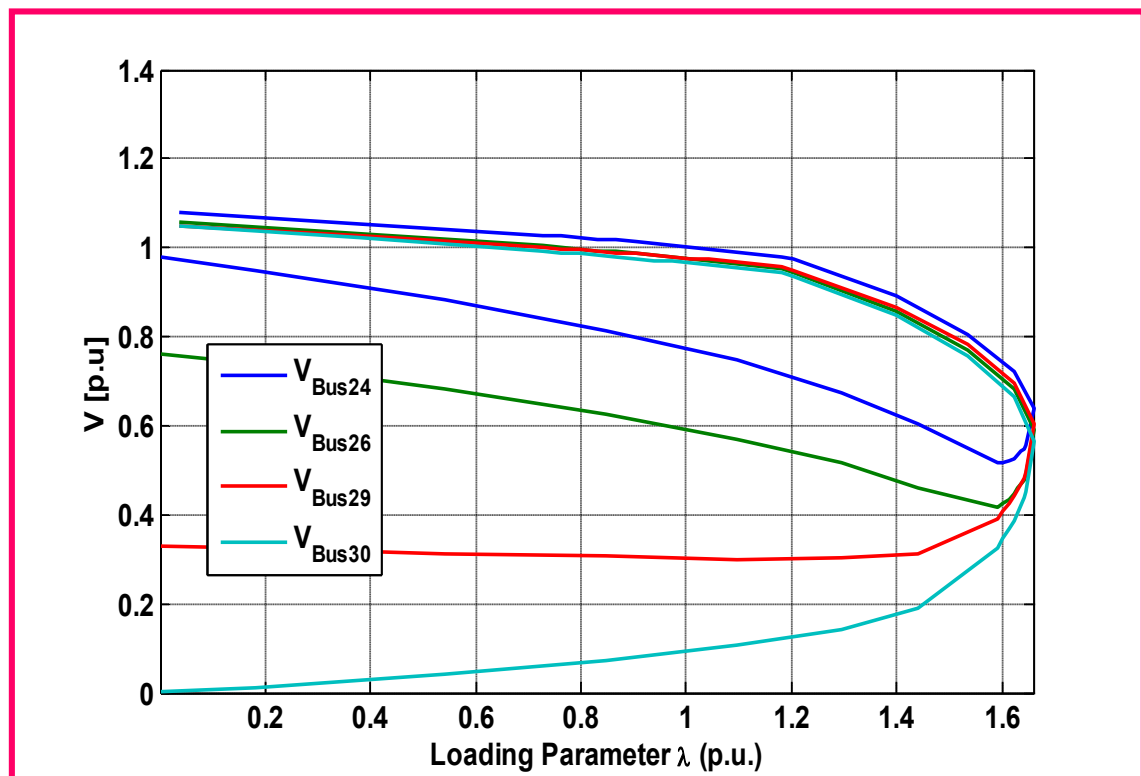


Figure IV.21: caractéristique PV au niveau des nœuds critiques du réseau 30JB

Interprétation :

D'après les résultats de tableau IV.13, il est clair que les jeux de barre [30 29 26 24] 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 la courbe précédent , on peut constater que le jeu de barre qui tend vers le point de l'effondrement de la tension avant les autres jeux de barre c'est le JB 26 parce que c'est le jeu de barre le plus sensible à la variation de la tension en fonction de la puissance réactive.

IV.8.2 Analyse du réseau IEEE 30 JB avec SVC

Pour analyser l'emplacement d'un seul SVC aux jeux de barres les plus sensibles (nœuds critiques), nous avons utilisé trois indices ; déviation total de la tension (TVD), les pertes actives totales et la marge de stabilité (λ_{max}).

Tableau IV.14:Les indices de stabilité pour différents emplacements de l'SVC

JB Indice	Etat initial (sans SVC)	30 Avec SVC	26 Avec SVC	29 Avec SVC	24 Avec SVC
$TVD = \sum_{k=1}^{Nb_q} V_k - 1 $ [p.u]	0.7387	0.8676	0.8294	0.8378	0.8199
Perte active Total [MW]	17.566	17.51	17.503	17.509	17.489
Marge de stabilité	1.5289	1.6565	1.6381	1.6646	1.7955
B svc [p.u]	/	0.06222	0.04897	0.05067	0.06689
Q svc [p.u]	/	0.066777	0.052563	0.054385	0.071795

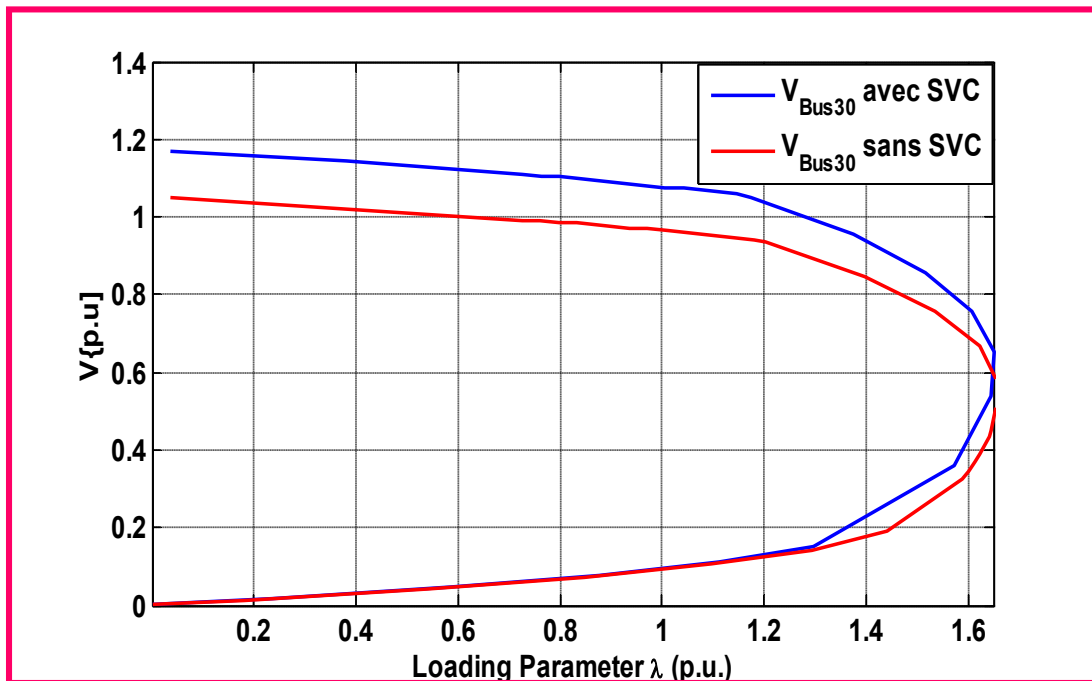


Figure IV.22 : Caractéristique PV au niveau du nœud 30 sans et avec SVC au JB 30

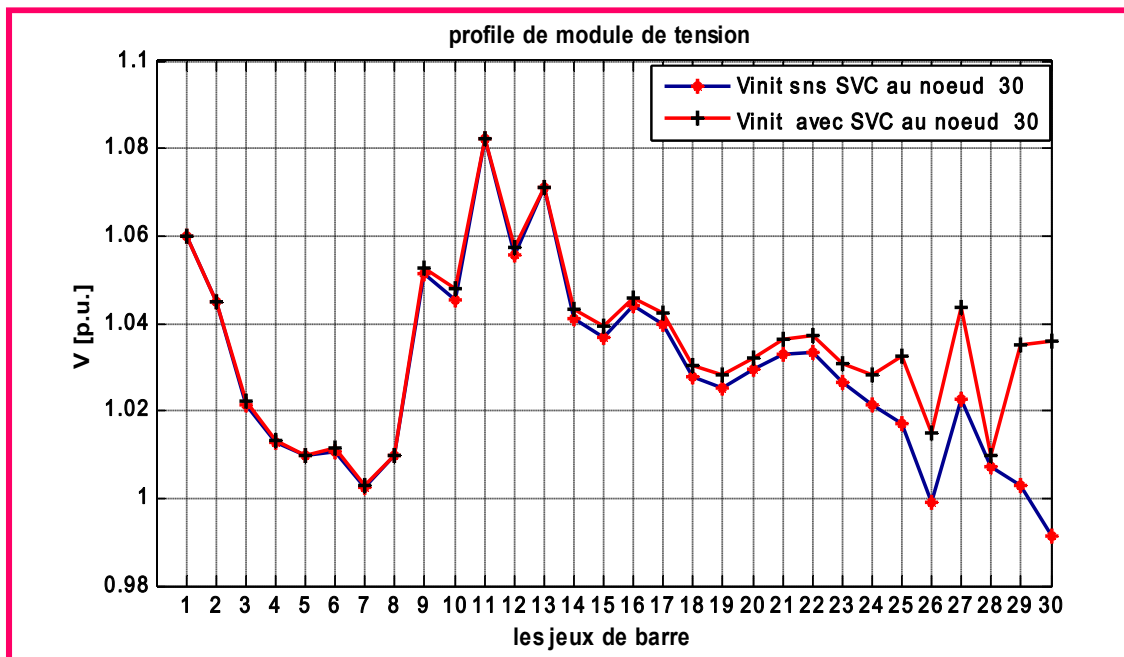


Figure IV.23 : Profile de module de tension sans et avec SVC au nœud 30

Interprétation

A partir des résultats de tableau précédent on remarque que la marge de stabilité à l'état initial plus ou moins par rapport à l'état d'intégration de SVC aussi la déviation de la tension.

L'installation du SVC aux nœuds 30, 26, 29 et 24 donne les marges de stabilité de tension respectivement comme suite : **1.6565, 1.6381, 1.6646, 1.7955**. D'après ce résultat, il est clair que l'installation du SVC au nœud 24 fournit la meilleure marge de stabilité par rapport aux autres nœuds.

L'emplacement de SVC au nœud 24, donne un minimum de perte par rapport aux autres nœuds du système.

D'après le tableau IV.14, il est clair que les pertes sont plus élevées à l'état initial par rapport aux à l'état de compensation. Par contre déviation total de la tension a une meilleure valeur dans l'état initial.

D'après la figure IV.22 et la figure IV.23, on peut remarquer que lorsqu'on intègre un SVC au nœud 30, une amélioration du module de tension et la marge de stabilité.

IV.9 Analyse du réseau IEEE 30 JB à l'état de sécurité (N-1) sans et avec compensation (SVC)

IV.9.1 Sans compensation (SVC)

Tableau IV.15 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination des trois lignes (5-4-15) (sans SVC)

JB Indice	L'état initial	Ligne 5 supprimé [2-5]	Ligne4 supprimé [3-4]	Ligne15 supprimé [4-12]
Marge de stabilité (λ_{max})	1.5289	1.1356	1.23	1.2804
Perte active Total [M.W]	17.566	32.854	26.486	20.197
Tension minimal (Vmin)	0.99141	0.98645	0.98814	0.99571
La ligne plus chargé	[1-2] [1-3]	[2-5] [2-6]	[1-2] [2-5]	[1-2] [4-6]

Interprétation

D'après le tableau précédent, on peut remarquer qu'avant la compensation par un seul SVC la marge de stabilité diminué par contre les pertes actives totales augmentent à l'état initial à cause des échauffements dans les lignes ainsi que le profile de tension dégradé.

Les lignes (1-2) et (1-3) sont la plus chargées parce qu'ils sont liées au jeu de barres de référence. Ainsi que les lignes [2-5], [2-6] et [4-6] sont plus chargés.

IV. 9.2 Avec compensation (SVC)

On va choisir la suppression de la ligne 5 [2-5] correspondant à une capacité de transfert disponible ATC = **1.0651**. Après en placé un SVC au nœud critique. Puis on analyse les indices de stabilité.

Après l'emplacement d'un SVC dans les jeux de barre plus sensible [30-26-29], on obtient les résultats suivant :

Tableau IV.16 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 5 (avec SVC)

JB Indice	SVC en JB30	SVC en JB 26	SVC en JB 29
Marge de stabilité (λ_{max})	1.1836	1.1786	1.1876
Perte active Total [M.W]	32.751	32.756	32.753
Tension minimal (V_{min})	0.99599	0.99582	0.99589
La ligne plus chargé	[2-5][2-6]	[2-5][2-6]	[2-5][2-6]
B svc [p.u]	0.06913	0.05512	0.05816
Q svc [p.u]	0.074198	0.05916	0.062426

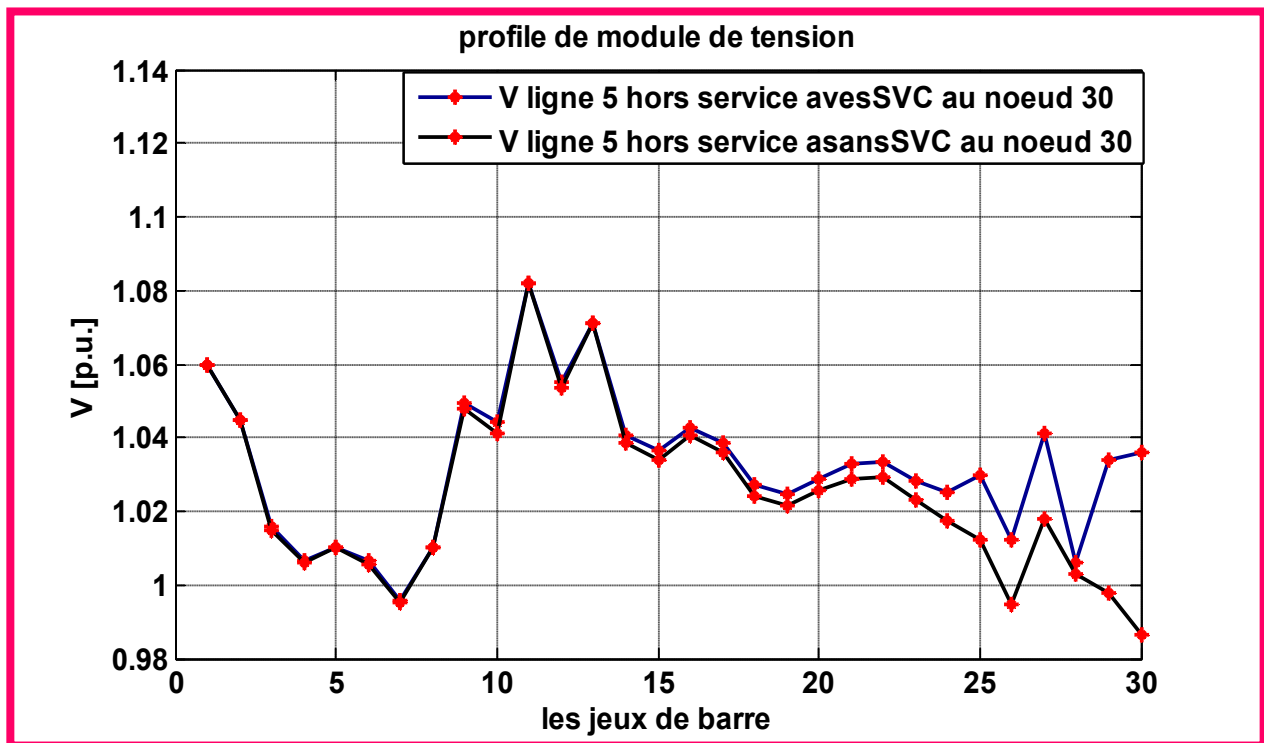


Figure IV.24 : Profile de module de tension dans le cas d'élimination de la ligne 5 sans et avec SVC au nœud 30

Interprétation

D'après le tableau précédent, il est clair que la marge de stabilité a augmenté dans le cas d'intégration d'un SVC dans les jeux de barre (30-29-26), et les pertes actives totales diminuent légèrement par rapport à l'état sans compensation. On constate que le profile de tension dans les normes.

L'emplacement de l'SVC au nœud 29 fournit la meilleure marge de stabilité par rapport aux autres nœuds.

D'après ce résultat, il est clair que les pertes pour un emplacement de l'SVC au jeu de barre 30 sont plus faibles par rapport aux autres emplacements.

Les lignes plus chargées sont : [2-5] et [2-6].

La figure IV.24 représente le profile de tension sans et avec SVC au nœud 30 dans le cas de la ligne 5 hors service. D'après cette figure, on remarque une chute de tension avec une tension minimal dans le jeu de barre 30 avant compensation par un seul SVC à cause de suppression la ligne 5. Par contre, après l'emplacement d'un SVC on remarque que le SVC fournit un meilleur profile de tension.

- On va choisir supprimé la ligne 4 [3-4] correspondant une capacité de transfert disponible $ATC = 1.1557$ après en placé un SVC au nœud critique.

Tableau IV.17 : Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 4 (avec SVC)

JB indice	SVC en JB30	SVC en JB 26	SVC en JB 29
Marge de stabilité (λ_{max})	1.328	1.3159	1.33408
Perte active Total [M.W]	26.424	26.419	26.421
Tension minimal (V_{min}) [p.u]	1.0003	1.0001	1.0002
La ligne plus chargé	[1-2][2-5]	[1-2][2-5]	[1-2][2-5]
B svc [p.u]	0.06671	0.05331	0.05555
Q svc [p.u]	0.0716	0.057215	0.059624

Interprétation

Après le tableau IV.17, on constate que une amélioration de la marge de stabilité ainsi que le profile de tension dans le cas d'intégration de l'SVC par rapport a l'état sans compensation (SVC) par contre Les pertes actives totales diminuées.

D'après ce résultat, il est clair que l'installation du SVC au nœud 29 fournit la meilleure marge de stabilité. On constate aussi que Les pertes pour un emplacement de l'SVC au jeu de barre 26 sont plus faibles par rapport aux autres emplacements.

Les lignes plus chargé sont : [1-2] et [2-5]

- On va choisir supprimé la ligne 15 [4-12] correspondant une capacité de transfert disponible $ATC = 1.1626$ après en placé un SVC au nœud critique.

Tableau IV.18: Indices de stabilité dans le cas l'élimination de la ligne 15 (avec SVC)

JB indice	SVC en JB30	SVC en JB 26	SVC en JB 29
Marge de stabilité (λ_{max})	1.3958	1.4025	1.4035
Perte active Total [M.W]	20.098	20.095	20.11
Tension minimal (V_{min}) [p.u]	1.0029	1.0028	1.0028
La ligne plus chargé	[1-2][4-6]	[1-2][4-6]	[1-2][4-6]

B svc [p.u]	0.05615	0.04865	0.04411
Q svc [p.u]	0.060263	0.052212	0.047341

Après la simulation de notre réseau on remarque que il ya une amélioration de la marge de stabilité par rapport l'état sans SVC ainsi que les pertes actives totales diminue.

D'après ce résultat, il est clair que l'installation du SVC au nœud 29 fournit la meilleure marge de stabilité par rapport aux autres nœuds de charge.

D'après ce résultat, il est clair que les pertes pour un emplacement de l'SVC au jeu de barre 26 sont plus faible par rapport aux autres emplacements.

Les lignes plus chargé sont : [1-2] et [4-6].

IV.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité le problème de la stabilité statique de tension des réseaux électriques et discuté l'influence de compensateur statique SVC sur l'amélioration de la stabilité statique de tension(améliorer les performances du réseau électrique).L'application a été effectuée sur des réseaux IEEE 14 et 30 nœuds.

Dans la première partie, On à traité l'analyse statique des réseaux IEEE 14 et 30 JB (en utilisant la méthode de CPF) sans intégration du compensateur SVC. Après l'intégration du contrôleur SVC, on a pu analyser les indices de stabilité (déviation total de la tension (TVD), les pertes actives totales et la marge de stabilité (λ_{max})). Selon l'emplacement du l'SVC aux jeux de barre critique.

La deuxième partie, consacrée à l'analyse des réseaux IEEE14 et 30 JB à l'état de sécurité (N-1) sans et avec d'intégration de compensateur statique (SVC) ensuite analysé les indices de stabilité.

D'après les résultats de simulation, On constate que les dispositifs FACTS notamment l'SVC peut jouer un rôle très important dans l'amélioration de la stabilité statique de tension.

Conclusión General

Conclusion général

L'étude de la stabilité des réseaux électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation de ces réseaux, plus particulièrement la stabilité statique de la tension. Dans ce travail, on a décrit l'effet du dispositif FACTS shunt sur la stabilité de la tension.

Dans ce travail et pour la première partie, nous avons analysé la stabilité statique de la tension des réseaux électriques IEEE 14 nœuds et IEEE 30 nœud sans l'utilisation du compensateur SVC. Par la suite, on intégré un seul SVC aux jeux de barres les plus sensibles (nœuds critiques) selon les trois indices puis nous avons analysé l'effet de cette intégration sur : déviation total de la tension (TVD) , les pertes actives totales et la marge de stabilité. Selon l'emplacement du compensateur SVC (nœuds critiques), on a constaté qu'il ya une amélioration de la marge de stabilité, réduction des pertes actives totales et diminution déviation total de la tension.

Dans la deuxième partie, On fait l'analyse des réseaux IEEE 14 et 30JB à l'état de sécurité (N-1) sans l'emplacement de l'SVC. Dans ce cas on a constaté que le profile de tension a dégradé, les pertes actives totales ont augmenté et la marge de stabilité a diminué .Par la suite, après l'emplacement du compensateur SVC qui donne une meilleur marge de stabilité, minimum des pertes et un profile de tension dans les normes.

D'après cette étude plusieurs résultats ont été dégagés

- Le choix de l'emplacement de l'SVC dans les nœuds critique très essentiel.
- L'intégration des dispositifs FACTS pour répondre au besoin d'énergie réactive demandé par la charge.
- Pour l'emplacement de l'SVC, On fait le choix selon les trois indices (déviation total de la tension (TVD), les pertes actives totales et la marge de stabilité (λ_{max})).
- Les dispositifs FACTS notamment l'SVC amélioré la marge de stabilité, minimisé les pertes actives Totales et la déviation de la tension.
- Pour une meilleure marge de stabilité et un minimum des pertes on intégré l'SVC au nœud 14 pour le réseau d'application IEEE14JB et au nœud29 pour le réseau IEEE 30 JB.
- La marge de stabilité augmente avec l'augmentation du dimensionnement de l'SVC.
- Les FACTS sont utilisés pour augmenter la capacité de transfert de puissance dans le réseau.

Conclusion général

- L'utilisation de l'SVC pour l'amélioration de la stabilité du réseau électrique ainsi que la sécurité de réseau électrique.

Comme perspective de ce travail, nous proposons d'introduire l'optimisation de l'emplacement des FACTS pour avoir le meilleur profile de la tension, le minimum des pertes actives totales et la meilleur marge de stabilité tout en respectant toutes les contraintes techniques imposées préalablement et ce en appliquant des méthodes d'optimisation évolutionnaires.

Bibliographie

❖ A

[ART 00] : **Arthur R.Bergen et VijayVihal**, « Power Système Analysis », 2000.

[ABD 09] : **Abdelaàli Alibi**, « Contrôle Des Réseaux Electriques Par Les Systèmes FACTS :(Flexible AC Transmission Systems) », Mémoire De Magister , Université El Hadj Lakhdar Batna, 13/6/2009.

[ABD 13] : **Ay Abdelouahab**, « Modélisation Et Analyse D'un Compensateur Statique : SVC », Mémoire De Magister, Université El Hadj Lakhdar Batna, Le 02 /05/2013.

[ABD 18] : **Abaidia Fatma Zohra**, « Contribution Du Statcom Dans L'amélioration Du Comportement Du Réseau Electrique », Mémoire De Master, Université Badji Mokhtar Annaba, 2018.

❖ B

[BOU 14] : **Bounouira Adlane**, «Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques», Mémoire de Master, Université Constantine I, 24 juin 2014

[BOD 98]: **Bodapatti Nageswararao**, B .E, « Fuzzy-Expert System for Voltage Stability Monitoring and Control », Master thesis, Faculty of Engineering and Applied Science Memorial University of Newfoundland, Canada, February, 1998.

[BEK 13] : **Bekri oum elfadhel loubaba**, « Contribution à l'étude des systèmes FACTS et leurs emplacements optimaux dans le réseau électrique », Thèse de doctorat en Electrotechnique, Université Djilali Laibes de Sidi Bel.Abbès, 2013.

[BES 16] : **Bessekri Houcine, Hadjidj Rachid**, « Détermination de la limite de charge par la méthode continuation », Université Djilali Bounaama, Khemis Miliana 2016.

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

[BLA 11] : **Blal Abdelkarim**, « Placement optimal d'un SVC dans un réseau d'énergie électrique par un algorithme génétique », mémoire de magister, Université Mohamed Boudiaf Oran, 27 Avril 2011.

[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, 2016. (Fonctionnement)

[BEN 16]: Bencheikh Abdelhak, Derouiche Abdelghani, « Etude De L'écoulement De Puissance Sur Un Réseau Electrique En Présence Des Systèmes FACTS », Mémoire de master, Université KasdiMerbah Ouargla,02/06/2016.(Application)

[BOU 17] : Bourenane Med Adnane, Layachi Djelloul, « Amélioration De La Stabilité Transitoire D'un Réseau Electrique New EnglandPar Systems FACTS Et Application Sur Le Réseau HassiBerkine », Mémoire de master,Université KasdiMerbah Ouargla, le 04/06/2017.

❖ C

[CHA 13] : CHamri Imane, « Analyse et amélioration de la stabilité transitoire du réseau conventionnel après intégration d'une éolienne », Mémoire de fin d'étude Master, Université Mohamed Khider, Biskra 02Juin 2013.

❖ F

[FOU 15] : Foughali Lyes, Hamadi Fatiha, « Apport des systèmes FACTS sur la stabilité de la tension cas d'un SVC », Mémoire de Master, université A.MIRA, Bejaia 2015

❖ G

[GON 05]: Y. Gong, "Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement." PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi, USA, December 2005.

[GUP 05]: J.B.Gupta, "A cours in power systems", 14 juillet 2005.

❖ H

[HAD 17] : HADJI Boubakeur, « Contribution à 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,le 02 / 03 / 2017.

❖ I

[IRB 15] : IRBAH Mohand Zine, Khaled Omar « Stabilité de la tension d'un réseau électrique hybride autonome Diesel-Eolien », Mémoire de fin d'étude Master en Electrotechnique, université A.MIRA, Bejaia 2015

❖ K

[KAR 08] : Karim Sebaa, « Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique », Thèse de doctorat, Université Houari Boumediene, 15 Septembre 2008

[KER 13] : Kerbaa Amel, « Etude de l'influence des systèmes FACTS sur la qualité de l'énergie électrique », Mémoire de fin d'étude Master, Université Mohamed Khider, Biskra ,2 Juin 2013

❖ L

[LAR 10] : Larbi Boumediene, « Placement Des Dispositifs 'D-FACTS' Et Contrôle Des Tensions Dans Un Réseau De Distribution », Thèse De Doctorat, Université Des Sciences Et De La Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Le 4-01-2010.

❖ M

[MAG 14] : MagnounYouness, « Placement Optimal De Dispositif FACTS Dans Un Réseau De Puissance », Diplôme D'Ingénieur CNAM, Conservatoire Des Arts Et Métiers Centre Du Maroc,3/06/2014.

[MEF 13] : Meftouhi Abdelmalek, « Influence Des FACTS Sur L'écoulement De Puissance Dans Les Réseaux D'énergie Electriques », Mémoire De Magister, Université Des Sciences Et De La Technologie «Mohamed Boudiaf», Oran2013.

[MEK 14] : A. Mekkaoui, M. Laouer et M.Younes « Etude comparative des performances d'un STATCOM et d'un SVC sur la stabilité d'un parc éolien connecté au réseau électrique» Revue des Energies Renouvelables, Vol. 17 N°1, pp.149 – 157,2014

[MER 14]: Merzougui Nassima , « Gestion de congestion dans les réseaux électriques », Mémoire de fin d'étude Master, Université Mohamed Khider, Biskra 03Juin 2014.

[MER 17] : Merini Kamel, « Contribution A L'amélioration Des Méthodes Evolutionnaires Pour La Répartition Optimal Des Puissances : Application Dans Un Réseau D'énergie Electrique Aves Et Sans FACTS » , Thèse De Doctorat En Electrotechnique, Université Djilali Liabes, Sidi-Bel-Abbès 09 Novembre 2017.

[MER 17] :Merini Kamel, « Contribution A L'amélioration Des Méthodes Evolutionnaires Pour La Répartition Optimal Des Puissances : Application Dans Un Réseau D'énergie Electrique Aves Et Sans FACTS » , Thèse De Doctorat En Electrotechnique, Université Djilali Liabes, Sidi-Bel-Abbès 09 Novembre 2017.

[MOU 16] : Moussaoui Abdelmadjid et Lamari Abdelfetah, « Amélioration de stabilité transitoire d'un réseau par système FACTS », Mémoire de master, université Kasdi Merbah, Ouargla 31/05/2016.

❖ **O**

[OUR 06] :M.L. Ourari, L. Desaint, et al. "Dynamic Equivalent Modeling of Large Power Systems Using Structure Preservation Technique", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006.

❖ **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 magister, Université Amer Telidji, Laghouat 04/09/2007

[RAB 14] : Rabah Benahid, Mohamed Boudour, «Amélioration de la stabilité de tension dans les réseaux électrique», Ouvrage, édition universitaires européennes, 2014.

❖ **S**

[SEK 13] : Sekhane Hocine, «L'optimisation de la puissance réactive et le contrôle de la tension à travers l'incorporation des dispositifs FACTS », Mémoire de Magister, Université de Constantine 1, Constantine 2013.

[STO 74] : B. Stott, O. Alsac, “ Fast decoupled load flow” IEEE Transactions on Power App.Syst, Vol 93, no 3, pp. 859-869, 1974.

❖ **T**

[TAL 06] : Talpasai Lakkaraju, “Selection of Pilot Buses for VAR Support and Voltage Stability Risk Analysis”, Master of science thesis, Lane Department of Computer Science and Electrical Engineering Morgantown, West Virginia, USA, 2006

[TAY 94]: C.W. Taylor, “Power System Voltage Stability”, McGraw-Hill, 1994.

[TEG 11] : Teganillyes et Dahmene Abdeslam, «Optimisation multi objectif à base des algorithmes génétiques appliquée sur un réseau électrique», mémoire de Master, Université de Biskra, Algérie, Juin 2011.

❖ **Y**

[YAH 14] : **Yahiaoui Merzoug**, « contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS », Thèse de Doctorat en Electrotechnique, université Mohamed Boudiaf, Oran 10 Avril 2014.

[YAN 05] : **Yanfeng Gong**, "Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement." PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi, USA, December 2005

❖ **Z**

[ZER 15] : **Zeroual Mokhtaria**, « Optimisation et contrôle de l'écoulement des puissances actives par système FACT », mémoire de Magister en Électrotechnique, université Mohamed Boudiaf, Oran 2015.

[ZIT 10] : **F. ZITOUNI**, « Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS », mémoire de magistère, Présenté au département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas, Sétif décembre 2010.

ANNEXE

- Les Paramètres du réseau test utilisé (réseaux IEEE 14JB et 30 JB) se trouve sur logiciel PSAT.
- La puissance transitée maximal du réseau IEEE 14JB c'est 2.6 p.u.

Les limites de la puissance transitée maximales en p.u du réseau IEEE 30JB définit par la colonne sept :

```
Lines_data=[1 2 0.0192 0.0575 0.02640 1 1.3
            1 3 0.0452 0.1852 0.02040 1 1.3
            2 4 0.0570 0.1737 0.01840 1 0.65
            3 4 0.0132 0.0379 0.00420 1 1.3
            2 5 0.0472 0.1983 0.02090 1 1.3
            2 6 0.0581 0.1763 0.01870 1 0.65
            4 6 0.0119 0.0414 0.00450 1 0.9
            5 7 0.0460 0.1160 0.01020 1 0.70
            6 7 0.0267 0.0820 0.00850 1 1.3
            6 8 0.0120 0.0420 0.00450 1 0.32
            6 9 0.0 0.2080 0 0.978 0.65
            6 10 0 .5560 0 0.96 0.32
            9 11 0 .2080 0 1 0.65
            9 10 0 .1100 0 1 0.65
            4 12 0 .2560 0 0.932 0.65
            12 13 0 .1400 0 1 0.65
            12 14 .1231 .2559 0 1 0.32
            12 15 .0662 .1304 0 1 0.32
            12 16 .0945 .1987 0 1 0.32
            14 15 .2210 .1997 0 1 0.16
            16 17 .0824 .1923 0 1 0.16
            15 18 .1073 .2185 0 1 0.16
            18 19 .0639 .1292 0 1 0.16
            19 20 .0340 .0680 0 1 0.32
            10 20 .0936 .2090 0 1 0.32
            10 17 .0324 .0845 0 1 0.32
            10 21 .0348 .0749 0 1 0.32
            10 22 .0727 .1499 0 1 0.32
            21 22 .0116 .0236 0 1 0.32
            15 23 .1000 .2020 0 1 0.16
            22 24 .1150 .1790 0 1 0.16
            23 24 .1320 .2700 0 1 0.16
            24 25 .1885 .3292 0 1 0.16
            25 26 .2544 .3800 0 1 0.16
            25 27 .1093 .2087 0 1 0.16
            28 27 0 .3960 0 0.968 0.65
            27 29 .2198 .4153 0 1 0.16
            27 30 .3202 .6027 0 1 0.16
            29 30 .2399 .4533 0 1 0.16
            8 28 .0636 .2000 0.0214 1 0.32
            6 28 .0169 .0599 0.065 1 0.32]
```