

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



Université 20 Août 1955-Skikda

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique



Ref D012120003D

THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de doctorat en sciences

Spécialité: Electrotechnique

Option: Modélisation & Simulation des Installations Electriques Industrielles

Par

AYACHI Bilel

Thème

Impacts des FACTS à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques

Soutenue le 12 /03 /2020 devant le jury composé de

H. BOUZEKRI	Professeur à l'université 20 Août - Skikda	Président
A. BOUKADOUM	Professeur à l'université 20 Août - Skikda	Rapporteur
A. LEBAROUD	Professeur à ENP Constantine	Examineur
D. LABED	Professeur à l'université de Constantine 1	Examineur
R. BOUZERARA	MCA à l'université de Constantine 1	Examineur
O. BOUDEBBOUZ	MCA à l'université 20 Août - Skikda	Examineur

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



Université 20 Août 1955-Skikda

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique



Ref D012120003D

THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de doctorat en sciences

Spécialité: Electrotechnique

Option: Modélisation & Simulation des Installations Electriques Industrielles

Par

AYACHI Bilel

Thème

Impacts des FACTS à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques

Soutenue le 12 /03 /2020 devant le jury composé de

H. BOUZEKRI	Professeur à l'université 20 Août - Skikda	Président
A. BOUKADOUM	Professeur à l'université 20 Août - Skikda	Rapporteur
A. LEBAROUD	Professeur à ENP Constantine	Examineur
D. LABED	Professeur à l'université de Constantine 1	Examineur
R. BOUZERARA	MCA à l'université de Constantine 1	Examineur
O. BOUDEBBOUZ	MCA à l'université 20 Août - Skikda	Examineur

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

REMERCIEMENTS

Je remercie avant tout DIEU le tout puissant qui m'a donné la force, le courage et la volonté pour atteindre mes objectifs.

J'aimerais remercier M. LEULMI Salah qui m'a donné l'opportunité de travailler sur ce passionnant sujet. Ensuite, j'aimerais remercier en premier lieu chaleureusement mon directeur de thème, Professeur BOUKADOUM Ahcene, qui a suivi et encadré ce travail avec intérêt et disponibilité.

Mes remerciements iront aussi à BOUDEBBOUZ Omar pour son implication et son soutien permanent tout au long de ce projet.

Je souhaite remercier toutes ces personnes qui m'ont aidé à réaliser les différentes contributions de la thèse : BOUKALLKOUL Lahcen, LAIFA Azziz, BOUKRA Tahar et BOURAS Lakder. Chacun d'eux a contribué d'une façon ou d'une autre à la bonne réussite de ce projet et je les en remercie chaleureusement. Je ne manquerai non plus de remercier les membres du laboratoire LES.

Je tiens vivement à exprimer toute ma gratitude aux, BOUZEKRI Hacene, BOUZERARA Ramdane, LEBAROUD Abdessalam et LABED Djamel pour avoir accepté la présidence et/ou de faire partie du jury.

Sur une note plus intime, je tiens à exprimer toute ma gratitude à ma mère pour son soutien, ma femme pour son sacrifice. Je voudrais également remercier mes frères, sœurs, ma belle famille et amis.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	
ملخص	I
RÉSUMÉ	II
ABSTRACT	III
LISTE DES ACRONYMES	III
LISTE DES SYMBOLES	VI
LISTE DES FIGURES	VIII
LISTE DES TABLEAUX	XI

1 - GÉNÉRALITÉS

1.1 - INTRODUCTION	1
1.2 - ÉTUDE & SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE	1
1.2.1 - Stabilité transitoire des réseaux électriques	1
1.2.2 - Écoulement de puissance optimal avec contraintes de stabilité transitoire (TSC-OPF)	3
1.2.3 - FACTS et HVDC dans les réseaux électriques	3
1.3 - FORMULATION DU PROBLÈME	5
1.4 - OBJECTIFS & CONTRIBUTIONS SOUHAITES	5
1.5 - ORGANISATION DU MÉMOIRE	5
1.6 - TRAVAUX SCIENTIFIQUES	6
1.6.1 - Publications internationales	6
1.6.2 - Communications internationales	6
1.6.3 - Encadrement de projets de fin d'étude (Ingénieurs et Master)	7

2 - SYSTÈMES FACTS ET HVDC

2.1 - INTRODUCTION	8
2.2 - APPORT DE L'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE AUX RÉSEAUX FUTURS	8
2.2.1 - Systèmes FACTS : moyen de contrôle & de stabilité	8
2.2.2 - Liaison HVDC	9
2.3 - CLASSIFICATION DES SYSTÈMES FACTS	9

2.3.1 - Compensateurs parallèles	9
2.3.2 - Compensateurs séries	13
2.3.3 - Compensateurs hybrides série - parallèle	16
2.4 - LIAISON HVDC	18
2.4.1 - Caractéristiques du transport à CC	18
2.4.2 - Types de configurations HVDC	20
2.4.3 - Systèmes de conversion d'énergie	20
2.4.4 - Modélisation des systèmes HVDC	21
2.5 - MODÉLISATION & SIMULATION DES DISPOSITIFS FACTS ET LIAISON HVDC	24
2.6 - CONCLUSION	25

3 - STABILITÉ TRANSITOIRE

3.1 - INTRODUCTION	26
3.2 - MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS D'UN SYSTÈME ÉLECTRO-ÉNERGÉTIQUE	26
3.2.1 - Générateurs synchrones	26
3.2.2 - Systèmes d'excitation des générateurs	29
3.2.3 - Turbine et gouverneur	31
3.2.4 - Réseau de transport	32
3.2.5 - Charges	33
3.3 - MODÉLISATION D'UN SYSTÈME ÉLECTRO-ÉNERGÉTIQUE	34
3.4 - CHOIX & JUSTIFICATION D'UN DÉFAUT POUR NOTRE APPLICATION	36
3.5 - CLASSIFICATION & DÉFINITIONS DE LA STABILITÉ	39
3.5.1 - Stabilité angulaire	40
3.5.2 - Stabilité de la fréquence	41
3.5.3 - Stabilité de la tension	42
3.6 - ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE	42
3.6.1 - Objectifs de l'analyse	42
3.6.2 - Réseau test	42
3.6.3 - Test et résultats	42
3.6.4 - Effet de la turbine et gouverneur sur la fréquence du générateur	48
3.7 - CONCLUSION	48

4 - EFFET DES FACTS ET DES HVDC SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE

4.1 - INTRODUCTION	50
4.2 - SIMULATION ET RÉSULTATS DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE	50
4.3 - EFFET DES FACTS SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE	54
4.3.1 - Simulation et résultats de l'écoulement de puissance avec SVC au JdB9	54
4.3.2 - Simulation et résultats de la stabilité transitoire avec SVC au JdB 9	56
4.3.3 - Simulation et résultats de la stabilité transitoire avec TCSC et SVC	57
4.4 - EFFET DES HVDC SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE	62
4.4.1 - Préambule	62
4.4.2 - Application	63
4.4.3 - Commentaire	63
4.5 - CONCLUSION	65

5 - ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL AVEC CONTRAINTE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

5.1 - INTRODUCTION	67
5.2 - THÉORIE DU TSC-OPF	67
5.2.1 - Problème générique	67
5.2.2 - Procédure de la solution	68
5.3 - APPLICATION NUMERIQUE	70
5.3.1 - Préambule	70
5.3.2 - Représentation des variables	71
5.3.3 - Simulation et traçage des courbes	72
5.4 - CONCLUSION	78
CONCLUSION GÉNÉRALE & PERSPECTIVES	79
ANNEXES	
RÉFÉRENCES	

تأثير الـ FACTS في تحسين الإستقرار العابر للشبكات الكهربائية

ملخص

عرف قطاع الهندسة الكهربائية تطورا ملحوظا في الخمسة عقود الأخيرة. نتج هذا التطور أساسا من التقدم في مجال التمثيل والمحاكاة، إدماج تقنية الذكاء الإصطناعي والكترنيات القدرة والرقمية.

أجهزة الـ FACTS تم إدماجها أكثر في النظم الكهربائية كوسيلة حديثة ومرنة للتحكم والسيطرة. يمكن اعتبارها ضرورية في حالات الإنتاج المتقطع لطاقت الرياح والشمس. هذه الأجهزة تستطيع ضمان سير آمن للنظام الكهربائي المزود بمنشأة موزعة.

نظام نقل الجهد العالي المستمر (HVDC) المرتكز على محولات منيع التيار (LCC) يستعمل في النقل لمسافات طويلة، عبور تحت البحار ووصل بطريقة لامترامنة نظم التيار المتناوب. انخفاض تكلفة الـ IGBTs حاليا أدى بمحولات منيع الجهد (VSC) لتصبح أكثر نفعاً لكثير من التطبيقات. نذكر على سبيل الخصوص حالة الشبكات الكبيرة المتصلة فيما بينها. هذه الأخيرة ملائمة لإنشاء شبكات كهربائية واسعة من محطات هوائية وشمسية ذات أثر بيئي متميز.

أثر هذه الأجهزة العصرية على الإستقرار العابر يعتبر كمحور بحث مثير للإهتمام. وفي نظرنا تحدّ جديد وصعوبة زائدة في دراسة النظام الديناميكي للنظم الكهربائية العصرية.

الإستغلال الجيد لنظم الكهرباء يمر بتقييم كفاءة النظام بتحمل الإختلالات العنيفة والفجائية. كثير من الأعمال التي تخص موضوع الإستقرار العابر تم التطرق إليها. والدراسة التي قمنا بها تعتبر امتدادا لهذه الأعمال.

واحدة من مقاصد هذا العمل المنجز في هذه الأطروحة هي التنسيق بين سريان الطاقة الأمثل (OPF) وقيود الإستقرار العابر (TSC). في هذا الصدد قمنا ببعض الحسابات وتحصلنا على نتائج مهمة. تم أخذ الإعتبار ببعض نماذج الشبكة المختلطة (CA/CC) وتحصلنا على بعض الحلول لتوزيع أمثل للطاقة يضمن استقرار الشبكة الكهربائية.

لبلوغ هذه الأهداف عملنا على ثلاثة محاور. المحور الأول يتضمن دراسة الإستقرار العابر. أهم الأهداف الأساسية في تحليل الإستقرار العابر هي جمع المعلومات الحرجة، مثل الوقت الحرج لإزالة الخطأ في حالة العطب. تمت هذه الدراسة بطريقتين متفرقتين حسب ما هو موجود في المنشورات العلمية.

المحور الثاني يهتم بتحليل مفصل لتأثير الـ FACTS والـ HVDC على الإستقرار العابر. موقع واختيار أجهزة FACTS المعتمدة تساهم في إيجاد أفضل لمؤشرات الإستقرار العابر.

في النهاية نحاول في المحور الثالث إيجاد حل لمشكلة سريان الطاقة الأمثل بوجود قيد الإستقرار العابر للشبكة المختلطة (CA/CC). الخوارزمية المقترحة تركز على تقريب تكراري يتناوب بين حساب السريان الأمثل للطاقة والمحاكاة الديناميكية. توصلنا إلى سريان أمثل مؤمن.

أخيرا النتائج المحصل عليها بواسطة المحاكاة في الـ MATLAB كانت جد مقنعة. أكدت جيدا الإستعداد الحالي والذي لا يمكن تجنبه باستعمال الشبكات المختلطة (CA/CC)، الـ FACTS ومنابع الطاقة المتجددة لحماية الشبكات الكهربائية.

الكلمات المفتاحية : الإستقرار العابر، TSC-OPF، FACTS، HVDC، MTDC، الشبكات الكهربائية العصرية.

Impacts des FACTS à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques

RÉSUMÉ

Le domaine du génie électrique a évolué de manière exponentielle au cours des cinq dernières décennies. Cette évolution est due, surtout, aux avancées dans le domaine de modélisation et de simulation, à l'intégration des techniques d'intelligence artificielle et à l'électronique que se soit de puissance ou numérique.

Les dispositifs FACTS comme moyens modernes et flexibles de contrôle sont davantage intégrés dans les systèmes électriques. On peut les considérer indispensables en présence de la production intermittente d'énergie éolienne et solaire. Ils peuvent garantir, en effet, un fonctionnement sûr des systèmes électriques dotés de sources réparties.

Les systèmes à courant continu de haute tension (HVDC) basés sur des convertisseurs de source de courant (LCC) sont utilisés pour la transmission à longue distance, les traversées sous-marines et l'interconnexion de manière asynchrone des systèmes d'alimentation en courant alternatif. Actuellement, la diminution graduelle des coûts des IGBTs ont rendu les convertisseurs source de tension (VSC) plus avantageux pour plusieurs applications. On peut citer, particulièrement, le cas des super réseaux interconnectés. Ces derniers sont favorables à l'intégration de méga centrales éoliennes et solaires à effet écologique très bénéfique.

Les effets des dispositifs modernes évoqués sur la stabilité transitoire s'avèrent alors comme axe de recherche intéressant. Ils constituent, à notre sens, un nouveau défi et une complexité supplémentaire pour l'étude des régimes dynamiques des systèmes électriques modernes.

La bonne exploitation d'un système électrique passe par l'évaluation de son aptitude à résister aux perturbations brusques et sévères. Nombreux travaux inhérents au sujet de la stabilité transitoire ont été menés. L'étude que nous avons abordée se situe dans le prolongement de ces travaux.

Une des finalités du travail effectué dans le cadre de ce mémoire est la combinaison entre l'écoulement de puissance optimal (OPF) et la contrainte de la stabilité transitoire (TSC). Des codes de calcul leurs ont été établis donnant des solutions intéressants. Certaines variantes d'un réseau mixte CA/CC en présence des FACTS ont été considérées. Certaines solutions obtenues ont permis de garantir une répartition des puissances assurant la stabilité du réseau électrique.

Pour atteindre ces objectifs, notre travail a été mené selon trois axes de recherche. Le premier a été consacré à l'étude de la stabilité transitoire. L'un des principaux objectifs de l'analyse de la stabilité transitoire est la collection des informations critiques telles que le temps critique d'élimination du défaut (CCT) en cas de défaillance du système. Cette étude est effectuée selon les deux différentes définitions trouvées dans la littérature.

Le second concerne une analyse détaillée pour l'étude des effets des FACTS et des HVDC sur la stabilité transitoire. Le placement et le choix des dispositifs FACTS adoptés ont contribué à trouver de meilleurs indicateurs de la stabilité transitoire.

En fin, dans le troisième axe, on a cherché une résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal avec contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF) dans les réseaux maillés CA/CC. L'algorithme proposé se basé sur une approche itérative qui alterne entre calcul d'écoulement de puissance optimisé et simulation dynamique. Une convergence vers un écoulement optimal sécuritaire a été, globalement, atteinte.

Enfin, les résultats obtenus par le biais des simulations effectuées par MATLAB ont été bien concluants. Ils confirment bien la tendance actuelle et incontournable d'utiliser des réseaux mixtes CA/CC, des FACTS et des sources renouvelables pour une meilleure sécurité des réseaux électriques.

Mots clés : Stabilité transitoire, TSC-OPF, FACTS, HVDC, MTDC, Réseaux électriques modernes.

Impacts of FACTS into improving the transient stability of electrical networks

ABSTRACT

The electrical engineering field has evolved exponentially over the past five decades. This evolution is due, particularly, to the advances in the field of modeling and simulation, to the integration of artificial intelligence techniques and to the power and digital electronic devices.

FACTS, as modern and flexible devices control, are more integrated into electrical systems. They can be considered indispensable in the presence of intermittent production of wind and solar energy. They can guarantee the safe operation of electrical systems with distributed sources.

High Voltage Direct Current (HVDC) systems based on current source converters (CSC) are used for long-distance electric transmission systems, sea crossing and asynchronously interconnect AC power systems. At present, the gradual decrease in IGBT costs has made voltage source converters (VSC) more advantageous for several applications. Such as in the case of interconnected large networks. The latter are favorable to the integration of large wind and solar power plants with a very beneficial ecological effect.

The effects of the aforementioned modern devices on transient stability turn out to be an interesting research issue. In our view, they constitute a new challenge and an additional complexity for studying the dynamic behavior of modern electrical systems.

The convenient operation of electrical systems requires the evaluation of their ability to withstand sudden and large disturbances. Many of the work inherent to transient stability have been conducted. The study we have established is an extension of those works.

Among the purposes of the work done in the present dissertation the combination of optimal power flow (OPF) and transient stability constrains (TSC). Calculation codes have been established giving interesting solutions. Some variants of a tested mixed AC/DC network in the presence of FACTS were considered. Some obtained solutions have allowed power flow repartition which ensures the stability of the electrical network.

To achieve these objectives, our work was conducted along three research axis. The first one was devoted to the study of transient stability. One of the main objectives of transient stability analysis is the collection of critical information such as the critical clearing time (CCT) of contingency in case of system failure. This study is performed according to the two different definitions found in the literature.

The second one is a detailed analysis for studying the effects of FACTS and HVDC on transient stability. The adopted placement and choice of the FACTS devices contributed to finding better transient stability indicators.

Finally, in the third axis, we sought a resolution of the problem of the transient stability constrained optimal power flow (TSC-OPF) in the AC/DC meshed networks. The proposed algorithm was based on an iterative combinatorial approach between optimized power flow computation and dynamic simulation. Convergence to security optimal power flow has been globally achieved.

Finally, the obtained results through performed simulations in MATLAB platform were conclusive. They confirm the current and unavoidable trend of using mixed AC/DC networks, FACTS and renewable energy sources for better grid security.

Keywords: Transient stability, TSC-OPF, FACTS, HVDC, MTDC, Modern electrical networks.

LISTE DES ACRONYMES

Abréviatiion	Dénomination
ASVC	Advanced Static Var Compensator
AVR	Automatic Voltage Regulator
BT	Base tension
CA	Courant Alternative
c-à-d	C'est-à-Dire
CC	Courant Continue
CCL	Convertisseurs de Commutation de Ligne
CCT	Critical Clearing Time
EP	Ecoulement de Puissance
EPRI	Electric Power Research Institute
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
F.e.m	Force électromotrice
G	Générateur
GTO	Gate Turn Off
HT	Haute Tension
HVAC	High voltage Alternatif Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineering
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IPFC	Interline Power Flow Controller
JdB	Jeux de Barres
Kv	Kilo Volt
kVar	Kilo Volt ampere reactive
Kw	Kilo watt
LTC	Load Tap Changer
Matlab	Matrix Laboratory
MNR	Méthode de Newton-Raphson
MT	Moyenne Tension
MTDC	Multi Terminal Direct Current
OMIB	One Machine Infinite Bus
OPF	Optimal Power Flow
PAR	Phase Angle Regulator
PSS	Power Systems Stabilizer
RCT	Réactances Commandées par Thyristors
RE	Réseaux Electriques
REE	Réseau Energie Electrique
SIME	Single machine equivalent
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
ST	Stabilité Transitoire
STATCOM	Static Compensator
SVC	Static Var Compensator
SVG	Static Var Generator
TCBR	Thyristor Control Breaking Resistor
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator

TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
TPQ	Transformateurs déphaseurs
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TSC	Transient Stability Constrained
TSC-OPF	Transient Stability Constrained Optimal Power Flow
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
TSSR	Thyristor Switched Series Reactor
TXF	Transformateur
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Source Converter

LISTE DES SYMBOLES

Symboles	Dénomination	Unités
B	Susceptance	[1/Ω]
B_{SVC}	Susceptance équivalente du SVC	[1/Ω]
B_{TCSC}	Susceptance équivalente du TCSC	[1/Ω]
B_{σ}	Susceptance de transformateur	[1/Ω]
B_{TCR}	Susceptance équivalente du TCR	[1/Ω]
B_L	Susceptance inductive	[1/Ω]
B_C	Susceptance capacitive	[1/Ω]
B_{SVC}^{MAX}	Susceptance maximale du SVC	[1/Ω]
B_{SVC}^{MIN}	Susceptance manimale du SVC	[1/Ω]
C	Capacité	[C]
F	Fonction d'adaptation	[V]
f	Fréquence	/
$f(x,u)$	Matrice fonction objective	[Hz]
G	Conductance	/
g	Vecteur du gradient	[1/Ω]
$g(x,u)$	Matrice contrainte d'égalité	/
H	Matrice du Hessien	/
I_{SVC}	Courant du SVC	[A]
L	Lagrangien	/
P	Puissance active	[w]
P_d	Puissance active demandé	[w]
P_g	Puissance active générée	[w]
P_g^{max}	Puissance active générée maximale	[w]
P_g^{min}	Puissance active générée minimale	[w]
P^{conv}	Puissance active convertisseur	[w]
Q	Puissance réactive	[Var]
Q_d	Puissance réactive demandé	[Var]
Q_g	Puissance réactive générée	[Var]
Q_g^{max}	Puissance active générée maximale	[Var]
Q_g^{min}	Puissance active générée minimale	[Var]
Q_{SVC}	Puissance réactive SVC	[Var]
Q_{SVC}^{MAX}	Puissance réactive SVC maximale	[Var]
Q_{SVC}^{MIN}	Puissance réactive SVC minimale	[Var]
Q^{conv}	Puissance réactive convertisseur	[Var]
R	Résistance	[Ω]
S	Puissance apparente	[VA]
U	Tension complexe	[V]
V	Tension simple	[V]
u_{PSS}	Tension stabilisateur	[V]
u_{ref}	Tension de référence	[V]
V_{max}	Tension maximale	[V]
V_{min}	Tension minimale	[V]
V^{conv}	Tension convertisseur	[V]

E_{VR}	Amplitude de la tension du convertisseur parallèle	[V]
w	Vitesse angulaire	[rad/s]
X	Réactance	[1/Ω]
X_C	Réactance capacitive	[1/Ω]
X_L	Réactance inductive	[1/Ω]
X_{TCSC}	Réactance du TCSC	[1/Ω]
X'_d	Réactance transitoire du générateur	[1/Ω]
Y_{JdB}	Matrice d'admittance nodale	[1/Ω]
α	Rapports de transformation	/
λ	Multiplicateur de Lagrange	/
θ^{conv}	Angle de phase convertisseur	[°]
δ_{coi}	Angle Center of Inertia	[°]

LISTE DES FIGURES

Figure	Titre	Page
2.1	Compensateurs parallèles à base de thyristors	10
2.2	Bloc diagramme de SVC	11
2.3	Compensateur synchrone statique (STATCOM)	12
2.4	Compensateurs série à base de thyristors	14
2.5	Modèle TCSC pour les études de stabilité	14
2.6	Bloc diagramme de la boucle de contrôle de stabilité TCSC	15
2.7	Schéma de base & caractéristique du SSSC	15
2.8	Schéma de base & diagramme vectoriel du TCPAR	16
2.9	Schéma de base & principe d'un UPFC	18
2.10	Comparaison des pertes dans une liaison HVAC et HVDC	19
2.11	Types de configurations HVDC	20
2.12	Modèle d'injection du HVDC	22
2.13	Modèle d'injection du HVDC en parallèle avec une ligne AC existante	22
2.14	Modèle de contrôleur d'injection VSC-HVDC	23
2.15	Modèle d'injection de la ligne VSC- HVDC	23
3.1	Modèle simplifié d'un générateur synchrone	27
3.2	Diagramme vectoriel de la machine synchrone	27
3.3	Contributions de la puissance active	28
3.4	Structure générale d'un système de puissance	29
3.5	Schéma bloc du système d'excitation type 1 avec PSS	30
3.6	Effet du régulateur de tension sur le générateur	31
3.7	Schéma bloc de la turbine et gouverneur	32
3.8	Représentation π d'une ligne	33
3.9	Schéma équivalent d'un transformateur	33
3.10	Système multimachine	35
3.11	Organigramme de résolution du problème de la stabilité transitoire	37
3.12	Organigramme de la méthode de détermination de CCT	38
3.13	Puissance injectée par le générateur selon le type de défaut	38
3.14	Classification des problèmes de la stabilité	39
3.15	Instabilité de première oscillation et de multi-oscillations	41

3.16	Réseau de test IEEE 14 JdB	43
3.17	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.26$ [s]	44
3.18	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.34$ [s] avec système d'excitation	45
3.19	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.34$ [s] avec AVR sans PSS	46
3.20	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.34$ [s] sans AVR et PSS	47
3.21	Effet du gouverneur de la turbine sur la fréquence du générateur	48
4.1	Réseau de test IEEE 14 JdB modifié	54
4.2	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.34$ [s] avec système d'excitation et SVC au JdB 9	56
4.3	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.31$ [s] avec système d'excitation et SVC au JdB 9	57
4.4	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.32$ [s] avec système d'excitation, SVC au JdB 9 et TCSC dans la ligne 4-5	59
4.5	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.35$ [s] avec système d'excitation et TCSC dans la ligne 3-4	60
4.6	Effet de la ligne HVDC sur la stabilité transitoire par rapport à la ligne HVAC	62
4.7	Écart angulaire, écart entre vitesse et puissance active pour $t_c = t_d + 0.5$ [s] avec HVDC dans la ligne 4-5	65
5.1	Réseau de test IEEE 14 JdB modifié (CA/CC)	70
5.2	Écart angulaire rotorique (cas 1, PF)	73
5.3	Écart angulaire rotorique (cas 2, OPF)	74
5.4	Écart angulaire rotorique (cas 3, TSC-OPF)	74
5.5	Non-respect du critère angulaire	75
5.6	Organigramme de la méthode	76
5.7	Écart angulaire rotorique (cas 4, OPF, MTDC)	77
5.8	Écart angulaire rotorique (cas 5, TSC-OPF, MTDC)	78

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Titre	Page
4.1	Résultats de l'écoulement de puissance	52
4.2	Principales applications de certains systèmes FACTS	53
4.3	Résultats de l'écoulement de puissance avec SVC	55
4.4	Résultats de l'écoulement de puissance avec FACTS	58
4.5	Résultats de l'écoulement de puissance avec TCSC	61
4.6	Résultats de l'écoulement de puissance avec HVDC	64
5.1	IEEE 14 JdB CA avec 5 JdB MTDC: Données des Branches	71
5.2	IEEE 14 JdB CA avec 5 JdB MTDC: Données générateurs	71
5.3	IEEE 14 JdB CA avec 5 JdB MTDC: Données JdB	72
5.4	IEEE 14 JdB CA avec 5 JdB MTDC: Données VSC	72
5.5	Résultats d'optimisation	73

CHAPITRE 1

GÉNÉRALITÉS

1 - GÉNÉRALITÉS

1.1 - INTRODUCTION

L'industrie électrique et les opérateurs des réseaux électriques sont confrontés depuis quelques années à la nouvelle réalité. Des événements majeurs tels que le black-out et les pertes subites de grandes productions pourraient causer de multiples contraintes liées à l'exploitation et la continuité de service. Un cadre réglementaire adéquat est nécessaire pour éviter tout effet néfaste de ces événements. Ces derniers ont un impact catastrophique sur l'économie et comporte des risques majeures sur les biens et les personnes [1].

Le monde de l'énergie électrique enregistre des changements sans précédent touchant ses aspects structurelles et de gestion. La libération du marché de l'énergie électrique et son ouverture à la concurrence nécessite une nouvelle conception dans son exploitation et sa planification. La bonne exploitation d'un système électrique exige l'introduction de l'analyse de la sécurité et de la stabilité dans l'étude de l'évaluation de l'aptitude du système à résister aux perturbations brusques et sévères [2].

Dans ce qui suit, un historique sur le développement de la stabilité transitoire des réseaux électriques, la stabilité transitoire comme contrainte dans l'étude de l'écoulement de puissance optimale et l'utilisation des dispositifs FACTS et HVDC sera présenté. La formulation du problème, le but, les objectifs ainsi que les contributions du présent travail seront, eux-aussi, évoqués.

1.2 - ÉTUDE & SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE

Trois aspects de la recherche bibliographique seront considérés. Le premier concerne la stabilité transitoire dans les réseaux électriques. Le second traite le problème de l'écoulement de puissance optimal avec contraintes de la stabilité transitoire. Le troisième prévoit l'utilisation des systèmes FACTS et des liaisons HVDC.

1.2.1 - Stabilité transitoire des réseaux électriques

La première analyse sur la stabilité des réseaux électriques a été orientée vers la détermination des limites en puissance des machines synchrones sous 2 aspects : le premier est de relier un moteur synchrone à un JdB infini, le second est de maintenir le synchronisme entre 2 machines identiques (l'une fonctionne comme un générateur et l'autre comme un moteur). Néanmoins, le développement principal dans les études de la stabilité des réseaux électriques

n'est pas arrivé comme une extension de la théorie des machines synchrones, mais, comme un résultat d'étude d'un système de transmission à longue distance [3]. Les recherches initiales du phénomène transitoire dans les systèmes d'énergie électrique ont commencé en 1920 aux Etats Unis. Les résultats de la recherche ont été publiés par V. Bush et R. D. Booth, B. L. Roston, R. E. Dgherty, E. Clarck, C. A. Nickle, R. R. Denburg, F. R. Longley et particulièrement par K. H. Park. En 1928, ce dernier a proposé un modèle mathématique des machines électriques basé sur les systèmes d'équations différentielles. Vers 1930, les chercheurs, en Europe et en URSS, ont publié une monographie et des revues qui traitent de la théorie et des principales méthodes d'analyse de la stabilité transitoire telles que la méthode des surfaces égales, les méthodes pas à pas, les méthodes directes (Lyapunov & théorie de la catastrophe)... [1].

L'apparition en 1937 du premier turboalternateur refroidi à l'hydrogène d'une puissance de 100 [MW] a ouvert la voie à des centrales électriques de fortes puissances. Dans les années 1950, les compagnies européennes ont coordonné leurs efforts pour uniformiser les tensions des réseaux de transports. Ceci a permis, en 1967, à la concrétisation de la première interconnexion de ces réseaux.

Avant les années 1970, la stabilité des réseaux électriques est divisée en deux types. La stabilité statique et la stabilité dynamique [4]. En 1981, l'IEEE a proposé une nouvelle classification et définition de la stabilité des systèmes électriques lors de la session d'hiver du séminaire IEEE sur l'ingénierie de l'énergie [5], [6]. En 1982, Task Force a proposé d'autres termes et définitions [7]. En août 2004, l'IEEE/CIGRE a publié un article élaborée par 38 chercheurs et ayant pour thème : Classification et définition de la stabilité d'un système électrique. Dans cette nouvelle classification, la stabilité d'un système d'alimentation est divisée en trois catégories à savoir : Stabilité de l'angle de puissance, stabilité de la tension et stabilité de la fréquence [8]. Cette définition est confirmée par un autre article en 2006 [9].

En même temps, sur la base d'une longue expérience de la conception, de l'exploitation et de la recherche, le personnel des systèmes électriques en Chine a proposé une autre classification et définition de la stabilité des systèmes électriques. Le cadre général et le concept principal de deux méthodes de définition et de classification sont fondamentalement les mêmes. La principale différence est, pour la stabilité de l'angle de puissance, outre les trois processus de stabilité à court terme proposés par IEEE/CIGRE, à savoir, instabilité non périodique, instabilité périodique et instabilité transitoire, DL755-2001 donne la définition de la stabilité dynamique des grandes perturbations, qui se réfère à la capacité d'un système électrique permettant de maintenir une stabilité angulaire à relativement long terme sous l'effet de dispositifs de régulation et de contrôle automatiques lents dans le cas des grands perturbations. Pour la stabilité

de la tension, IEEE/CIGRÉ considère que la stabilité de la tension de petite perturbation inclut un processus à court terme et un processus à long terme, Cependant, DL755-2001 considère qu'une stabilité de la tension de faible perturbation fait principalement référence à la stabilité de la tension statique et n'inclut pas un processus à long terme tel qu'une réaction en chaîne [10]. Plus de détail dans l'annexe 1.

1.2.2 - Écoulement de puissance optimal avec contraintes de stabilité transitoire (TSC-OPF)

Un TSC-OPF est un problème d'optimisation non linéaire utilisant des équations différentielles et algébriques proposées par Kundur [11], Sauer et Pai [12]. Dans la littérature, il existe deux approches essentielles pour résoudre les problèmes TSC-OPF, la méthode globale et la méthode séquentielle [13]. La méthode globale transforme le modèle de stabilité du réseau obtenu suite à des simulations dynamiques en équations non-linéaires pour chaque pas de temps des simulations. Les équations non-linéaires obtenues sont ensuite introduites au problème d'OPF pour créer un seul problème général de taille plus grande, Gan et al [14]. Cette méthode, à première vue, semble plus intéressante, car elle résout le problème dans son ensemble nous laissant avec une solution optimale. Sa plus grande limitation provient de l'énorme puissance de calcul. Elle demeure nécessaire mais ne permet pas d'utiliser des modèles trop détaillés rendant la solution inadéquate à être utilisée pour un réseau réel [2]. Dans [15], Yuan et al, ont réduit le nombre de contraintes et la taille du problème. Singh et al [16] ont examiné le problème du TSC-OPF comme un problème de dispatching économique. La méthode séquentielle, quant à elle, effectue une simulation dynamique pour ensuite modifier les contraintes déjà définies de l'OPF (ex : modification de la puissance maximale d'un groupe). Cette méthode permet d'utiliser les logiciels d'OPF déjà disponible sur le marché. Cependant, il est impossible de garantir que la solution obtenue soit la solution la plus optimale [2]. De nombreux chercheurs ont proposé une approche basée sur la méthode de réduction dynamique dans laquelle le (STSC) est obtenu en simulant le réseau réduit au lieu du réseau complet [17].

1.2.3 - FACTS et HVDC dans les réseaux électriques

1 - FACTS

L'électronique de puissance enregistre six décennies d'évolution. Près de 15% de l'énergie électrique produite est convertie sous une forme ou une autre. Au cours de ces années, la taille, le poids et le coût des convertisseurs n'ont fait que diminuer, en grande partie grâce aux progrès faits dans le domaine des interrupteurs électroniques [1]. Des systèmes de contrôle rapide des réseaux utilisant les ressources offertes par l'électronique de puissance et la micro-

électronique de commande ont été, récemment, étudiés et réalisés. Ils sont, actuellement, pour certains en application normale, pour d'autres, en applications pilotes ou à l'état de prototypes. Ces systèmes sont désignés par l'acronyme général FACTS [18].

Devant les problèmes de transit de puissance, l'institut Américain de recherche en électrotechnique (EPRI) a lancé, en 1988, un projet d'étude des FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [19]. Ces nouveaux dispositifs sont en application ou en essai, essentiellement, aux Etats-Unis. Ils n'existent, encore, qu'en nombre limité [18].

2 - HVDC

Plusieurs ouvrages ont couvert de manière exacte la technologie HVDC [20]-[22]. La technologie HVDC s'est d'abord imposée dans les premières interconnexions sous-marines de câbles de Gotland en 1954 et Sardinia en 1967, puis dans la transmission à longue distance avec les systèmes Pacific Intertie en 1970 et Nelson River en 1973 utilisant des valves à arc au mercure. Une étape importante a été franchie en 1972 avec la première interconnexion dos à dos à Eel River entre le Québec et le New Brunswick. Cette installation a également marqué l'introduction des valves à thyristor pour remplacer les anciennes valves à arc à mercure. Les convertisseurs équipés de valves à arc à mercure sont utilisés jusqu'au milieu des années 1970. Puis, jusqu'en 2000, Elle a été alimenté par des convertisseurs commutés par les lignes (LCC) utilisent des valves à thyristors. Jusqu'ici, la plupart des systèmes HVDC installés dans le monde sont de type LCC. Cependant, au cours de ces dernières années, et avec la diminution graduelle des pertes et les coûts de production des IGBTs, les convertisseurs source de tension (VSC) sont devenus plus avantageux [20], [23].

Dans l'avenir, les réseaux de transport doivent être renforcés pour répondre à la demande énergétique. Il existe des propositions pour résoudre ce problème avec des réseaux HVDC [24], [25]. L'introduction d'une ligne HVDC à la place de nouvelles lignes de courant alternatif présente plusieurs avantages [26]. Les liaisons HVDC sont bien établies dans des applications telles que le transfert de l'énergie éolienne en mer, la fourniture de plates-formes pétrolières et gazières en mer, l'interconnexion de réseaux électriques dans différents pays et le renforcement des réseaux AC existants [27]-[30]. À mesure que le nombre de ces connexions HVDC point à point augmente, il devient évident qu'il serait avantageux de les connecter directement, plutôt que via le réseau AC plus large, comme elles le sont actuellement [31]. Cela donne lieu à des projets de super-réseaux HVDC [32].

1.3 - FORMULATION DU PROBLÈME

Les réseaux électriques actuels sont des systèmes dynamiques larges et complexes. La préoccupation principale quant à leur sauvegarde se situe entre la satisfaction des exigences de la sécurité et de la stabilité. Les caractéristiques dimensionnelles élevées des modèles, la forte non-linéarité des composants et le caractère aléatoire des perturbations rendent le processus de recherche sur la stabilité et la sécurité des réseaux électriques très compliqué. L'application à grande échelle des dispositifs FACTS, des liaisons HVDC et de la croissance progressive de l'intégration des énergies renouvelables, rend l'analyse des régimes dynamiques des systèmes électriques ainsi que ceux du contrôle, de plus en plus difficile.

La problématique de ce travail de recherche est le développement d'un outil rapide et efficace qui permet de résoudre ces types de problème.

1.4 - OBJECTIFS & CONTRIBUTIONS SOUHAITES

Le but principal de notre travail consiste à traiter le problème de la stabilité transitoire dans les réseaux électriques. Notre étude pivote autour des points suivants :

- Étude de la stabilité transitoire selon les deux définitions et faire une comparaison.
- L'effet des dispositifs FACTS et liaison HVDC sur l'étude la stabilité transitoire.
- Étude de la stabilité transitoire comme contrainte dans le problème d'écoulement de puissance optimale d'un réseau mixte CC/CA.

1.5 - ORGANISATION DU MÉMOIRE

Le travail de cette thèse se penche sur le sujet de la stabilité transitoire de réseaux électriques. Dans ce chapitre, nous avons étalé l'historique de la stabilité transitoire dans le monde ainsi que les deux méthodes de définition et de classification selon IEEE/CIGRE et DL755-2001. La stabilité transitoire a été abordée comme contrainte dans le problème d'écoulement de puissance. Les dispositifs FACTS et les liaisons HVDC ont été également décrits. La formulation du problème, le but et les objectifs ainsi que les contributions du présent travail sont, eux-aussi, évoqués.

Dans le deuxième chapitre, différentes structures de FACTS basées sur les thyristors ou sur les IGBT/GTO, ainsi que, les liaisons HVDC, leurs applications et modélisations ont été présentées.

Un rappel de la stabilité des réseaux électriques, ainsi, que sa classification et définition est abordé au troisième chapitre. Nous nous sommes intéressés, plus spécialement, à la modélisation de la machine synchrone et son système d'excitations. La modélisation d'un système multimachine et la présentation des étapes pour résoudre le problème de la stabilité

transitoire ont été, également, abordées. Dans cette partie, on va faire une étude de la stabilité transitoire sur un réseau IEEE 14 JdB selon les deux définitions de la stabilité transitoire.

Le quatrième chapitre englobe l'ensemble des simulations relatives à l'effet des dispositifs FACTS et liaison HVDC sur l'étude de la stabilité transitoire sur le réseau IEEE 14 JdB.

Le cinquième chapitre poursuit avec le problème de l'écoulement de puissance optimale avec contrainte de stabilité transitoire. Une application sur un réseau mixte CC/CA a été effectuée.

1.6 - TRAVAUX SCIENTIFIQUES

1.6.1 - Publications internationales

- **B. Ayachi**, A. Boukadoum, S. Leulmi, T. Boukra, "*Improving the Transient Stability of the Mixed AC/DC Networks with FACTS*", Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEEI), Vol. 6, No 4, December 2018, pp. 477-485 ISSN: 2089-3272, DOI: 10.11591/ijeei.v6i1.473.

1.6.2 - Communications internationales

- **B. Ayachi**, A. Boukadoum, S. Leulmi, "*Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow with FACTS*", 4th International Conference on Advances in Mechanical Engineering, ICAME2018, Istanbul, Turkey 2018.

- **B. Ayachi**, A. Boukadoum, S. Leulmi, "*Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow with STATCOM*", 3rd International Conference on Technological Advances in Electrical Engineering, ICTAEE14, Skikda, Algeria 2018.

- **B. Ayachi**, S. Leulmi, A. Boukadoum, "*Improving the Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow with FACTS* ", 5th International Conference on Control & Signal Processing, CSP-2017, Kairouan, Tunisia 2017.

- **B. Ayachi**, A. Boukadoum, S. Leulmi, " *Apport de l'UPFC à L'amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques*", 1st International Conference on Technological Advances in Electrical Engineering, ICTAEE14, Skikda, Algeria 2014.

- **B. Ayachi**, A. Boukadoum, S. Leulmi, & A. Bahri, "*Amélioration de la Stabilité Transitoire par L'utilisation des FACTS : UPFC*", 10th International Conference on Electrical Networks, ICEN'10, Sedi Bel-Abbes, Algeria, September 28 - 29, 2010.

- A. Bahri, A. Boukadoum, S. Leulmi, **B. Ayachi** & N. Mezhoud, "*Stabilité Transitoire d'un Système Electrique Multimachine par la Théorie des Catastrophes & les TIA*", 10th

International Conference on Electrical Networks, ICEN'10, Sedi Bel-Abbes, Algeria, September 28 - 29, 2010.

1.6.3 - Encadrement de projets de fin d'étude (Ingénieurs et Master)

- K. Hacene Djabellah, K. Khazri, N. Ladaycia, "*Stabilité Transitoire d'un Système Electrique Multimachine*", Département d'Electrotechnique, Université 20 Août 1955 Skikda, Juin 2010.
- A. Abdennouri, A. TANFOUR, "*Amélioration de la Stabilité Transitoire par L'utilisation d'UPFC*", Département d'Electrotechnique, Université 20 Août 1955 Skikda, Juin 2011.
- B. Nefla, "*Apport de L'SSSC à L'amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques*", Département de Génie Electrique, Université 20 Août 1955 Skikda, Septembre 2013.
- H. E. Lanani, "*Apport des FACTS à L'amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques*", Département de Génie Electrique, Université 20 Août 1955 Skikda, Juin 2013.
- T. Bourema, "*Régime Transitoire des Machines Electrique Tournantes*", Département de Génie Electrique, Université 20 Août 1955 Skikda, Juin 2013.
- F. Djeghiour, "*Amélioration de la Stabilité Transitoire par L'utilisation des FACTS*", Département de Génie Electrique, Université 20 Août 1955 Skikda, Juin 2014.
- B. Aguebet Chems, A. Fernana, "*Intégration des FACTS dans le Problème de L'écoulement de puissance*", Département de Génie Electrique, Université 20 Août 1955 Skikda, Juin 2015.
- D. Bouacha, S. Medjrab, "*Impact des FACTS sur le Calcul d'écoulement de puissance*", Département de Génie Electrique, Université 20 Août 1955 Skikda, Juin 2016.

CHAPITRE 2
SYSTÈMES
FACTS ET HVDC

2 - SYSTÈMES FACTS ET HVDC

2.1 - INTRODUCTION

Récemment et dans les décennies suivantes le sujet d'intégration des systèmes FACTS et HVDC dans les réseaux électriques aura plus d'importance. Ceci est dû notamment à la libération du marché de l'électricité, l'intégration de l'énergie renouvelable, l'avancée de l'électronique de puissance et l'opposition croissante à la construction des nouveaux ouvrages (ligne à haute tension, centrale électrique...).

Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes, des générateurs ou des transformateurs et les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité.

Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateurs à décalage d'angle, condensateurs et inductances additionnelles commutés par disjoncteurs pour la compensation série ou parallèle...) sont trop lents et insuffisants pour répondre, efficacement, aux perturbations du réseau.

Les concepts FACTS et HVDC regroupent tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, ils peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant, voir en améliorant, la stabilité des réseaux.

2.2 - APPORT DE L'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE AUX RÉSEAUX FUTURS

Les systèmes de contrôle rapide des réseaux utilisant les ressources potentialités de l'électronique de puissance et la micro-électronique ont été, récemment, étudiés et réalisés et sont, actuellement, pour certains cas en application normale, pilotes ou à l'état de prototypes [1]. A ces systèmes, désignés généralement par l'acronyme FACTS, on peut y ajouter les liaisons à haute tension continue dite HVDC qui ont prouvées leur fiabilité depuis des décennies pour des transmissions sur longues distances (800 km pour les lignes et 40 km pour les câbles) [26], [33].

2.2.1 - Systèmes FACTS : moyen de contrôle & de stabilité

La variété des dispositifs FACTS devient de plus en plus nombreuse. Certains dispositifs FACTS sont utilisés dans les réseaux de transmission et d'autres sont utilisés hors réseaux de transmission. Selon leur constitution, les FACTS peuvent être classés dans 2 classes principales :

- Première classe : Constituée par des systèmes classiques de contrôle (transformateurs à prises, transformateurs déphaseur, banc de condensateurs) dans lesquels les interrupteurs mécaniques ont été remplacés par des interrupteurs électroniques à semi-conducteurs utilisant des thyristors :
 - SVC : à placer en parallèle sur le circuit à compenser.
 - TCSC, IPFC : à placer en série avec le(s) circuit(s) à compenser.
- Deuxième classe : sont basées sur l'utilisation de convertisseurs électroniques de puissance (GTO, IGBT). L'onduleur à source de tension permettant de réaliser une tension alternative de phase et d'amplitude réglables. Ces sources de tension sont placées soit en série pour une compensation série ASC soit en parallèle SVG.
 - SSSC : à placer en parallèle sur le circuit à compenser.
 - STATCOM : à placer en série avec le circuit à compenser.
 - UPFC : combine à la fois la compensation série et la compensation parallèle.

2.2.2 - Liaison HVDC

Ces liaisons à courant continu ont prouvé aussi que par action rapide sur les convertisseurs électroniques, elles pouvaient améliorer le comportement des réseaux en matière de stabilité et d'amortissement des oscillations. Elles constituent, donc, un des moyens d'augmenter la flexibilité des réseaux à courant alternatif et peuvent aussi intervenir dans leur contrôle [34].

Si le transport en courant continu n'est pas généralement adapté aux réseaux actuels, compte tenu des distances précitées, sauf pour des applications particulières (traversées sous-marines), il pourrait, toutefois, dans l'avenir être envisagé en vu de l'extension du réseau et aussi pour résoudre des problèmes particuliers en utilisant, notamment, des liaisons à courant continu [35].

2.3 - CLASSIFICATION DES SYSTÈMES FACTS

Les systèmes FACTS peuvent être classés en 3 catégories :

- Compensateurs parallèles.
- Compensateurs séries.
- Compensateurs hybrides (série-parallèle).

2.3.1 - Compensateurs parallèles

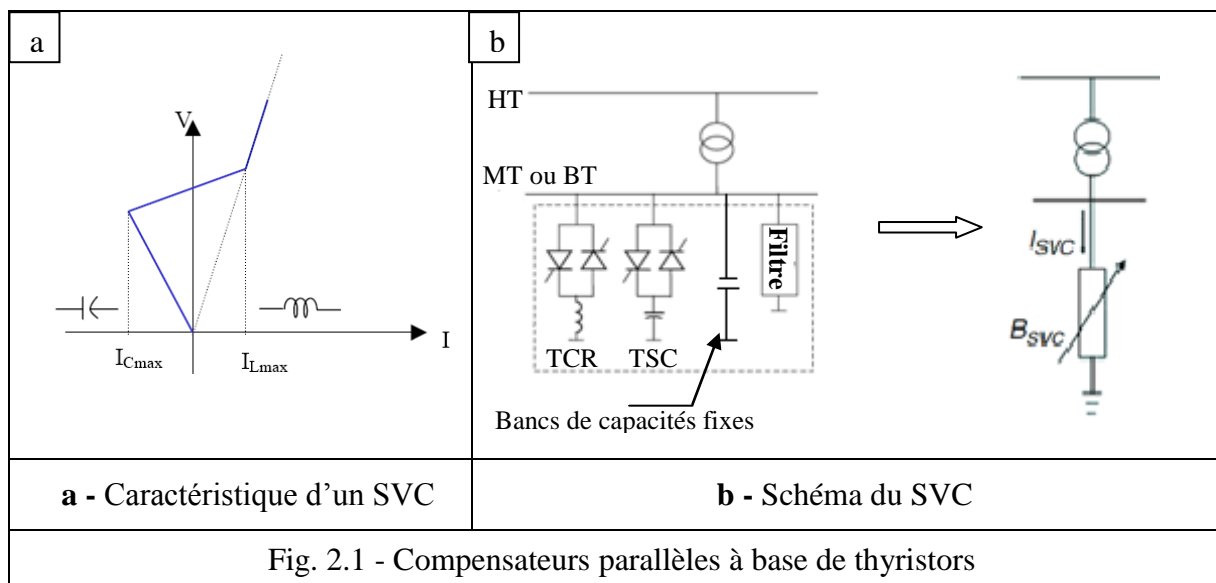
Vers la fin des années 60, plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir

un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués, essentiellement, d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme ou injecte un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

1 - Compensateurs parallèles à base de thyristors

Ce type de compensateurs se présente sous plusieurs formes :

- **TCR** : Le TCR est composé d'une inductance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle figure 2.1b, la valeur de l'inductance est, continuellement, changée par l'amorçage des thyristors.
- **TSC** : Le TSC est composé d'une capacité placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle figure 2.1b, les thyristors fonctionnent en pleine conduction.
- **SVC** : L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur SVC. La caractéristique statique est donnée sur la figure 2.1a présentant 3 zones sont distinctes :
 - Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.
 - Une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.
 - Une zone où le TCR donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés.



En régime permanent la représentation du courant est donnée par :

$$I_{SVC} = jB_{SVC}V_K \quad (2.1)$$

Si on prend la susceptance de transformateur abaisseur en considération

$$B_{SVC} = \frac{B_{\sigma}(B_{C1}+B_{C2}+\dots+B_{Cn}+B_{TCR})}{B_{\sigma}+B_C+B_{TCR}} \quad (2.2)$$

où B_{σ} représente la susceptance de transformateur, B_{TCR} variée de 0 à B_L , avec un angle d'amorçage de 180° à 90° , B_L représente la susceptance inductive et B_C la susceptance capacitive. Ainsi, les expressions pour la susceptance maximale et minimale sont déterminées comme suit [36]:

$$B_{SVC}^{MAX} = \frac{B_{\sigma}(B_{C1}+B_{C2}+\dots+B_{Cn})}{B_{\sigma}+B_{C1}+B_{C2}+\dots+B_{Cn}} \quad (2.3)$$

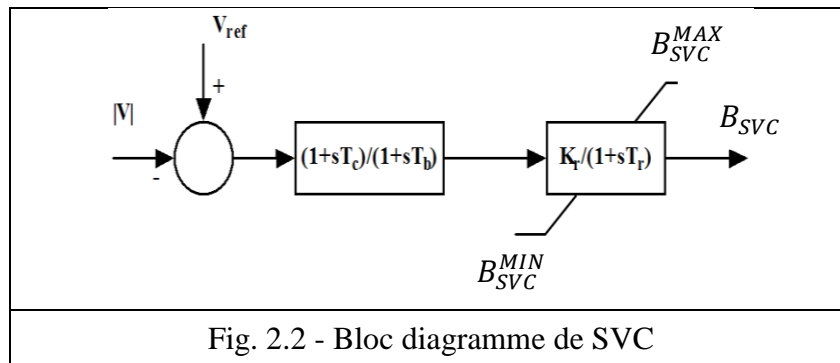
$$B_{SVC}^{MIN} = \frac{B_{\sigma}(B_{C1}+B_{C2}+\dots+B_{Cn}+B_L)}{B_{\sigma}+B_{C1}+B_{C2}+\dots+B_{Cn}+B_L} \quad (2.4)$$

Les seuils de puissance réactive pouvant être échangés vers le système sont définis comme suit :

$$Q_{SVC}^{MAX} = -V_{MAX}^2 B_{SVC}^{MIN} \quad (2.5)$$

$$Q_{SVC}^{MIN} = -V_{MIN}^2 B_{SVC}^{MAX} \quad (2.6)$$

Du point de vue opérationnel, le SVC se comporte comme une réactance shunt variable, qui génère ou absorbe la puissance réactive afin de régler la grandeur de la tension au point de connexion avec le réseau [37].

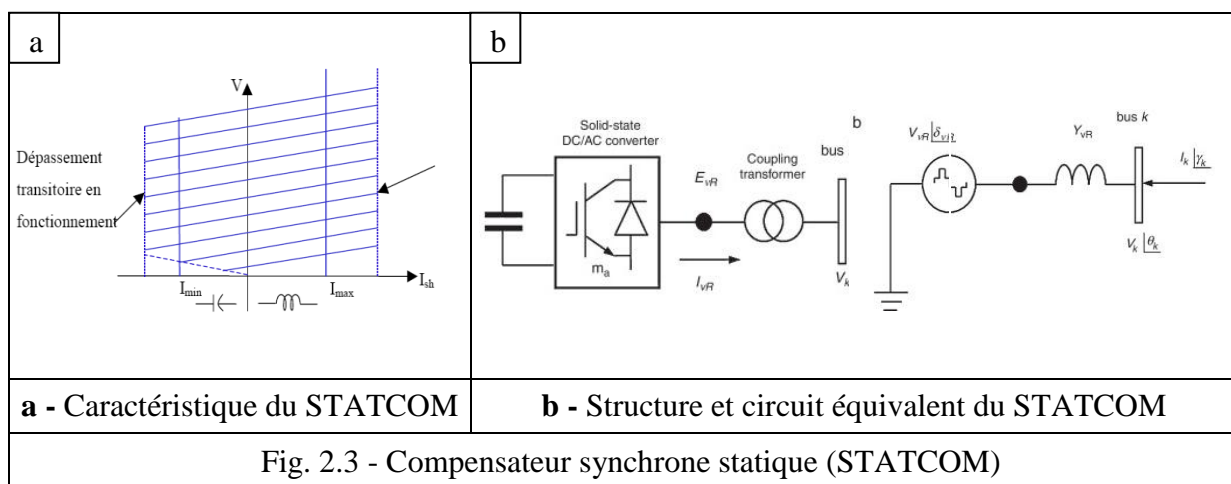


2 - Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

Il s'agit du STATCOM qui a connu jusqu'à présent différentes appellations «ASVC, STATCON, SVG, SVClight et SVCplus». Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70. Mais, ce n'est que vers les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [19].

Le STATCOM est composé d'un convertisseur CC/CA haute puissance, des commutateurs et d'autres dispositifs auxiliaires. Ces éléments sont capables de générer et/ou d'absorber une puissance réactive variable afin de maintenir le contrôle de paramètres spécifiques du JdB. L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure 2.3a. Ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V diminue.

Selon IEEE, le STATCOM est un générateur statique synchrone avec une génération nulle de la puissance active [38]. De manière générale, on peut considérer le STATCOM comme un appareil formé d'un transformateur associé à un VSC ayant en entrée une tension continue et une tension triphasée en sortie. Chaque tension est en phase et couplée au système alternatif correspondant. La tension continue nécessaire au fonctionnement de STATCOM est fournie par un condensateur capable de stocker l'énergie requise. La représentation schématique du STATCOM et de son circuit équivalent est illustrée à la Figure 2.3.



Un modèle plus flexible peut être réalisé par la représentation du STATCOM comme une source de tension variable E_{VR} . La puissance réactive est déterminée principalement par l'amplitude de la tension V_K et la tension de sortie du VSC (V_{VR}). Le modèle de base, pour la représentation de STATCOM, consiste en une source de tension en série ou derrière une impédance $Y_{VR} = G_{VR} + jB_{VR}$, disant que le courant fourni au JdB est :

$$I_{VR} = Y_{VR}E_{VR} - Y_{VR}V_K \quad (2.7)$$

De plus, la puissance réactive est exprimée en :

$$Q_{VR} = V_{VR}^2 B_{VR} - Y_{VR} V_K [G_{VR} \cos(\delta_{VR} - \theta_K) - B_{VR} \sin(\delta_{VR} - \theta_K)] \quad (2.8)$$

Quand $V_{VR} > V_K$, le contrôleur génère une puissance réactive et consomme de la puissance réactive lorsque $V_{VR} < V_K$.

2.3.2 - Compensateurs séries

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.

1 - Compensateurs séries à base de thyristor

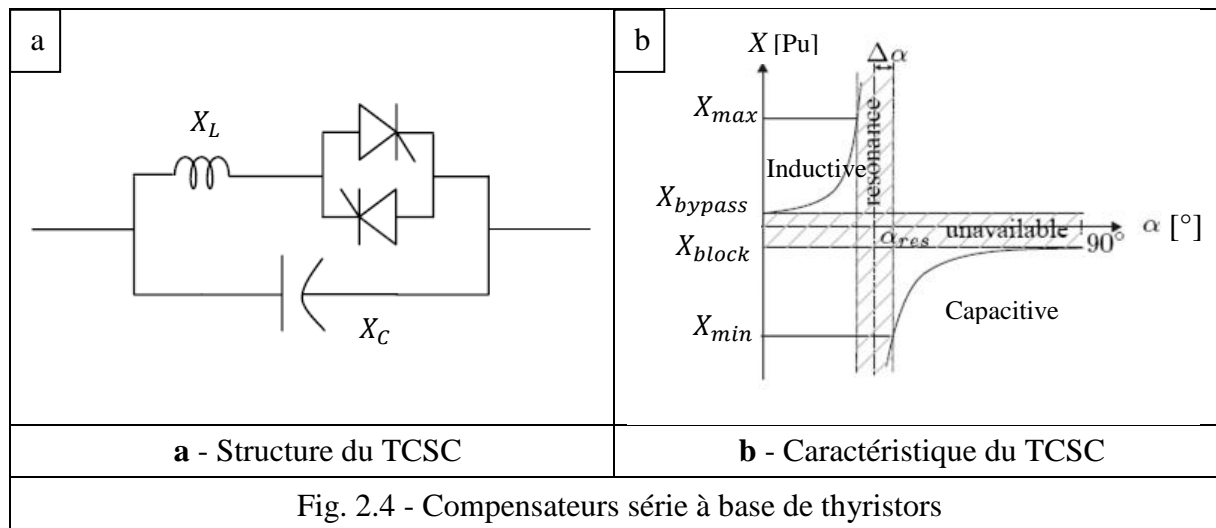
Le plus utilisé est le TCSC, il est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur (Figure 2.4a). Si les thyristors sont bloqués, le TCSC présente une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont passants, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance. L'expression de l'impédance est donnée par l'équation (2.1) où α représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors

$$X(\alpha) = \frac{X_c X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) + X_c} \quad (2.9)$$

$$X_c = -\frac{1}{\omega C} \quad (2.10)$$

$$X_L = \omega L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \quad (2.11)$$

Dans un TCSC il existe, deux techniques principales de contrôles à savoir, un contrôle externe et un contrôle interne [39]. La fonction du contrôle externe est de faire fonctionner le contrôleur pour atteindre les objectifs spécifiés de compensation; Ce contrôle dépend directement des variables système mesurées pour définir la référence du contrôle interne, qui est définie par la valeur de la réactance du contrôleur. La fonction du contrôle interne est de fournir les signaux adéquats de commande de gâchette à la vanne à thyristor afin de générer la réactance de compensation appropriée. Ainsi, le fonctionnement convenable du contrôleur est défini par la commande externe [40], [41].



La caractéristique en état d'équilibre d'un TCSC est le contrôle de sa réactance, mais dans l'état de déséquilibre, on peut inclure dans ce contrôle des fonctions supplémentaires pour améliorer la stabilité, telles que les contrôles d'amortissement [42].

Le modèle de TCSC pour les études de la stabilité est montré dans la figure 2.5, X_m représente la valeur de la réactance qui est déterminée par la boucle de contrôle de stabilité, et X_{eo} représente la réactance ou le point de consigne en régime permanent du TCSC, dont la valeur est fournie par la boucle de régulation en régime permanent. X'_m est la valeur spécifique de la réactance de contrôle externe. Comme la réponse naturelle du contrôle interne du dispositif est caractérisée par l'action retardée, ce signal est soumis à un retard de premier ordre qui donne la réactance capacitive équivalente X_e du TCSC [43]. La boucle de régulation en régime permanent peut avoir une grande constante de temps ou être ajustée manuellement; par conséquent, pour le régime transitoire, on suppose que X_{eo} est constante. La réactance équivalente de TCSC est fonction de l'angle d'amorçage α . Les limites de fonctionnement sont définies par les limites de l'angle d'amorçage α . L'intervalle de la réactance équivalente est $X_{emin} \leq X_e \leq X_{emax}$, avec $X_{emax} = X_e(\alpha_{min})$ et $X_{emin} = X_e(180^\circ) = X_c$, où X_c est la réactance du condensateur TCSC.

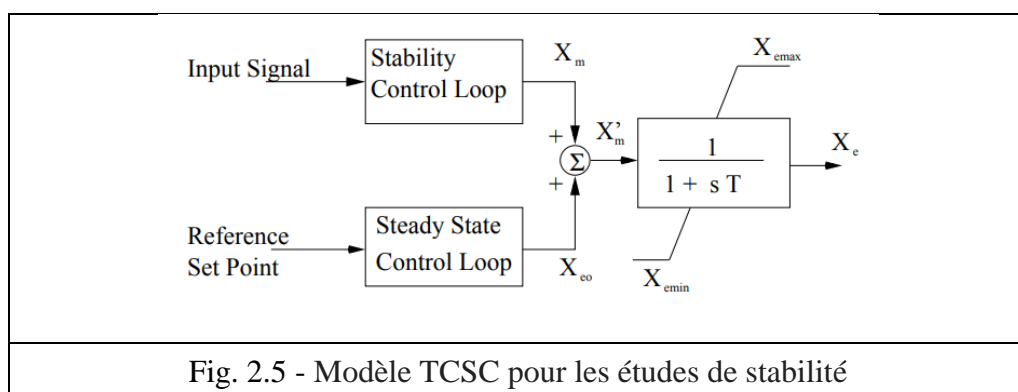
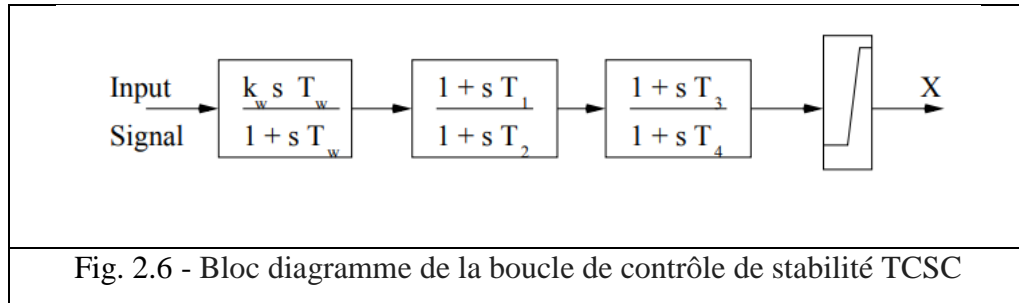


Fig. 2.5 - Modèle TCSC pour les études de stabilité

La figure 2.6 représente le schéma fonctionnel (bloc diagramme) du TCSC utilisé dans les études de la stabilité [44]. Il est composé d'un filtre passe haut, d'un compensateur dynamique et d'un limiteur.

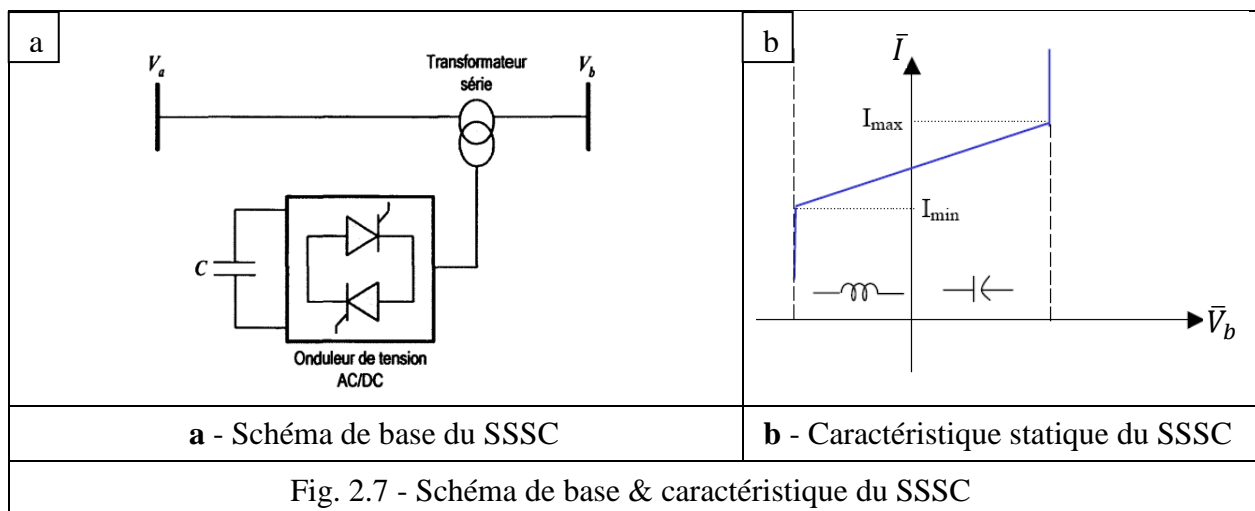


2 - Compensateurs séries à base de GTO thyristors

Il s'agit du SSSC, ce type de compensateur série est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Fig. 2.7a). Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne.

$$\bar{V}_b = -j KX \bar{I} \quad \Rightarrow \quad \bar{I} = \frac{j \bar{V}_b}{KX} \quad (2.12)$$

Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire, physiquement, un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau.

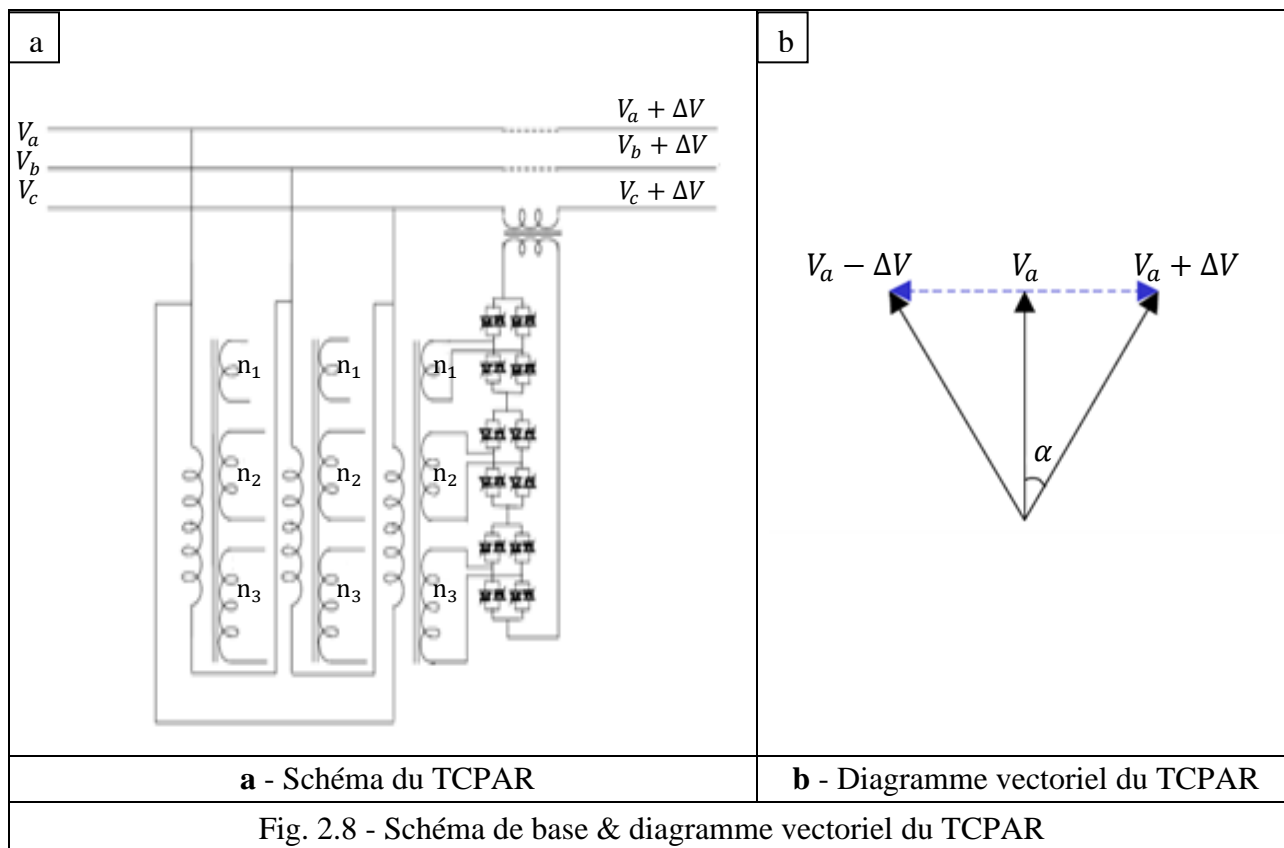


La caractéristique statique d'un SSSC est donnée sur la figure 2.7b. Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment-là échanger de la puissance active avec la ligne électrique. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau. Dans ce cas, la tension V_b n'est pas, obligatoirement, en quadrature avec le courant de ligne.

2.3.3 - Compensateurs hybrides série - parallèle

1 - Compensateurs hybrides à base de thyristors

TCPAR : Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (LTC) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de 2 transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation n_1, n_2, n_3 . Ces 2 transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors (Fig. 2.8a). Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les 3 phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé. Un déphasage α est introduit et l'angle de transport total de la ligne devient $(\delta \pm \alpha)$. Par contre avec ce compensateur, le module de la tension en aval n'est pas égal à celui de la tension en amont. Le diagramme vectoriel d'un tel compensateur est présenté sur la figure 2.8b.



2 - Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors

UPFC, L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les 3 paramètres clés associés au transit, tels que la tension, l'impédance de la ligne et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition du flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

Dans la figure 2.9a, l'onduleur 1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur 2. Il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. L'onduleur 2 injecte la tension V_b et fournit les puissances active et réactive nécessaires à la compensation série.

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement 2 onduleurs de tension triphasée. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ces onduleurs. Ceci permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant, temporairement, l'une des fonctions. Il pourra alterner différentes fonctions. Par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances.

Du point de vue général, L'opération de l'UPFC est basée sur la compensation shunt, la compensation séries et le déphaseur, l'UPFC peut accomplir toutes ces fonctions et répondre de ce fait à des objectifs multiples de commande en ajoutant la tension injectée V_b d'amplitude et de phase appropriés, avec la tension terminale V_0 . Les différentes fonctions d'EP sont expliquées comme suit :

- Contrôle & régulation de la tension au JdB primaire, où $V_b = \Delta V_0$ (Fig. 2.9b).
- Contrôle de la compensation série de la ligne, où $V_b = V_c$ est injecté en quadrature avec le courant de la ligne I_m (Fig. 2.9c).
- Contrôle & régulation de l'angle de phase, où $V_b = V_\sigma$ (Fig. 2.9d).
- Contrôle & régulation multifonctionnelle de l'EP, contrôle simultané : Tension, impédance et angle de phase $V_b = \Delta V_0 + V_c + V_\sigma$ (Fig. 2.9e) [1], [45].

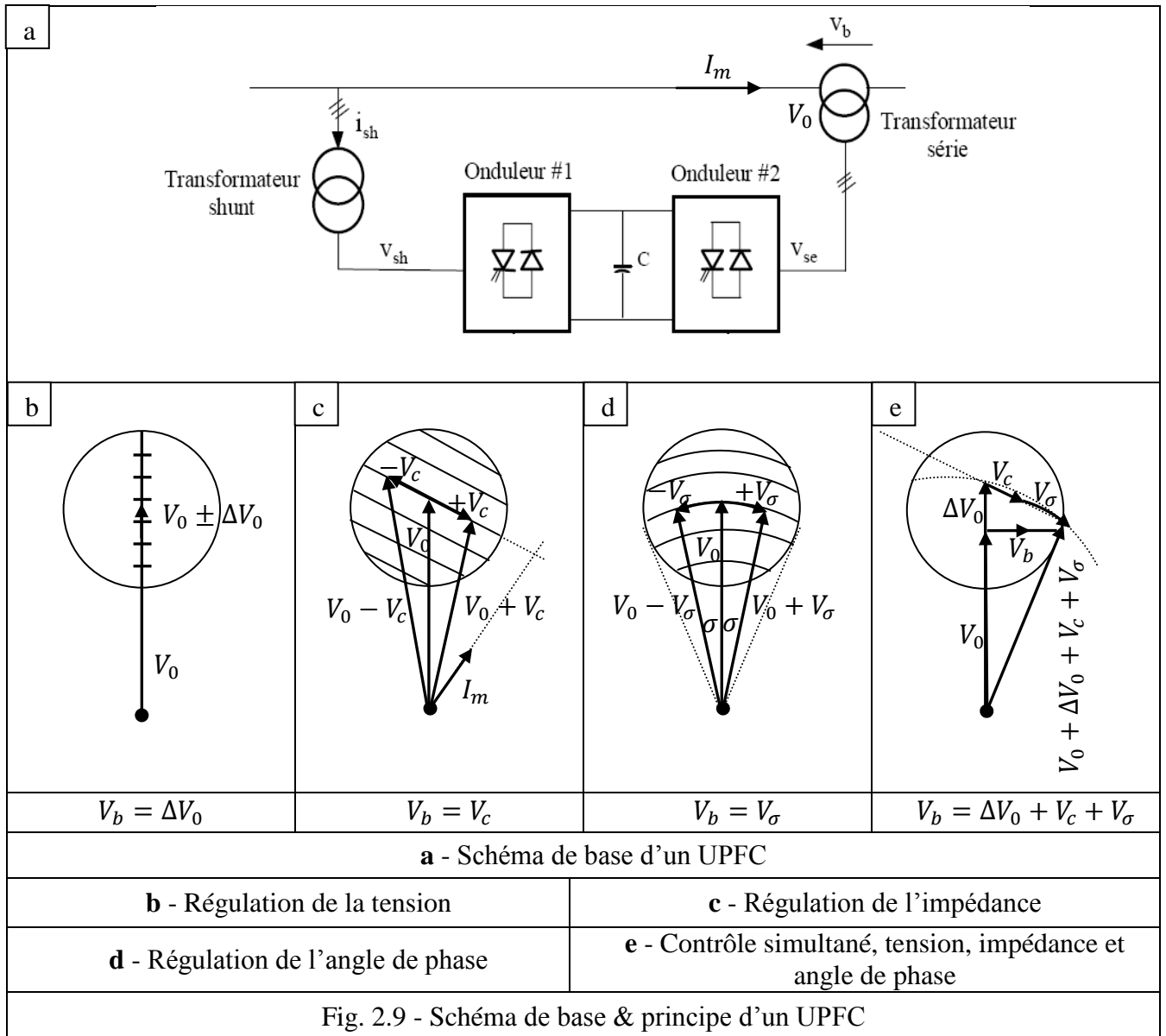


Fig. 2.9 - Schéma de base & principe d'un UPFC

2.4 - LIAISON HVDC

Le transport de l'énergie électrique à courant continu est devenu possible grâce au développement des convertisseurs à haute puissance. L'essor des semi-conducteurs de puissance au début des années 60 a permis le développement rapide des convertisseurs statiques d'énergie électrique. Les convertisseurs statiques sont donc, désormais utilisés pour mettre en forme l'énergie électrique et permettre ainsi, d'adapter les différentes sources d'énergies aux différentes charges [46]. Dans cette partie, nous étalons les principales configurations et leurs applications dans le monde.

2.4.1 - Caractéristiques du transport à CC

Parmi les avantages du transport à CC par rapport au transport à CA :

- La commande de la puissance à CC peut se faire plus rapidement. Par exemple, on peut, en moins d'une seconde, inverser des puissances de plusieurs centaines de mégawatts. La rapidité des systèmes de commande permet aussi de limiter les courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à CA. Enfin, cette réponse rapide permet d'utiliser une ligne à CC pour alimenter et stabiliser un réseau à courant alternatif. L'interconnexion HVDC réseau constitue une barrière contre la propagation du défaut en cascade, à travers un réseau en courant alternatif (la puissance réactive n'est pas transmissible en CC).
- Dans les réseaux CA, on ne peut relier deux réseaux que s'ils fonctionnent à la même fréquence. De plus, l'échange de puissance est imposé par la réactance de la ligne et le déphasage des tensions entre les deux extrémités. Par contre, la fréquence, la réactance et le déphasage n'interviennent pas dans le transport à CC. Seules les résistances de la ligne et la différence des tensions entre les deux extrémités déterminent la puissance transitée [47].
- Les convertisseurs dos à dos, relient deux réseaux à CA par une ligne. Ces convertisseurs permettent un échange de puissance entre les deux réseaux, tout en permettant à chacun de fonctionner à sa propre fréquence et à sa propre tension. Les perturbations apparaissant sur un réseau ne viennent donc pas déstabiliser l'autre.
- Les lignes aériennes à CC peuvent concurrencer les lignes à CA lorsque la distance de transport est supérieure à 800 kilomètres. Ainsi pour les câbles souterrains si la distance est supérieure à 40 kilomètres [33].

Généralement, les lignes HVDC présentent des pertes qui peuvent être limitées à environ 5 % [48].

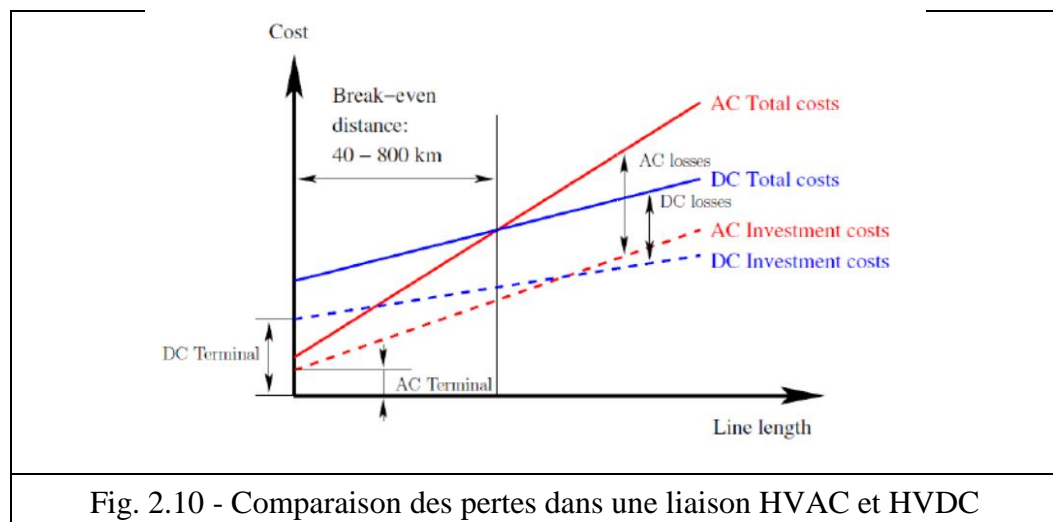
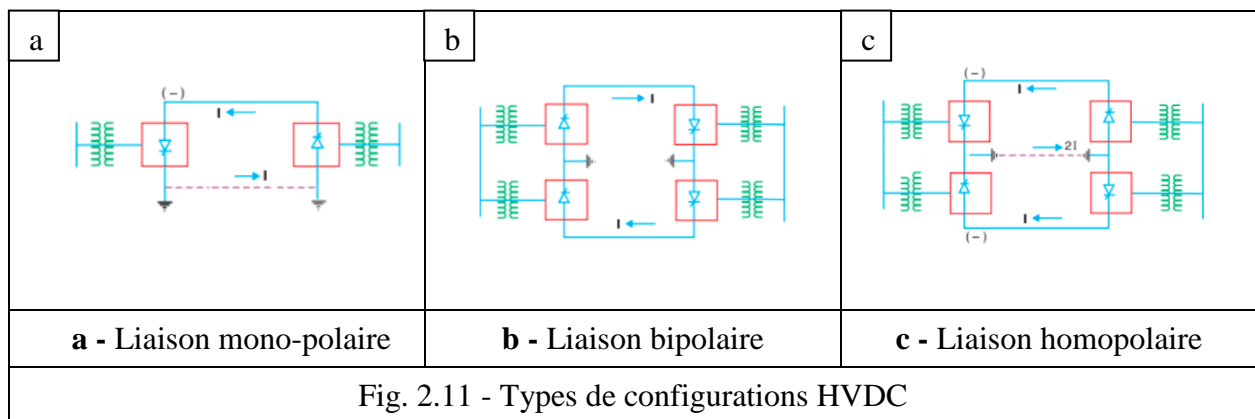


Fig. 2.10 - Comparaison des pertes dans une liaison HVAC et HVDC

2.4.2 - Types de configurations HVDC

- Liaison mono-polaire, ces liaisons, représentées sur la figure 2.11a sont constitués d'un seul conducteur polarisé, et utilisent la terre ou la mer ou bien un câble métallique pour le retour.
- Liaison bipolaire, les liaisons bipolaires sont une combinaison de deux liaisons mono-polaires. En situation normale, les deux stations d'un terminal fonctionnent et le même courant transite dans les deux pôles, figure 2.11b. Il n'y a donc pas de courant vers la terre. Dans le cas d'une défaillance d'un pôle, il est possible de fonctionner en liaison mono-polaire.
- Liaison homopolaire, ce type de liaisons est représenté sur la figure 2.11c, les deux conducteurs ont la même polarité et le retour se fait par la terre ou par un câble métallique.
- Convertisseurs dos à dos, cas particuliers d'interconnexions mono-polaires où il n'y a pas de câble CC et les deux stations de conversion sont situées dans le même bâtiment. Ces liaisons sont utilisées pour transmettre de l'énergie entre deux réseaux CA asynchrones.
- HVDC multi-terminal, multi terminal signifie qu'il y a dans le système trois stations au minimum, interconnectées par un Liaison CC [33], [49]-[51].



2.4.3 - Systèmes de conversion d'énergie

Dans la plus part des systèmes HVDC actuellement opérationnelle, les convertisseurs de puissance utilisés sont les convertisseurs à source de courant (LCC), commutés par les lignes utilisant des thyristors et à source de tension (VSC), utilisant des IGBT [52].

1 - Convertisseurs commutés par les lignes (LCC)

Comme leur nom l'indique, ces convertisseurs dépendent du réseau auquel ils sont connectés pour accomplir leurs tâches qui leurs ont été assignées. Constituent la technologie la

plus ancienne en matière de liaisons HVDC. Les convertisseurs utilisent des composants qui peuvent être rendus passants via une commande, mais dont la coupure dépend du réseau [53]. Ces convertisseurs nécessitent des filtres de grandes dimensions pour réduire les harmoniques et compenser la puissance réactive échangée avec le convertisseur quand l'angle de retard à l'amorçage est assez élevé.

2 - Convertisseurs source de tension (VSC)

Jusqu'ici, la plupart des systèmes HVDC installés dans le monde sont de type LCC (HVDC classique) utilisent des valves à thyristors. Cependant, avec la diminution graduelle des pertes et les coûts de production des IGBTs, les VSC sont devenus plus avantageux pour plusieurs applications [54], [55]. Les VSC permettent:

- Le contrôle indépendant des puissances réactives et actives de chaque convertisseur.
- L'élimination des défauts de commutation due à des perturbations sur le réseau CA.
- De raccorder un réseau alternatif faible ou passif.
- Une réponse dynamique plus rapide en raison des modulations plus élevées, ce qui entraîne l'utilisation des filtres de plus petites tailles, voir même leurs suppressions.

Comme son nom l'indique, une liaison VSC agit comme une source de tension [56]. Ceci implique que la tension sur sa liaison ne change jamais de polarité, et reste fixée à une valeur de référence [57], [58].

2.4.4 - Modélisation des systèmes HVDC

La technique utilisée dans ce travail pour modéliser les systèmes HVDC pour les études de stabilité est la modélisation par injection [59]-[62]. C'est une approche flexible qui peut être utilisée pour modéliser à la fois les liaisons LCC-HVDC et VSC-HVDC [63].

1 - Convertisseurs HVDC

Le convertisseur HVDC est modélisé comme une source de tension avec une amplitude variable V^{conv} et un angle θ^{conv} connectés à un JdB alternatif via une réactance X_{eq}^{conv} , comme indiqué dans figure 2.12. En pratique, cette réactance représente la réactance équivalente entre les bornes du convertisseur et le point de couplage commun et aussi la réactance de fuite du transformateur. En faisant varier V^{conv} et θ^{conv} , il est possible de produire le flux souhaité de puissance active et réactive du système à CC vers le réseau à CA ou inversement.

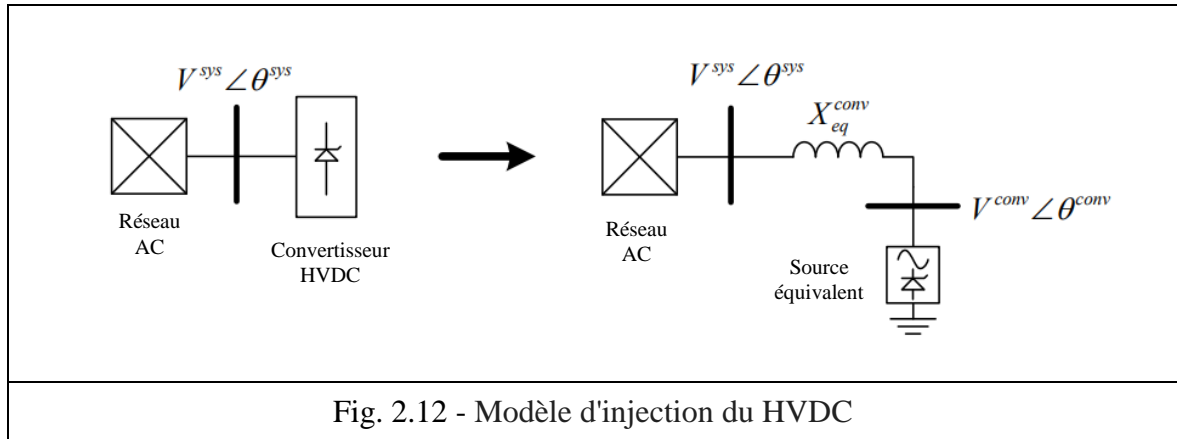


Fig. 2.12 - Modèle d'injection du HVDC

La figure 2.13 représente le schéma équivalent d'une ligne HVDC connectée en parallèle avec une ligne de transmission alternative existante. La tension et l'angle au niveau des JdB sources équivalents peuvent être modifiés pour produire l'injection de puissance de convertisseur souhaitée dans le réseau alternatif. Les injections de puissance active et réactive sont données par les équations (2.13) et (2.14) [64].

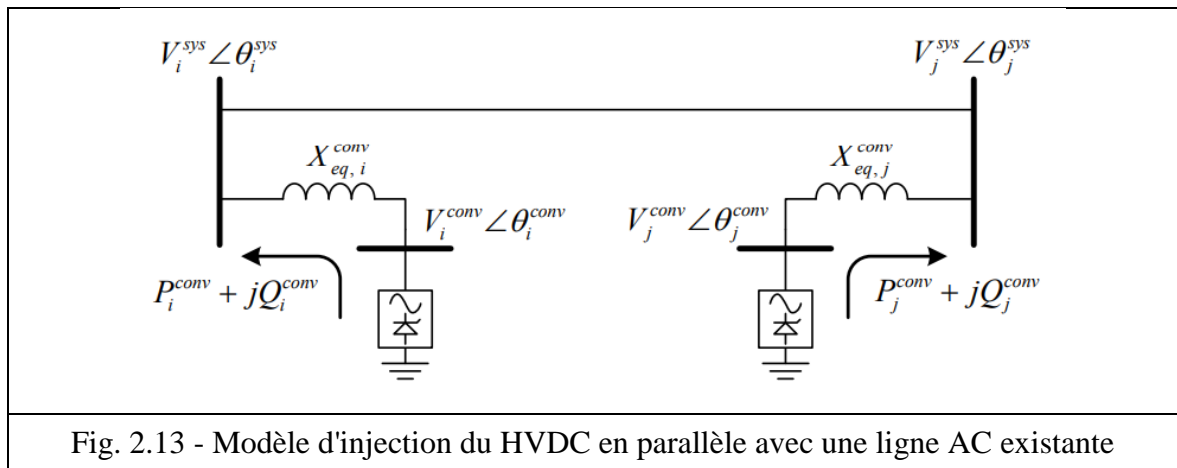


Fig. 2.13 - Modèle d'injection du HVDC en parallèle avec une ligne AC existante

$$P^{conv} = \frac{V^{conv} V^{sys} \sin(\theta^{conv} - \theta^{sys})}{X_{eq}^{conv}} \quad (2.13)$$

$$Q^{conv} = \frac{V^{conv} [V^{conv} - V^{sys} \cos(\theta^{conv} - \theta^{sys})]}{X_{eq}^{conv}} \quad (2.14)$$

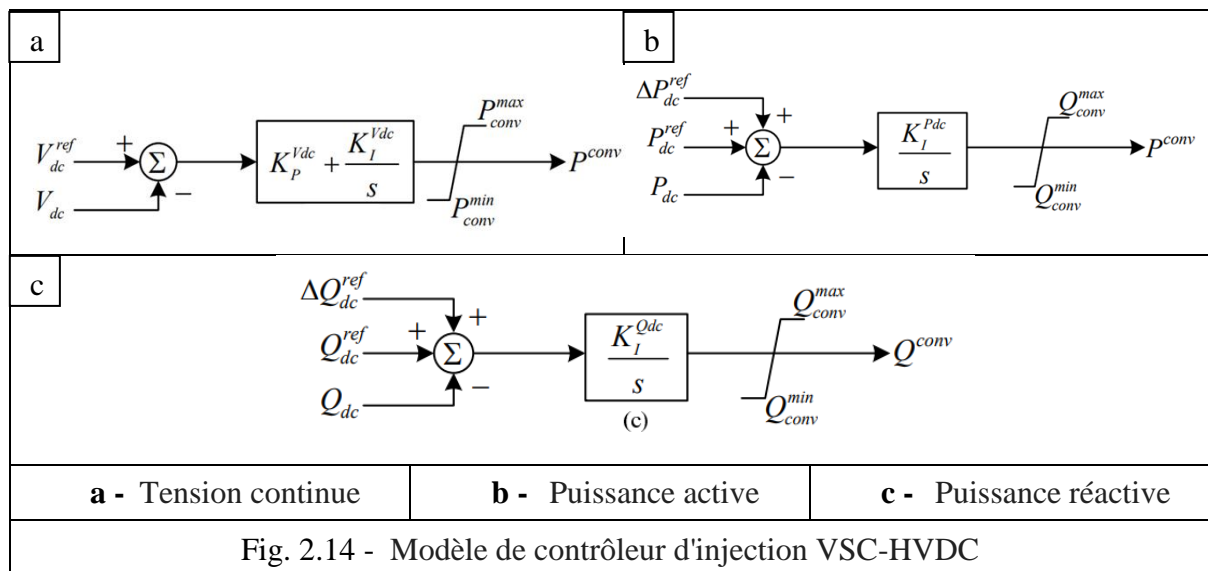
Les commandes de convertisseur et la dynamique de ligne CC peuvent être modélisées à divers degrés de complexité, et le modèle peut être étendu pour être utilisé avec des systèmes HVDC multi-terminaux. Ce modèle d'injection peut être facilement intégré aux modèles de réseau alternatif existants.

2 - Modélisation VSC-HVDC

VSC-HVDC est capable de fournir ou d'absorber une puissance active et réactive. Ceci est obtenu par le contrôle de l'amplitude et l'angle de la tension du JdB du convertisseur. Pour les systèmes de transmission point à point, une solution de commande commune et réaliste est utilisée avec une station de conversion maintenant la tension continue et l'autre régulant le flux de puissance active. Le contrôle de la puissance réactive est indépendant à chaque station de conversion [65].

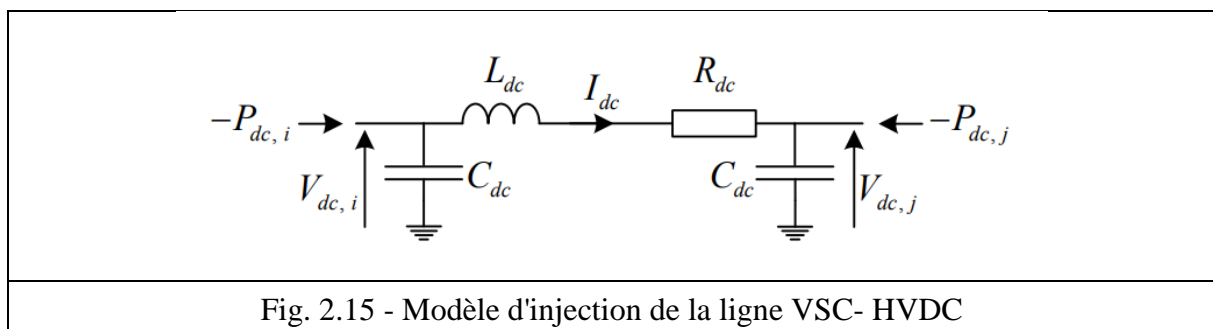
3 - Commandes du convertisseur VSC-HVDC

Les contrôleurs sont des régulateurs PI ou I, comme illustré à la figure 2.14 [66]. Les signaux ΔP_{dc}^{ref} et ΔQ_{dc}^{ref} doivent être utilisés pour la commande de stabilisation auxiliaire [67].



4 - Modélisation de ligne VSC-HVDC

La dynamique des lignes VSC-HVDC est représentée par un simple modèle π , illustré à la figure 2.15. Les tensions et le courant de la ligne continue sont décrits par les équations (2.15) - (2.17).



$$\frac{d}{dt} V_{dc,i} = \frac{1}{C_{dc}} \left(-\frac{P_{dc,i}}{V_{dc,i}} - I_{dc} \right) \quad (2.15)$$

$$\frac{d}{dt} V_{dc,j} = \frac{1}{C_{dc}} \left(-\frac{P_{dc,j}}{V_{dc,j}} + I_{dc} \right) \quad (2.16)$$

$$\frac{d}{dt} I_{dc} = \frac{1}{L_{dc}} \left(-R_{dc} I_{dc} + V_{dc,i} - V_{dc,j} \right) \quad (2.17)$$

Si on considère que la station convertisseur est sans pertes $P^{conv} = P_{dc}$

2.5 - MODÉLISATION & SIMULATION DES DISPOSITIFS FACTS ET LIAISON HVDC

Selon l'application à justifier, les contrôleurs FACTS et les liaisons HVDC sont utilisés, ainsi que leur investissement est évalué en termes d'amélioration des performances du système. Ceci peut être prévu par une simulation appropriée de ces contrôleurs y compris leurs commandes dans une représentation détaillée du réseau, afin d'effectuer des analyses qui prennent en considération leurs impacts.

La simulation des contrôleurs FACTS et liaison HVDC, principalement, faite selon les 2 manières suivantes :

- Calcul détaillé dans un système triphasé : Dans ce cas, tous les éléments d'un contrôleur FACTS ou HVDC (transformateurs, convertisseurs, condensateurs,...) sont représentés y compris leurs non linéarités et leurs capacités parasites. Le but de cette simulation est d'étudier l'état d'équilibre, les conditions transitoires, les efforts des harmoniques dans l'équipement et l'interaction entre les contrôleurs FACTS et le réseau ou HVDC et réseau.
- Les analyses à l'état d'équilibre et de stabilité incluent, l'écoulement de puissance, la stabilité transitoire et les calculs des valeurs propres. Dans ce contexte, l'objectif est d'analyser à l'état d'équilibre et transitoire le comportement et les interactions entre le système et les contrôleurs FACTS ou HVDC à des fréquences bien au dessous de la fréquence standard (0 - 10 [Hz]). Les FACTS sont représentés avec des modèles simplifiés, qui capturent la réponse correcte du contrôleur aux fréquences d'intérêt. Les contrôleurs devraient avoir toutes les fonctions appropriées pour ces types d'analyses. Dans ce cas la représentation du réseau est complète. Elle inclut un grand nombre de générateurs, de lignes et de charges. Parmi les approches les plus utilisées dans la

modélisation des FACTS et HVDC, pour l'analyse des RE, sont les modèles dits d'injections.

2.6 - CONCLUSION

Le problème de la stabilité, après un défaut important, peut devenir un facteur de limitation de puissances transitées dans les lignes de transport d'énergie. Les équipements à base de l'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à ce problème. Grâce aux progrès récents dans la technologie des IGBT/GTO, le temps de réaction des dispositifs FACTS est diminué à quelques millisecondes. L'introduction de ces dispositifs est indispensable pour un bon contrôle des transits de puissance, ce qui permettra l'augmentation de la marge de stabilité transitoire. Plusieurs travaux de recherche ont souligné l'intérêt de l'incorporation des dispositifs FACTS dans les systèmes de puissance.

Les liaisons HVDC font maintenir le synchronisme des activités du réseau en contrôlant l'augmentation ou la réduction rapide de puissance. En phase de défaut, le flux de puissance peut être suffisamment retardé par l'inversion immédiate du transfert pour limiter l'accélération du rotor. De même, cela peut améliorer la stabilité transitoire en obligeant les convertisseurs de fournir un complément d'énergie réactif, et corriger la tension après l'élimination de défaut.

CHAPITRE 3
STABILITÉ
TRANSITOIRE

3 - STABILITÉ TRANSITOIRE

3.1 - INTRODUCTION

L'un des problèmes les plus importants lors de l'étude d'un réseau d'énergie électrique complexe, est celui de sa stabilité. Ceci est dû, ces dernières années, non seulement au développement important des réseaux, mais aussi au type d'étude à mener. Dans notre cas, c'est celui relatif au comportement du réseau face à de faibles ou grandes perturbations qui est abordé. Les variations continues de charges sont un exemple de petites perturbations. Par contre, les défauts comme les courts circuits et la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance sont des exemples de grandes perturbations. Ces dernières sont à l'origine de l'apparition d'une différence importante, entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation). Cet écart en termes de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur ou par des variations de sa vitesse autour de la celle de synchronisme. Après l'élimination de la perturbation, le réseau sera stable si la valeur moyenne des écarts de vitesse est nulle. Dans ce cas, le réseau continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs.

3.2 - MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS D'UN SYSTÈME ÉLECTRO-ÉNERGÉTIQUE

Dans cette partie, on va présenter les principaux composants du système d'alimentation ainsi que leurs modélisations. Le système avant défaut est équilibré, on se basera sur le schéma équivalent monophasé qui est suffisant quand on adopte la condition de symétrie des systèmes électriques à analyser [68].

3.2.1 - Générateurs synchrones

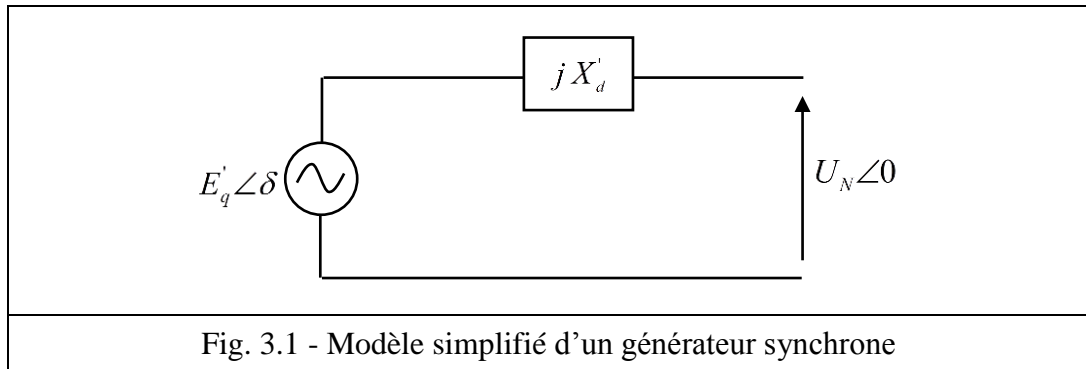
Les générateurs synchrones sont la source primaire d'énergie des réseaux électriques. Ils constituent les plus gros convertisseurs d'énergie au monde. Ils transforment l'énergie mécanique en énergie électrique avec des puissances allant jusqu'à 1500 MW. Pour évaluer la stabilité des réseaux électriques, les générateurs synchrones sont représentés avec plusieurs niveaux de détails. Chaque modèle se caractérise par différents degrés de complexité. Deux modèles de générateurs synchrones différents sont utilisés dans cette thèse,

1 - Modèle de base

Le modèle de base pour la représentation des générateurs synchrones pendant le régime transitoire, consiste en une F.e.m constante derrière une réactance transitoire X'_d (Fig. 3.1), le

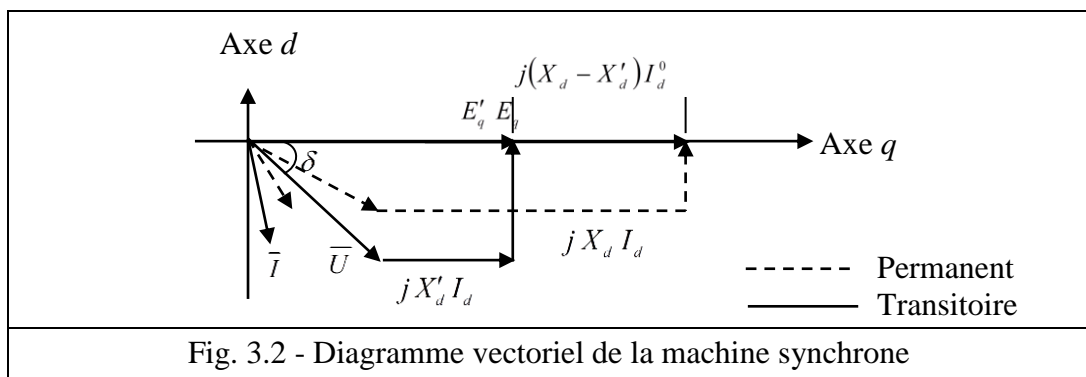
diagramme vectoriel et illustrée sur la figure 3.2. Ce modèle est connu comme la représentation classique ou simplifiée qui néglige un grand nombre de caractéristiques tels que [69], [70] :

- L'action des régulateurs de tension.
- L'impact de la construction physique de la machine sur les réactances transitoires dans l'axe direct et en quadrature.
- Le détail sur la turbine et sur le gouverneur.



Pour l'étude de la stabilité transitoire, on s'intéresse seulement à la puissance active P . La puissance active de la machine synchrone reliée à un JdB de puissance infinie est :

$$P = \frac{E'_q U_N}{X'_d + X_e} \sin \delta + \frac{U_N^2}{2} \left(\frac{1}{X_q + X_d} - \frac{1}{X'_d + X_e} \right) \sin 2\delta \tag{3.1}$$

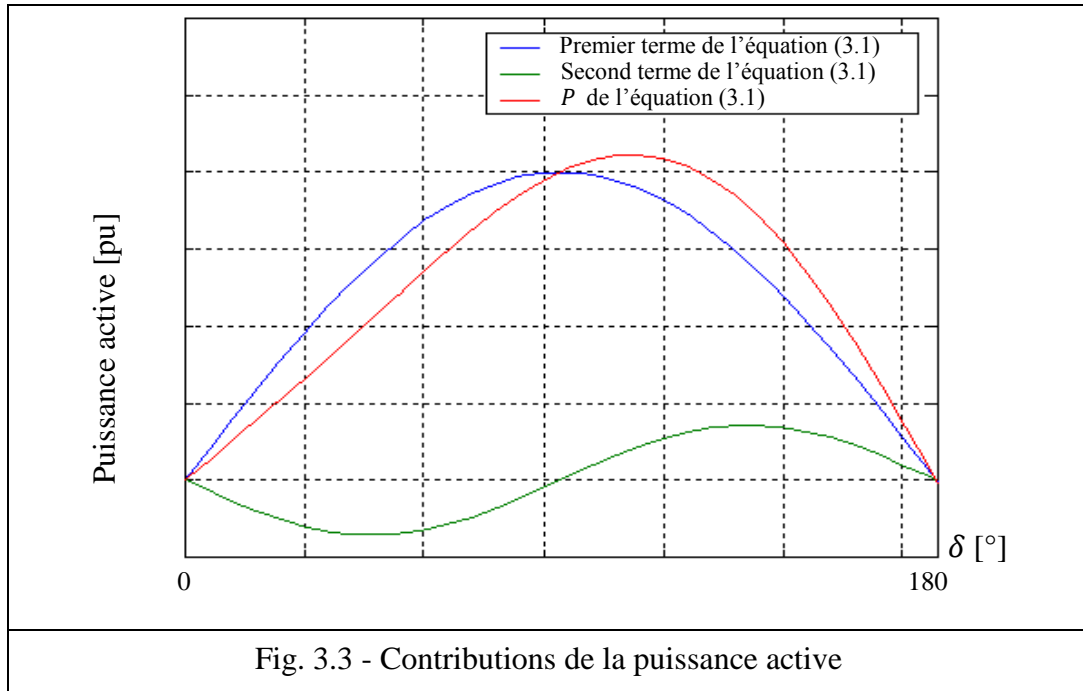


X_e est la réactance totale du réseau extérieur qui inclut le générateur et le transformateur. La tension est prise comme référence telle que : $\bar{U}_N = U_N \angle 0^\circ$. Le JdB de puissance infinie dispose d'une tension constante en amplitude et en phase.

Il est possible de porter quelques simplifications sur l'expression (3.1). La partie droite de cette équation consiste en 2 termes. La figure 3.3 montre le tracé de chaque terme. Le second

terme représente une réluctance négligée. Cette approximation n'a pas un grand effet. Par conséquent, la puissance active peut donc être exprimée par :

$$P \approx \frac{E'_q U_N}{X'_d + X_e} \sin \delta \quad (3.2)$$



2 - Modèle à deux axes

L'équation dynamique du mouvement pour i^{th} générateur est :

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\omega_i}{M_i} [(P_{mi} - P_{ei}) - D(\omega_s - \omega_i)] \quad (3.3)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad \text{ou} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (3.4)$$

$$\frac{dE'_{di}}{dt} = \frac{1}{T'_{qi0}} [-E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi}] \quad (3.5)$$

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = \frac{1}{T'_{di0}} [E_{fdi} - E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di}] \quad (3.6)$$

$$\frac{dE_{fdi}}{dt} = \frac{1}{T_{Ai}} [-E_{fdi} + K_{Ai}(V_{ref} - V_i)] \quad (3.7)$$

Les équations algébriques décrivant les tensions statoriques dans les axes d et q sont données en (3.8) et (3.9), la tension statorique et la puissance électrique étant respectivement définies en (3.10) et (3.11) [71], [72].

$$U_d = E'_d + X'_q I_q \quad (3.8)$$

$$U_q = E'_q - X'_d I_d \quad (3.9)$$

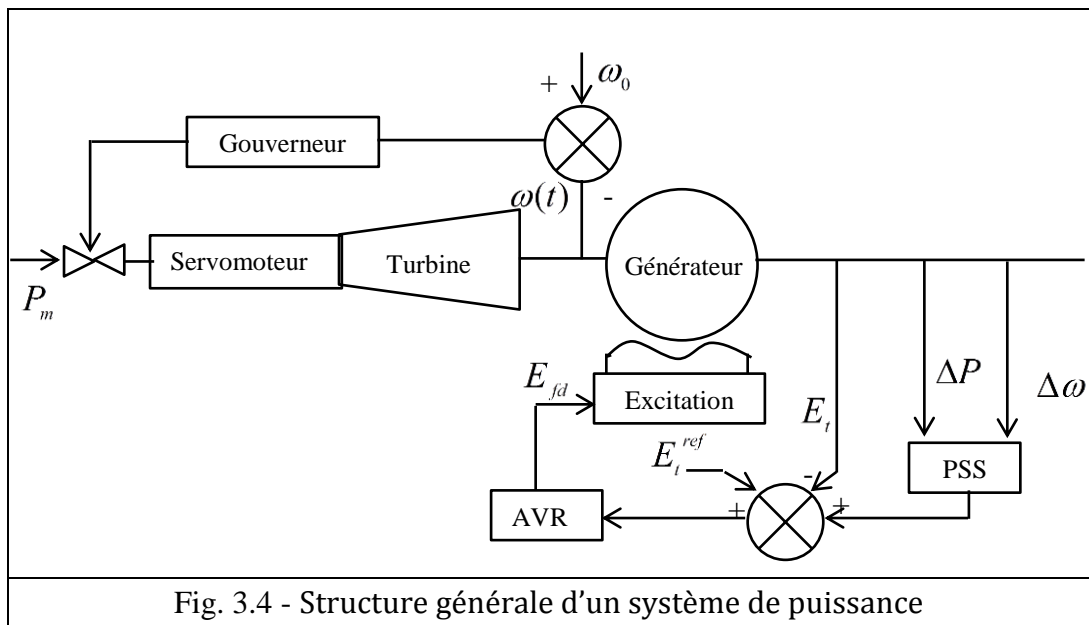
$$E_t = \sqrt{E'_d{}^2 + E'_q{}^2} \quad (3.10)$$

$$P_e = E_d I_d + E_q I_q \quad (3.11)$$

3.2.2 - Systèmes d'excitation des générateurs

Tout d'abord, un générateur doit fournir une tension constante. Pour cela, les générateurs à électro aimant sont toujours équipé d'un système d'excitation, son rôle est de régler la tension de sortie ou la puissance réactive de la machine synchrone. La fonction de base de l'excitation est alors de produire un courant continu à l'enroulement rotorique pour créer un champ tournant [1]. En outre, en contrôlant la tension E_{fd} , donc le courant, le système d'excitation peut contribuer à maintenir la stabilité du système d'alimentation.

Cette commande est fournie par l'AVR, qui agit sur le courant d'excitation pour régler le champ magnétique et donc, la tension de sortie aux valeurs de référence E_t^{ref} , et d'assurer la stabilité [73]. Un stabilisateur de puissance peut également être inclus afin de réduire les variations de vitesse du rotor suite à des perturbations. La relation fonctionnelle entre le générateur synchrone, système d'excitation et le PSS, sont illustrés à la Figure 3.4 [74].



Il existe plusieurs types de systèmes d'excitation qui ont tous le même objectif. Nous considérons ici celui de la Figure 3.5 [75].

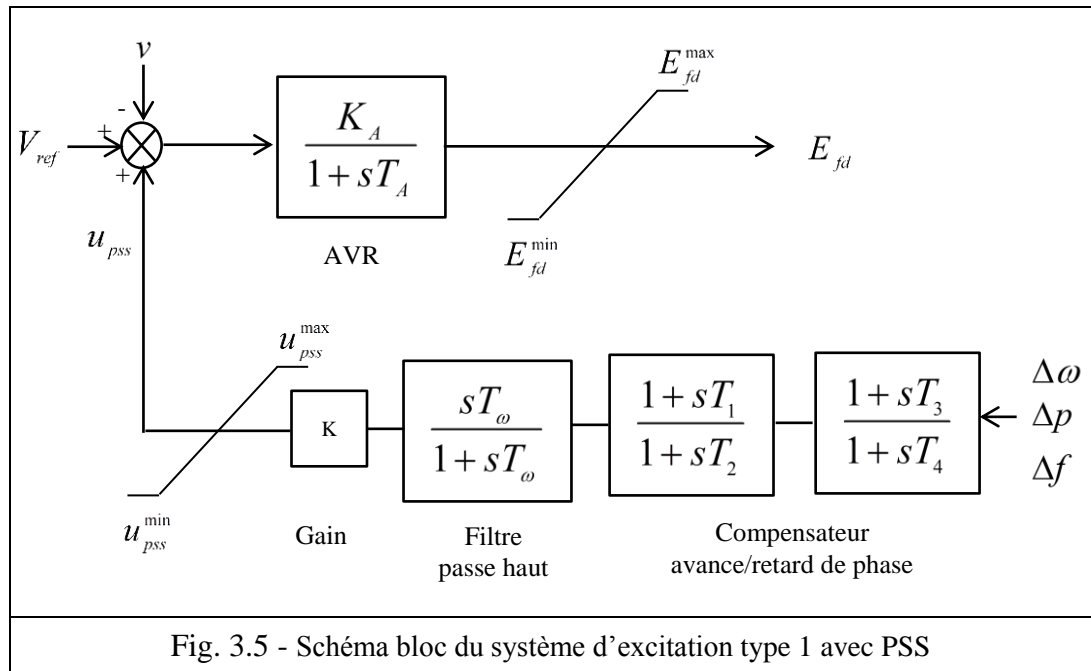


Fig. 3.5 - Schéma bloc du système d'excitation type 1 avec PSS

L'AVR a une influence directe sur la puissance électrique développée par la machine. Au niveau des groupes de production, un régulateur primaire de tension agit sur la tension d'excitation commandant le courant rotor de la machine de façon à asservir la tension stator à une valeur de consigne fixée à priori. Dans le cas de forte perturbation, l'AVR peut améliorer la stabilité transitoire. Juste après l'apparition d'un défaut et avant son élimination, l'AVR peut empêcher la perte du synchronisme. Ceci peut être expliqué comme suit : Lors d'un défaut, la tension à la sortie du générateur diminue. Une erreur de la régulation ΔV force, donc, l'AVR à augmenter le courant d'excitation du générateur. Cependant, le courant d'excitation ne peut pas changer, immédiatement, à cause des constantes de temps du régulateur, de l'excitation et du gain du régulateur. L'effet du régulateur, présenté sur la figure 3.6, est d'augmenter le courant d'excitation du générateur. Cette augmentation du courant d'excitation et par conséquent de la tension E' , a 2 effets positifs :

- Lorsque E' augmente, la puissance d'accélération et l'aire d'accélération A_1 diminuent.
- À l'instant de l'élimination du défaut, la caractéristique $P = f(\delta)$ s'accroît. Par conséquent, la puissance de décélération et aussi l'aire de décélération A_2 augmentent [19].

Le régulateur peut être doté d'une boucle supplémentaire correspondant à un stabilisateur PSS, circuit dont le rôle est d'ajouter au signal de l'erreur $V_{ref} - v$, une composante supplémentaire transitoire u_{pss} dans le but d'améliorer le fonctionnement transitoire du système électrique. Plus précisément, cette composante nulle en régime établi, améliore l'amortissement des oscillations électromécaniques liées aux rotors des machines suite à une perturbation [76]. Généralement les

grandeurs utilisées à l'entrée d'un stabilisateur de puissance sont générées par la vitesse de rotation de l'arbre, la fréquence et la puissance [77].

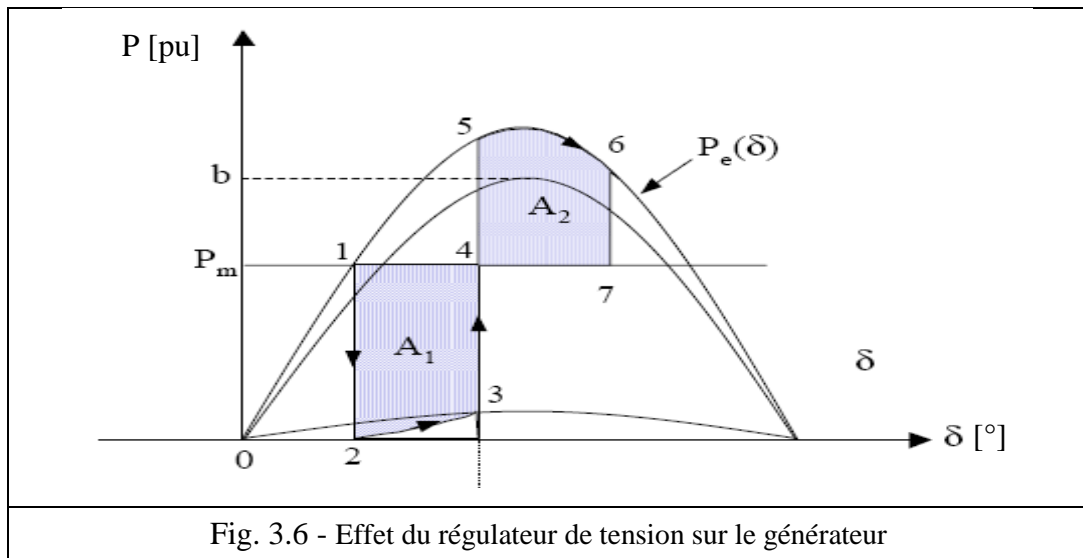


Fig. 3.6 - Effet du régulateur de tension sur le générateur

3.2.3 - Turbine et gouverneur

Un système de force motrice, se compose de la source d'énergie primaire P_m , turbine (équipé d'un servomoteur) et du gouverneur (régulateur de fréquence) [78].

La turbine transforme l'énergie potentielle en énergie mécanique et l'alternateur en électrique. La vitesse de l'arbre de la turbine est comparée à la vitesse de référence. Le régulateur de fréquence (vitesse) agit ensuite sur le servomoteur pour ouvrir et fermer les vannes de contrôle et modifier par conséquent la vitesse du générateur. Ainsi, le rôle de la turbine est d'entraîner le rotor du générateur à la vitesse synchrone correspondant à la fréquence du système de puissance. Les turbines à vapeur utilisées dans les centrales thermiques (charbon, gaz, pétrole, nucléaire) sont constituées d'un certain nombre de roues, successivement fixes et mobiles, portant des ailettes le long desquelles la vapeur se déplace. Au fur et à mesure que la vapeur progresse axialement dans la turbine, sa pression diminue et la taille des ailettes augmente. Ces différentes roues sont généralement groupées en plusieurs étages, particulièrement dans les centrales de grande puissance. La division de la turbine en étages permet de resurchauffer la vapeur entre les étages en assurant, par conséquent, un meilleur rendement au cycle thermique [78].

Le gouverneur forme une boucle de retour qui surveille la vitesse du rotor à chaque instant. Ces gouverneurs doivent changer l'admission de fluide (vapeur, gaz ou eau) dans les turbines de manière à ramener les vitesses et donc la fréquence du réseau, autour de leurs valeurs nominales.

Dans l'analyse de la stabilité transitoire ou dynamique, la réponse temporelle du système de la force motrice à une perturbation est considérée comme plus lente que la plage d'étude de la stabilité concernée (typiquement entre 10 et 20 secondes). Pour une analyse de stabilité transitoire, le modèle du système de la force motrice peut être supprimé en considérant que la P_m reste constante.

Dans quelques cas, le modèle peut être employé pour calculer les fréquences naturelles de torsion du système de rotor. Il peut être également employé dans la simulation dynamique du système de puissance pour obtenir des informations sur les couples de rotor se produisant lors d'un défaut [79]. Le modèle de l'ensemble turbine à vapeur/gouverneur utilisé en simulation dynamique du modèle non-linéaire est représenté par la figure 3.7 [80].

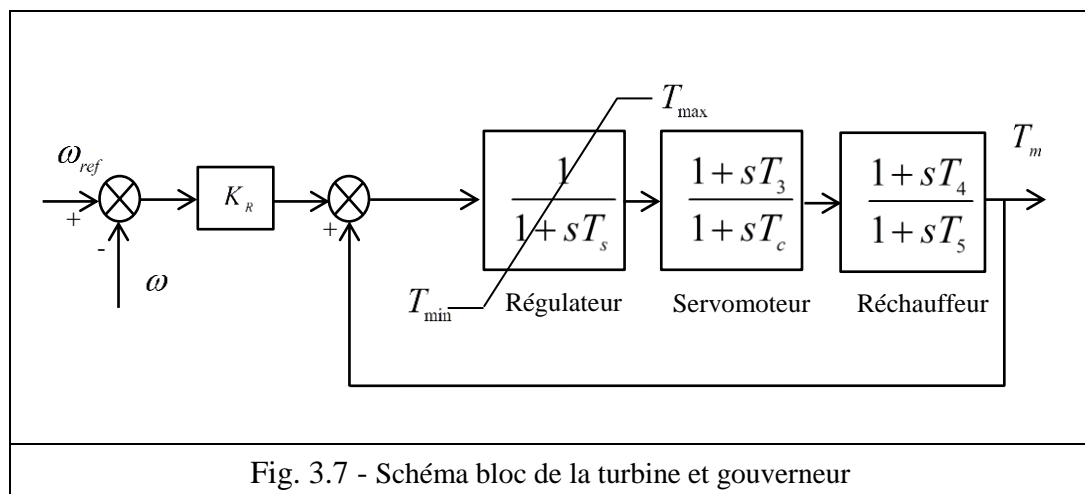


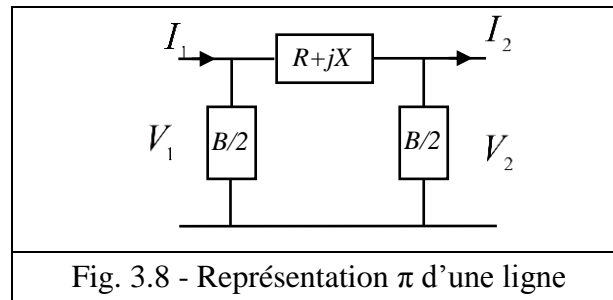
Fig. 3.7 - Schéma bloc de la turbine et gouverneur

3.2.4 - Réseau de transport

Les éléments principaux du réseau de transport sont les câbles souterrains, lignes aériennes, transformateurs et les JdB. Des éléments auxiliaires peuvent être trouvés comme les systèmes de compensation et de protection..., [81].

1 - Lignes aériennes

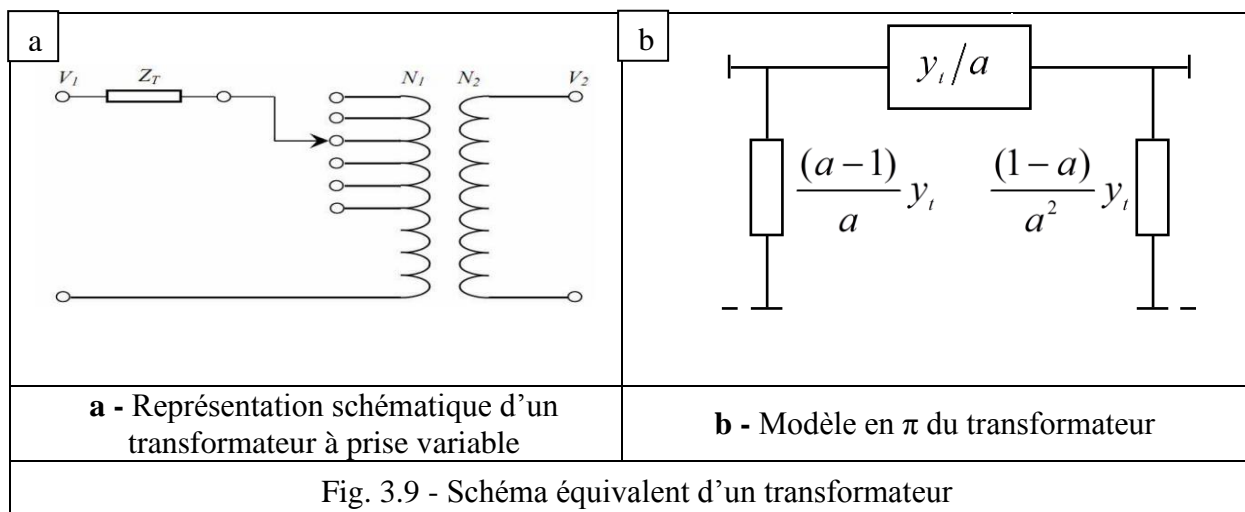
Les modèles des lignes de transmission utilisés dans l'analyse dynamique des réseaux électriques sont habituellement classés en trois groupes, en fonction des longueurs des lignes, (longues $l > 300$ [km], moyennes $100 < l \leq 300$ [km], courtes $l \leq 100$ [km]) [82]. La structure la plus employée pour les études de la stabilité est le schéma équivalent en π , figure 3.8, nous modélisons les lignes longues par une succession de cellules élémentaires de type π (longueur de chaque partie de ligne entre 100 [km] et 300 [km]).



2 - Transformateurs

Pour modifier les tensions de JdB, on peut utiliser des transformateurs à prise variable qui permet de modifier le rapport de transformation. Le changement de prise peut être effectué manuellement ou automatiquement grâce à des dispositifs dits « régulateurs en charge ».

La figure 3.9a montre le schéma équivalent du transformateur idéal. L'impédance Z_T correspond à l'impédance équivalente totale vue du primaire et a est le rapport de transformation [83].



3.2.5 - Charges

Nous pouvons classer les charges en 2 familles : Linéaires et non linéaires. Chacune d'elles peut être statiques (lampes, four à arc ..., redresseurs, convertisseurs ...) ou dynamiques (moteurs & associations convertisseurs - moteurs).

Pour les études de la stabilité transitoire, les charges sont, habituellement, modélisées avec les modèles statiques qui est décrit par l'équation (3,12). Les charges sont représentées par 3 types de modèle en termes de caractéristiques de leur tension statique [84], [85] :

- Modèle à puissance constante.
- Modèle à courant constant.
- Modèle à impédance (admittance) constante.

$$P_L = P_{L0} \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha$$

$$Q_L = Q_{L0} \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta$$
(3.12)

P_{L0} et Q_{L0} sont, respectivement, les puissances actives et réactive correspondantes à la tension nominale V_0 . α et β sont des coefficients compris entre 0 et 3 selon la nature de la charge et de leurs caractéristiques et V est la tension de fonctionnement. Le cas $\alpha = \beta = 3$ signifie que la composante active et réactive de la charge statique est simulée par une caractéristique à puissances constantes. Les cas $\alpha = \beta = 1$ et $\alpha = \beta = 2$ signifient, respectivement, que les puissances active et réactive de la charge statique sont représentées, respectivement, par une caractéristique à courant constant et à admittance constante. Dans notre cas, on a choisi le modèle d'admittance constante, on le calcule après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissance, par l'équation :

$$Y_L = \frac{P_L - jQ_L}{V_L^2}$$
(3.13)

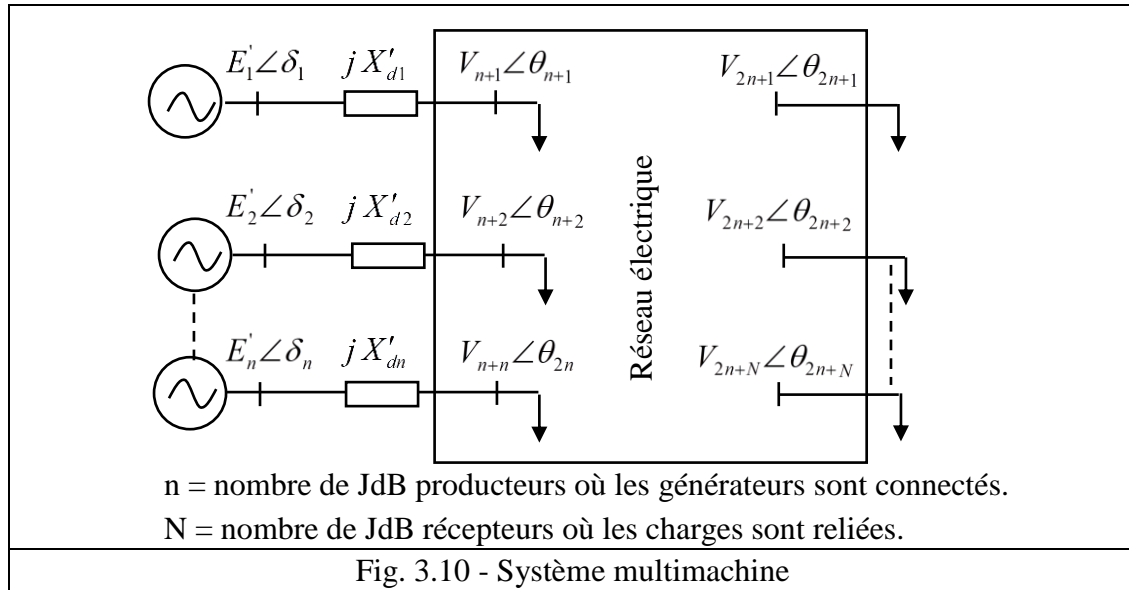
3.3 - MODÉLISATION D'UN SYSTÈME ÉLECTRO-ÉNERGÉTIQUE

Les réseaux d'énergie électrique comprennent plusieurs JdB. Mais, les JdB où sont raccordées les génératrices sont au nombre limité. Les génératrices ne sont pas toutes de la même puissance, pour l'ensemble du réseau. Cependant, dans une centrale donnée, elles sont ordinairement de même capacité. Si les génératrices d'une centrale sont de même capacité et qu'elles sont raccordées en parallèle, on peut, comme première analyse, supposer qu'elles sont équivalentes à une très grosse génératrice et qu'elles oscilleront conjointement (ensemble) [86]. Considérons une centrale avec 2 générateurs reliés au même JdB, l'équation dynamique en [pu] est :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega}{M} (P_m - P_e) \quad \text{avec} \quad M = (M_1 + M_2) ; P_m = (P_{m1} + P_{m2}) \ \& \ P_e = (P_{e1} + P_{e2})$$
(3.14)

L'équation (3.14) est simple. Elle peut, donc, être résolue [87].

Dans le cas d'un système à plusieurs centrales et spécialement dans un réseau très maillé, certaines machines accélèrent plus que d'autres pendant une perturbation. Comment traiter un tel problème ? La figure 3.10 montre la structure d'un système mulimachine.



Si la procédure illustrée dans les pages précédentes est bien comprise, nous pourrions solutionner ce genre de problème, selon les étapes suivantes et l'organigramme de la figure (3.11) :

- Convertir toutes les données à une base commune.
- Faire entrer toutes les données du réseau.
- Calculer l'EP par l'utilisation de la matrice d'admittance nodale \bar{Y}_{JdB} et la méthode de Newton - Raphson, pour obtenir les différentes tensions et les différentes puissances générées & demandées.
- Calculer les impédances ou les admittances équivalentes des charges, par l'utilisation de l'équation (3.13), ensuite, les ajouter comme des éléments shunts à la matrice \bar{Y}_{JdB} .
- Calculer les tensions de tous les générateurs.
- Déterminer la matrice d'admittance nodale \bar{Y}_{red} pour le réseau réduit.
- Éliminer les nœuds qui ne sont pas des points d'injection ou de retrait d'énergie. S'il n'y a aucun courant injecté dans les JdB du réseau, le système peut être réduit comme suit :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_G \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_A & \bar{Y}_B \\ \bar{Y}_C & \bar{Y}_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{E}_G \\ \bar{V}_L \end{bmatrix} \Rightarrow \bar{I}_G = (\bar{Y}_A - \bar{Y}_B \bar{Y}_D^{-1} \bar{Y}_C) \bar{E}_G = \bar{Y}_{red} \bar{E}_G \quad (3.15)$$

- Choisir un défaut à analyser et recalculer les tensions transitoires E_t .
- Recalculer la matrice d'admittance nodale \bar{Y}_{red} , pendant le défaut.
- On peut également écrire la relation (3.15) en fonction des tensions transitoires des machines :

$$\bar{I}_t = \bar{Y}_{red} \bar{E}_t \quad (3.16)$$

D'autre part,
$$\widehat{I}_i = \bar{I}_i e^{j\delta_i} \text{ et } \widehat{E}_n = \bar{E}_n e^{j\delta_i} \text{ ou } i = 1, \dots, n \quad (3.17)$$

En utilisant la même approche pour tous les paramètres du réseau, nous aurons :

$$[\widehat{I}] = [e^{j\delta}] [\bar{I}] \text{ et } [\widehat{E}_t] = [e^{j\delta}] [\bar{E}_t] \quad (3.18)$$

En appliquant les équations (3.16) et (3.18) on peut écrire

$$[\widehat{I}] = [e^{j\delta}] [\bar{Y}_{red}] [e^{-j\delta}] [\bar{E}_t] \quad (3.19)$$

Nous obtenons les expressions du courant suivant l'axe direct et quadrature :

$$I_{di} = G_n E'_{di} + \sum_{i \neq k, k=1}^n (G_k \cos \delta_k + B_k \sin \delta_k) E'_{dk} - B_n E'_{qi} - \sum_{i \neq k, k=1}^n (B_k \cos \delta_k - G_k \sin \delta_k) E'_{qk} \quad (3.20)$$

$$I_{qi} = B_n E'_{di} + \sum_{i \neq k, k=1}^n (B_k \cos \delta_k - G_k \sin \delta_k) E'_{dk} + G_n E'_{qi} + \sum_{i \neq k, k=1}^n (G_k \cos \delta_k + B_k \sin \delta_k) E'_{qk} \quad (3.21)$$

- Calculer la puissance injectée par la machine i , par l'utilisation de l'équation (3.11).
- Écrire les équations dynamiques de tous les générateurs d'après les équations (3.3) et (3.4). Les équations présentent l'état de n équations différentielles non linéaires couplées.

On peut l'écrire sous la forme :

$$X = f(X, X_0, t) \quad (3.22)$$

tel que X est un vecteur qui contient ($4n \times 1$) grandeurs données par :

$$X' = [\omega_1 \quad \delta_1 \quad E'_{q1} \quad E'_{d1} \quad \omega_2 \quad \delta_2 \quad E'_{q2} \quad E'_{d2} \quad \dots \quad \omega_n \quad \delta_n \quad E'_{qn} \quad E'_{dn}] \quad (3.23)$$

- Par une méthode itérative, résoudre ces équations en assumant un temps d'élimination de défaut et changer ce temps jusqu'à ce que la stabilité soit atteinte selon l'organigramme de la figure (3.12) [1], [69], [74].

3.4 - CHOIX & JUSTIFICATION D'UN DÉFAUT POUR NOTRE APPLICATION

Dans le cas d'un défaut shunt, la puissance électrique injectée par le générateur pendant le défaut ne sera pas nulle. Cette puissance augmente de zéro, pour un défaut triphasé, à sa valeur maximale pour un défaut monophasé (Fig. 3.13). Il est évident que le cas le plus défavorable, est le défaut triphasé car la puissance du générateur sera nulle. De ce fait, si le générateur garde sa stabilité après un défaut triphasé, il sera toujours stable pour tout autre défaut. Pour cela, nous allons considérer ce type de défaut dans notre étude.

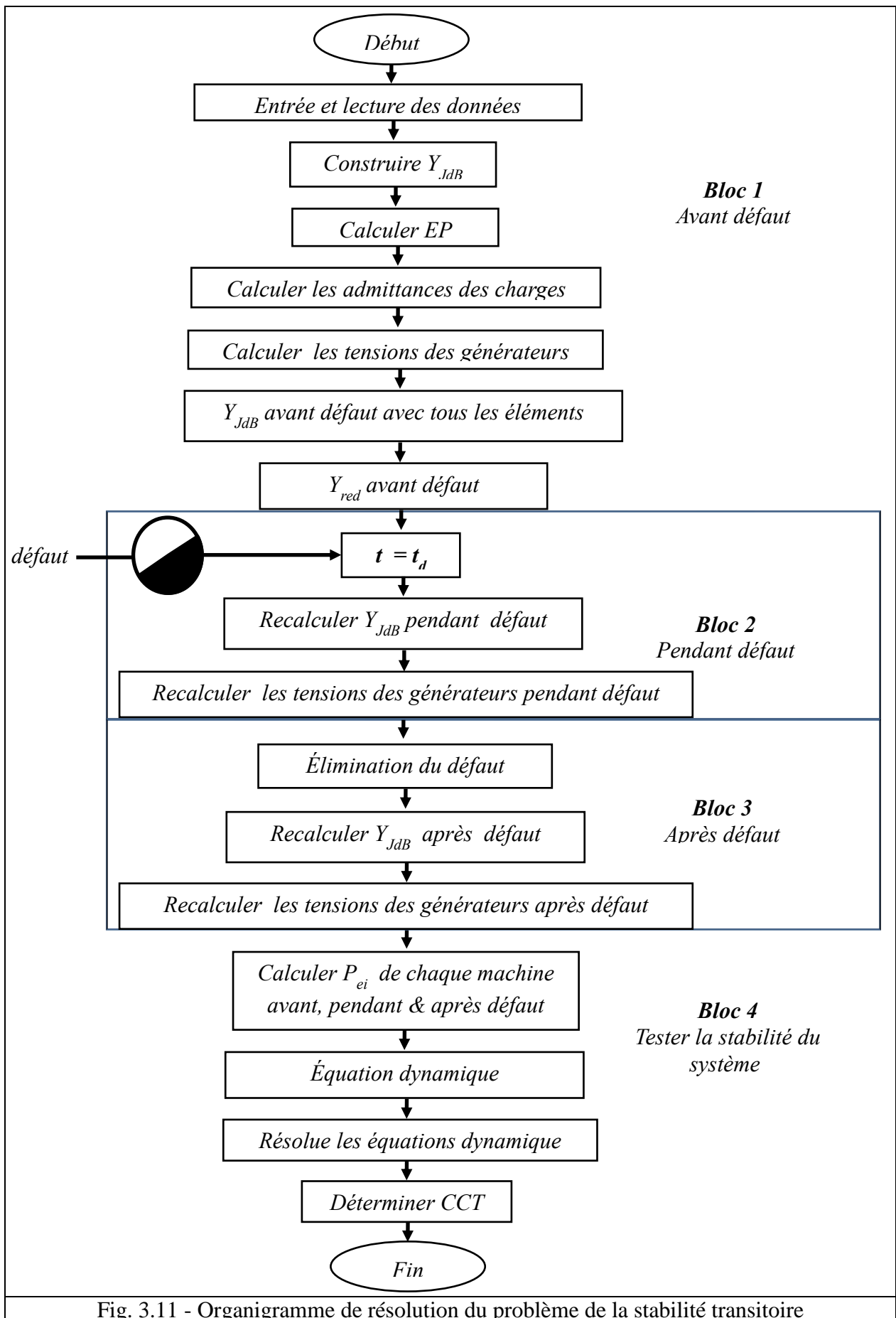


Fig. 3.11 - Organigramme de résolution du problème de la stabilité transitoire

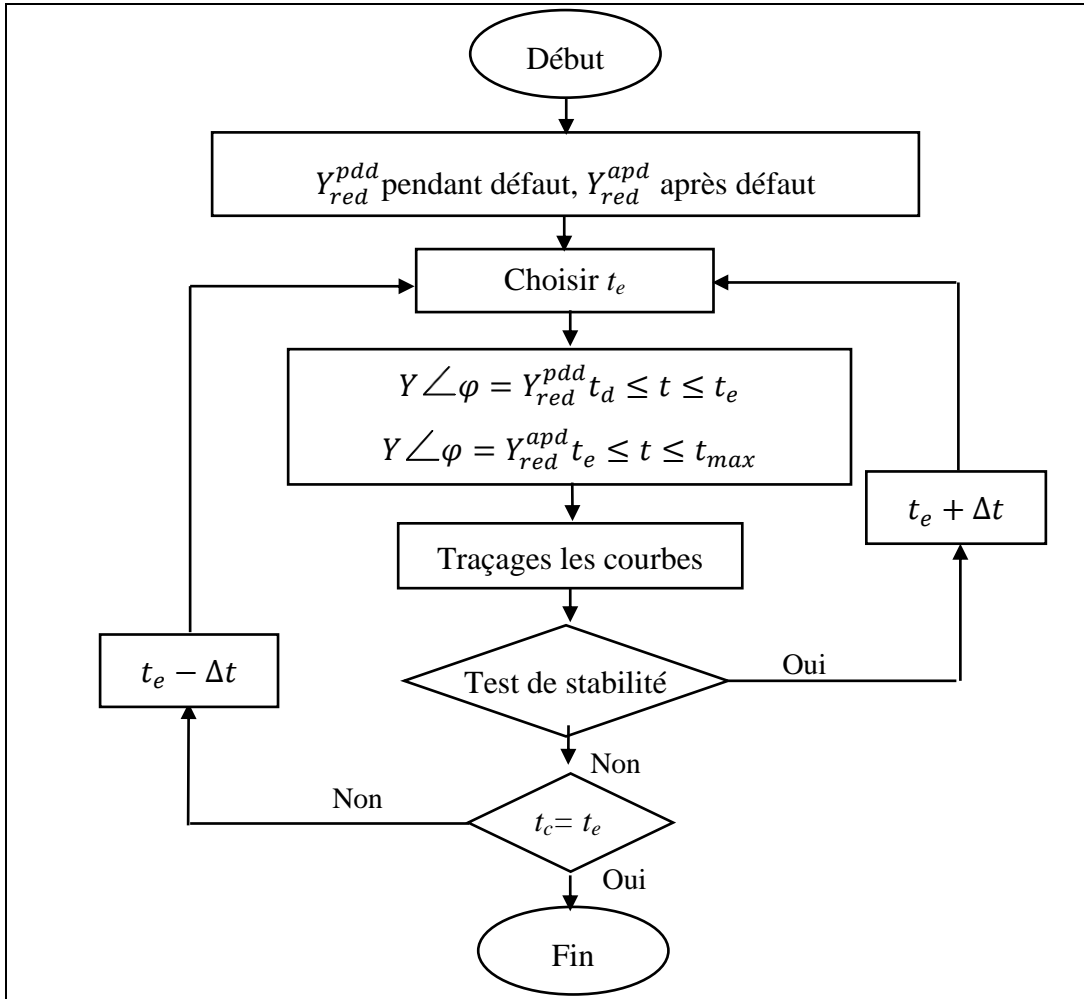


Fig. 3.12 - Organigramme de la méthode de détermination de CCT

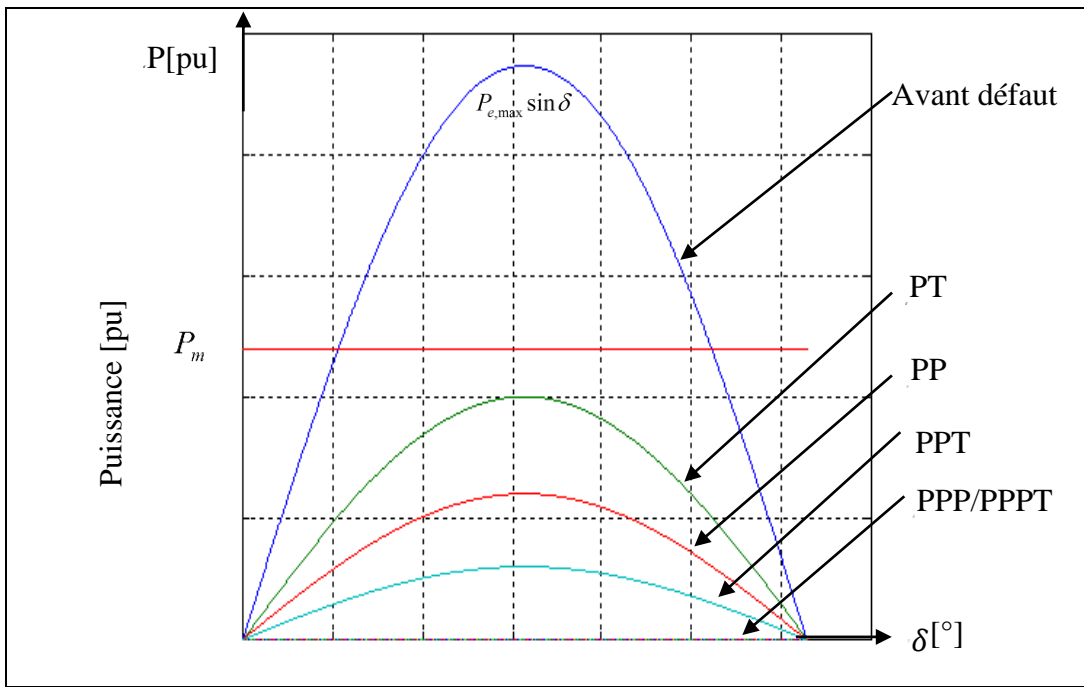


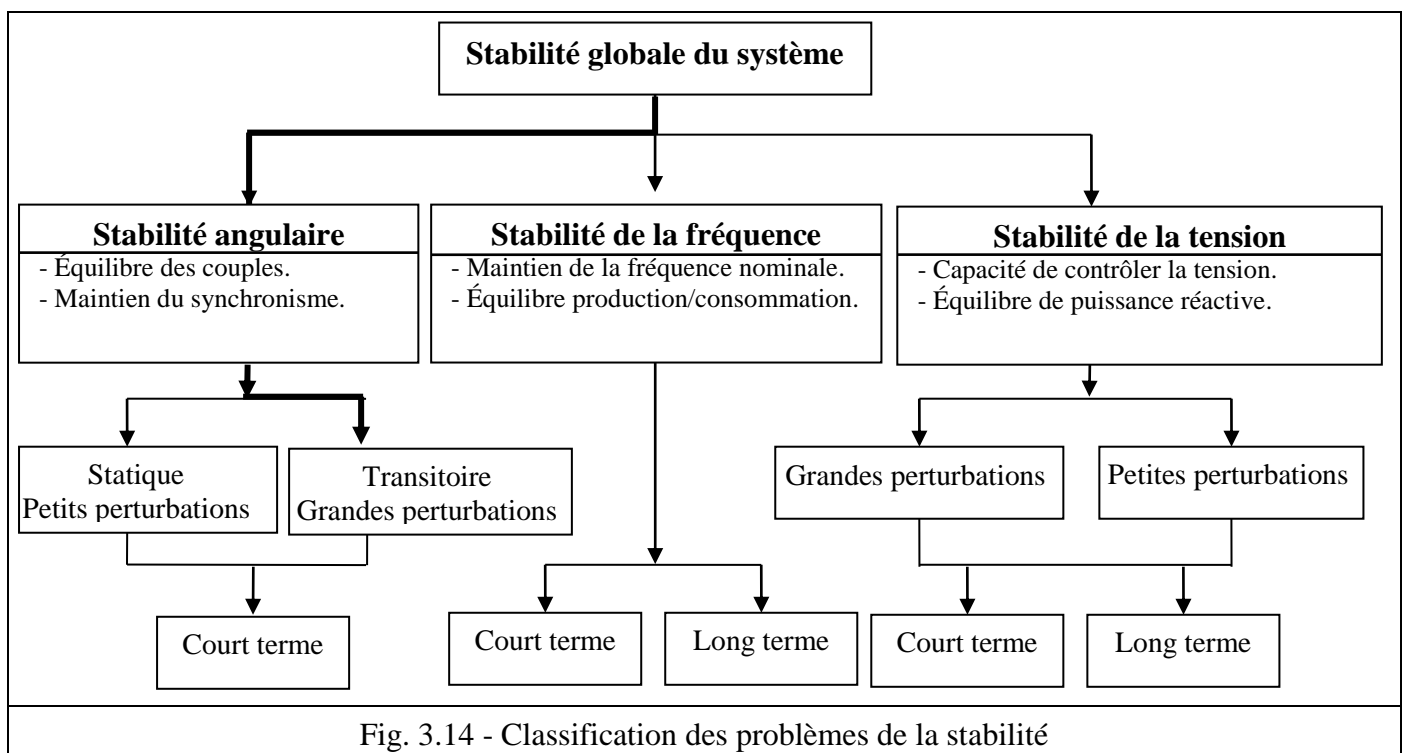
Fig. 3.13 - Puissance injectée par le générateur selon le type de défaut

3.5 - CLASSIFICATION & DÉFINITIONS DE LA STABILITÉ

Un réseau électrique moderne typique est considéré comme un système multivariable d'ordre élevé dont la réponse dynamique est influencée par une grande sélection des dispositifs avec différents caractéristiques et taux de réponse. La stabilité est un état d'équilibre entre les forces d'opposition. Ces forces dépendent de la topologie du réseau, des conditions de fonctionnement du système et de la forme de la perturbation. Pratiquement, différents ensembles de forces d'opposition peuvent éprouver un déséquilibre dans le réseau électrique soutenu, menant à des différentes formes d'instabilité. On donne, par la suite, une base systématique concernant la classification de la stabilité d'un réseau électrique.

La classification de la stabilité du réseau électrique proposée, ici, est basée sur les considérations suivantes (Fig. 3.14) :

- La nature physique du mode résultant de l'instabilité comme indiquée par la variable principale du système dans laquelle l'instabilité peut être observée [88].
- La taille de la perturbation considérée qui influe sur la méthode de calcul et la prévision de la stabilité : Type de court-circuit, durée de la perturbation, action des protections (réenclenchement rapide) [77], [88].
- Les dispositifs du processus et la durée qui doivent être pris en compte afin d'évaluer la stabilité (court terme, long terme) [8], [88].
- Point de fonctionnement avant défaut : Niveau de puissance active, mode d'excitation des machines (valeurs de E), topologie du réseau [77].



3.5.1 - Stabilité angulaire

La stabilité angulaire, ou stabilité d'angle du rotor, se rapporte aux capacités des machines synchrones d'un réseau interconnecté à rester au synchronisme après avoir été soumises à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir ou restaurer l'équilibre des couples, mécanique & électromagnétique, de chaque machine synchrone appartenant au réseau électrique. L'instabilité correspondante se produit sous forme d'augmentation d'oscillation angulaire de quelques générateurs menant à leur perte du synchronisme [1], [8]. On en distingue 2 types :

1 - Stabilité angulaire en petits mouvements « petits perturbations » ou « statique » :

Un réseau d'énergie électrique est dit stable, si suite à une perturbation quelconque et infiniment petite, retrouve un état de marche synchrone, identique ou sensiblement, voisin de l'état d'origine [1], [8]. Généralement, après chaque régime dynamique à faibles fluctuations, l'état du réseau conserve son régime permanent. Dans ce cas, il est question d'évaluer la stabilité statique du réseau.

2 - Stabilité angulaire de grandes perturbations « stabilité transitoire » :

Elle concerne la capacité du système électrique de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère 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.

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (cas 1, figure (3.15)), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes.

L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas 2, figure (3.15)). La gamme de temps associée va de 10 à 20 [s] [80].

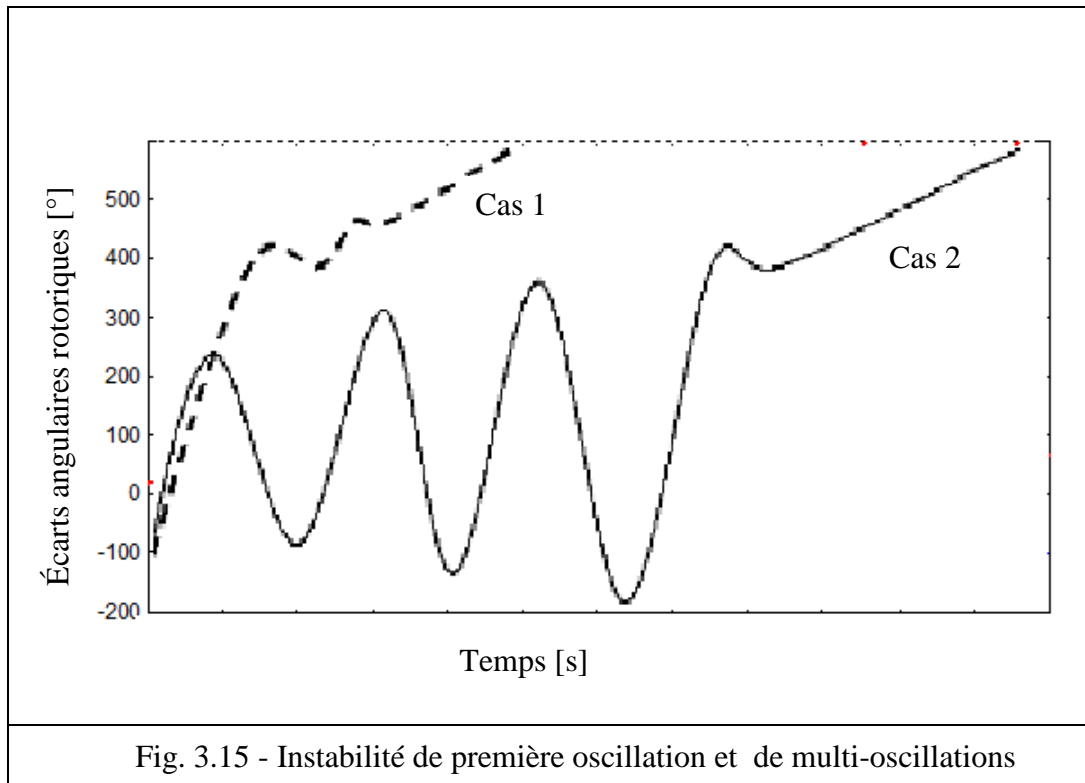


Fig. 3.15 - Instabilité de première oscillation et de multi-oscillations

3 - Remarque :

Le terme stabilité dynamique a été utilisé avec une grande confusion dans la littérature. Cependant, il a été utilisé pour définir différents phénomènes par différents auteurs. Dans la littérature américaine, il a été utilisé principalement pour désigner la stabilité des petites perturbations en présence de commandes automatiques (en particulier les commandes d'excitation). Dans la littérature européenne, il a été utilisé pour désigner la stabilité transitoire, annexe 1

3.5.2 - Stabilité de la fréquence

La stabilité de la fréquence se rapporte à la capacité d'un réseau électrique à maintenir la fréquence nominale à la suite d'une grave perturbation. Cette perturbation résulte d'un déséquilibre entre la production et la consommation. Elle dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la consommation, avec une perte minimale involontaire de la charge [8]. L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court terme ou à long terme [1], [8].

3.5.3 - Stabilité de la tension

La stabilité de la tension se rapporte à la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension régulière «normale» au niveau de tous les JdB, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée. Elle dépend de plusieurs facteurs :

- Capacité de contrôler la tension.
- Équilibre de puissance réactive.

L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques JdB. Les résultats possibles de cette instabilité sont :

- La perte de la charge dans un secteur.
- Le déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de protection à des pannes en cascades.
- La perte du synchronisme de quelques générateurs peut être provoquée à cause des pannes ou des conditions de fonctionnement [8].

3.6 - ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

3.6.1 - Objectifs de l'analyse

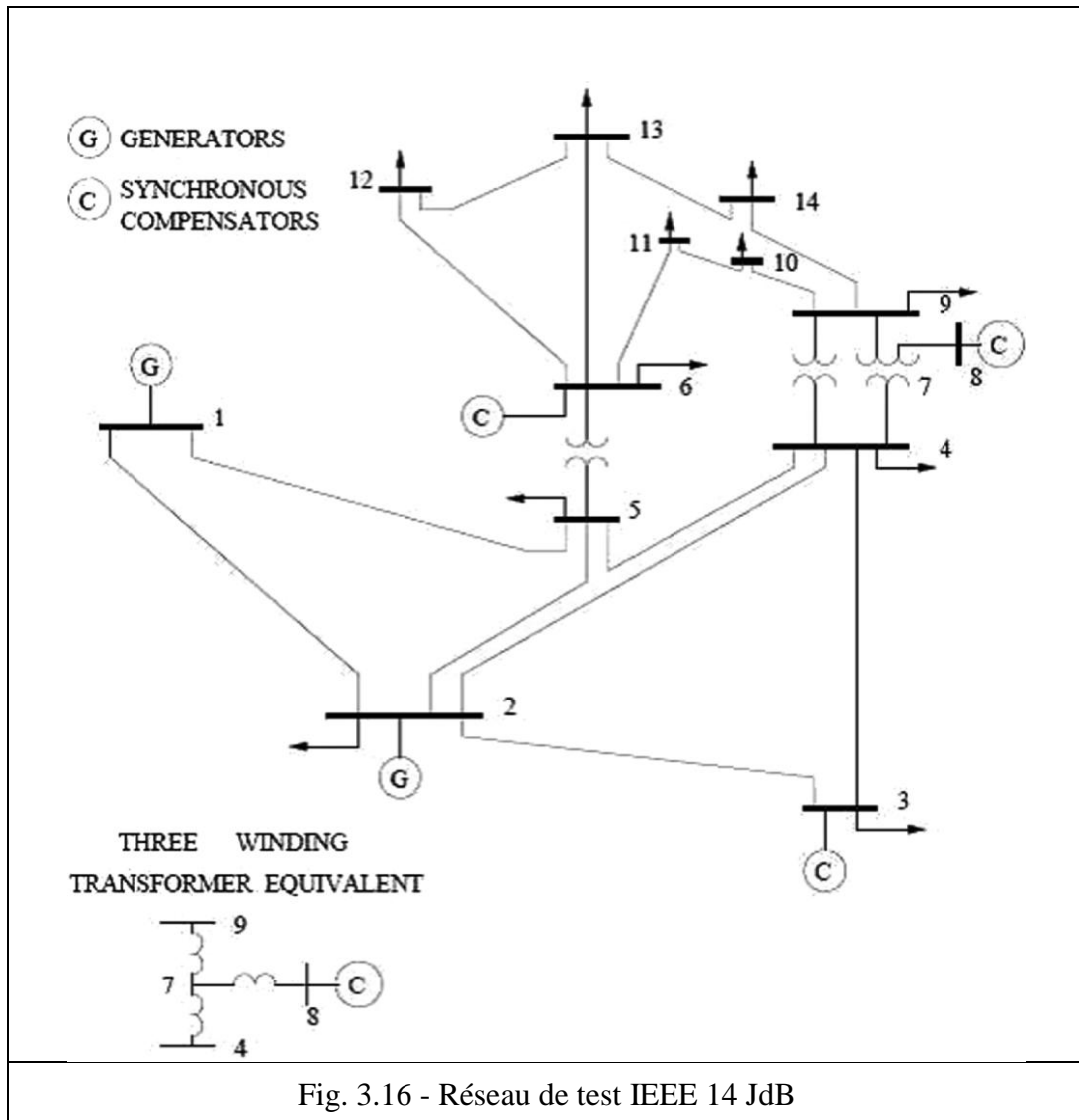
L'un des principaux objectifs de l'analyse de la stabilité transitoire est la collection des informations critiques, telles que le temps critique d'élimination du défaut plus connus sous le terme de CCT (en anglais, Critical Clearing Time). Ce dernier est défini comme le temps maximum entre l'apparition du défaut et son élimination, de sorte que le système demeure transitoirement stable [89].

3.6.2 - Réseau test

Le réseau standard IEEE-14 JdB est considéré pour des fins de simulation et de validation. Son schéma unifilaire est montré en figure 3.16. Les données correspondantes sont en Annexe 2. Le système se compose de 5 générateurs synchrones avec des excitateurs IEEE de type 1 dont 3 sont des compensateurs synchrones utilisés uniquement pour la compensation de la puissance réactive. Il y a 20 branches, 8 transformateurs et 11 charges d'impédance constante. La demande de charge totale est de 259 [MW] et 73,5 [MVar].

3.6.3 - Test et résultats

Dans cette première étude, nous allons réaliser deux tests avec les deux différentes normes (IEEE/CIGRE et DL755-2001) et plusieurs scénarios :



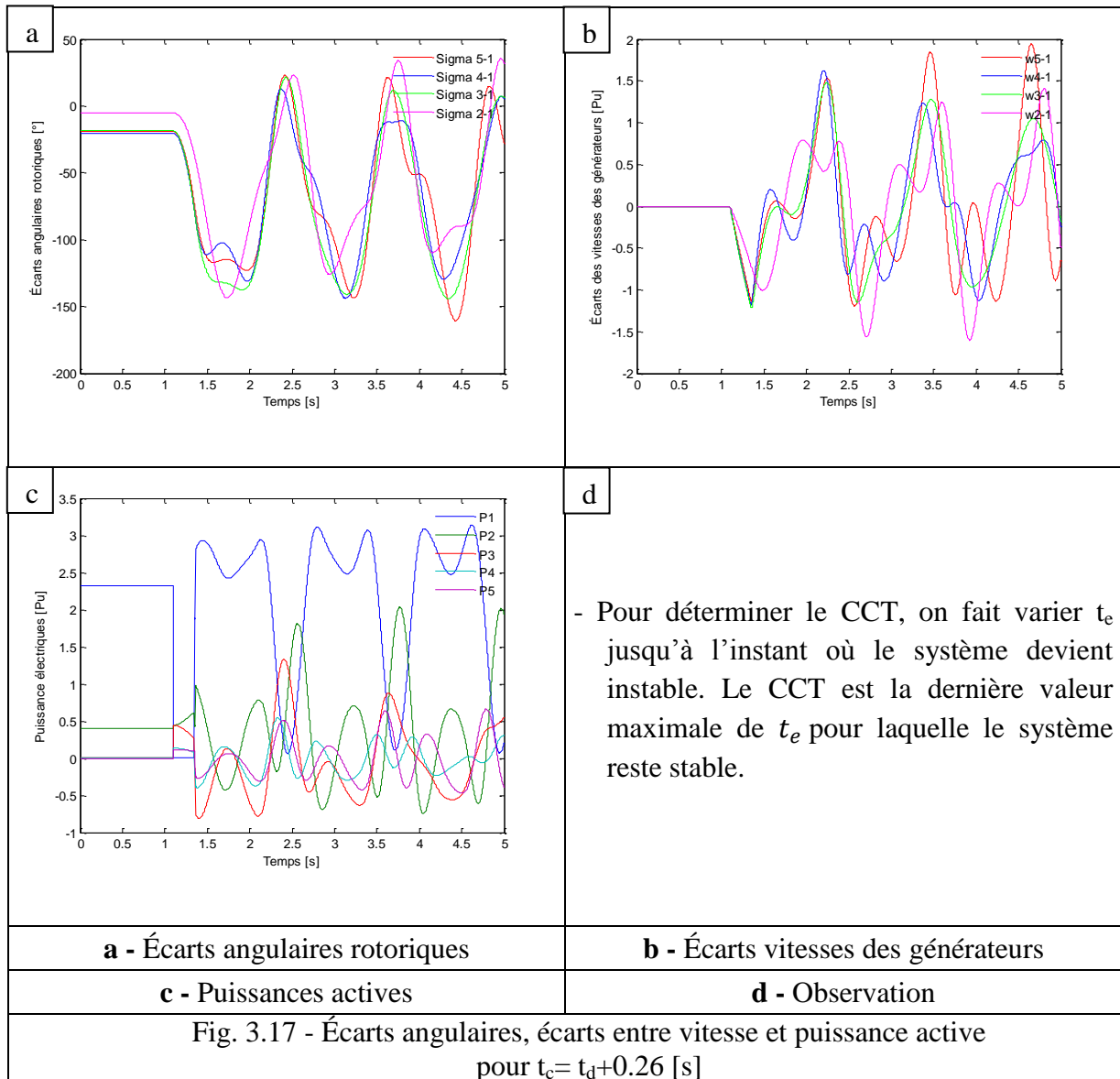
1 - Premier test :

À l'instant $t_d=1.1$ [s], un défaut triphasé terre se produit à la fin de la ligne 1 - 2, près du JdB1. Dans ce cas, les générateurs sont supposés à pôles lisses et représentés par le modèle classique caractérisé par une f.e.m constante derrière une réactance transitoire X'_d . Les données de chaque générateur sont présentées dans l'annexe 2. La figure 3.17 représente respectivement, l'écart angulaire rotorique, la différence entre les vitesses des générateurs et la puissance active transmise.

2 - Deuxième test :

À l'instant $t_d=1.1$ [s], un court-circuit triphasé est appliqué sur la ligne 1 - 2, près du JdB1. Dans ce cas, les générateurs sont représentés par le modèle à deux axes (section 3.2.1), en présence de systèmes d'excitations (section 3.2.2). Ces derniers sont toujours utiles pour amortir

les oscillations électromécaniques locales. Nous remarquons à la figure 3.18 que le réseau avec PSS et AVR devient stable.

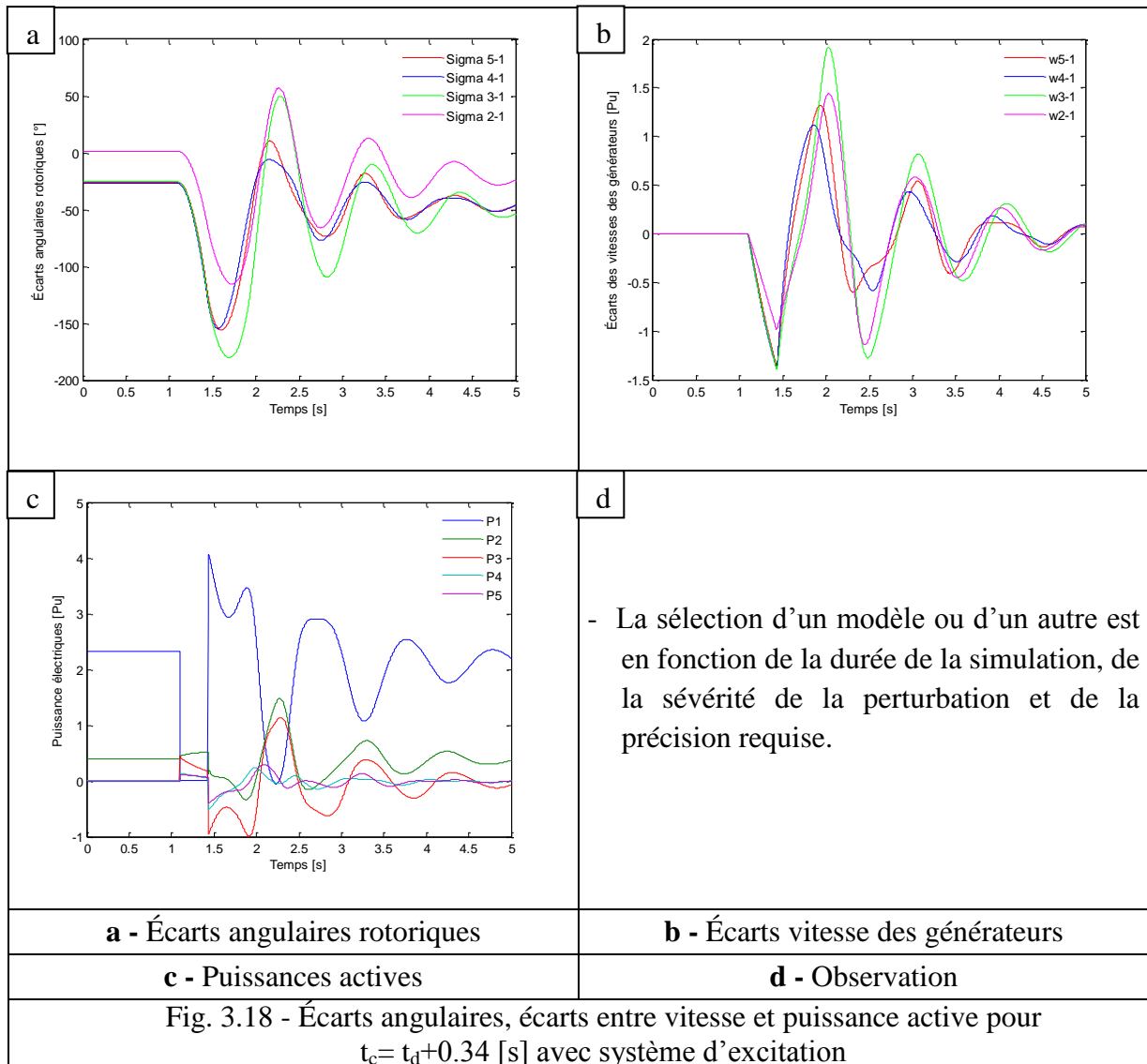


On a tracé les allures des écarts angulaires, les écarts entre les vitesses rotoriques et les puissances actives des générateurs. Après plusieurs simulations, le CCT a été estimé à 0.26 [s]. On peut bien y voir une variation brusque au moment d'application du défaut. L'angle du rotor et la vitesse enregistrent des oscillations après la survenance du défaut et une instabilité peut se produire comme il est montré en figures 3.17a - b.

La figure 3.17c montre, clairement, que la puissance électrique de la machine 1 pendant le défaut est nulle mais prenant une allure oscillatoire après son élimination.

Dans le deuxième test :

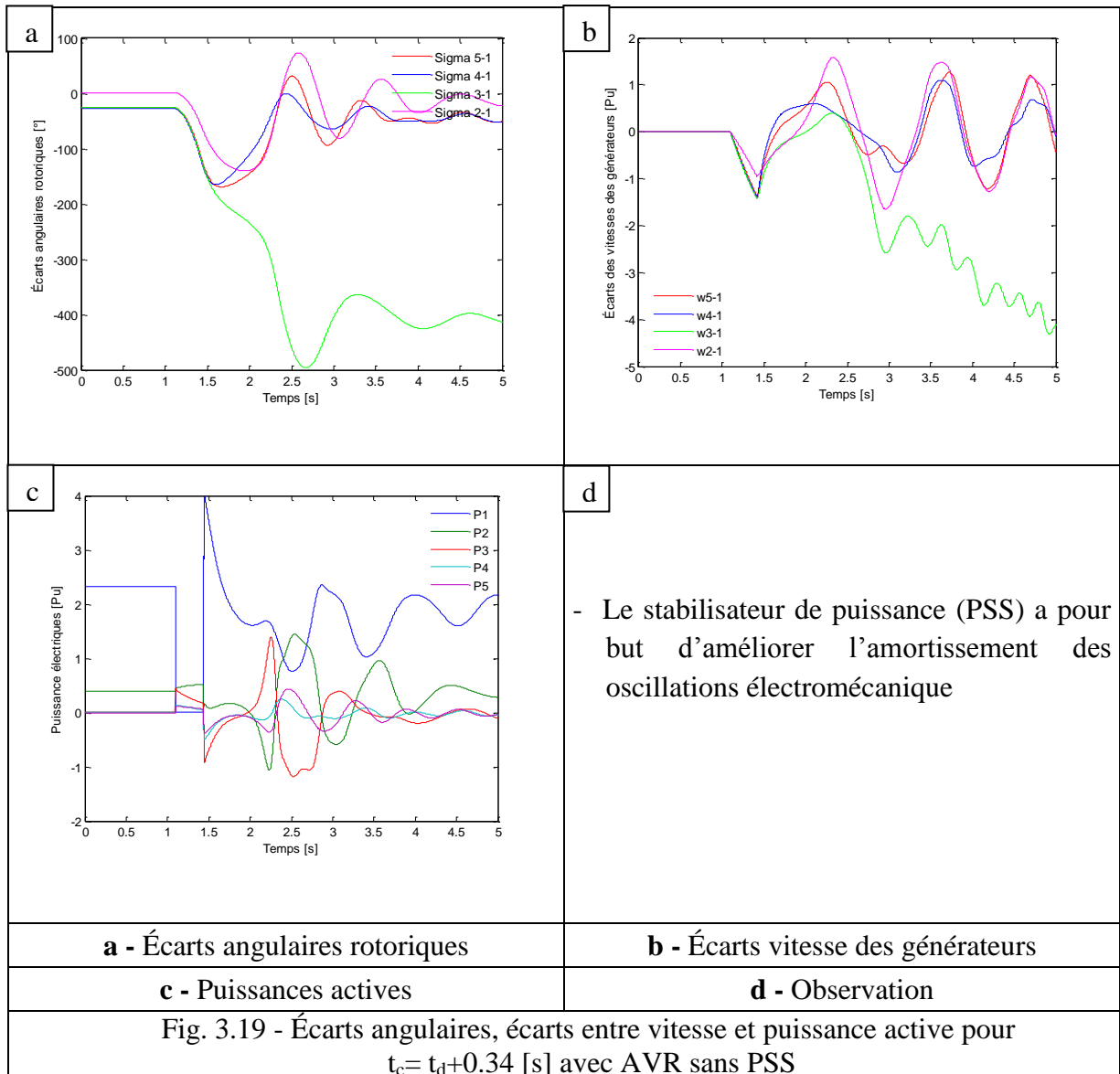
- Scénario 1 : en présence de systèmes d'excitations



Des simulations basées sur le modèle à deux axes en présence de systèmes d'excitations ont été effectuées. D'après la figure 3.18, le stabilisateur de puissance (PSS) demeure l'outil principal pour l'amélioration de la stabilité angulaire du réseau.

La figure 3.18a représente les angles rotoriques pour un temps d'élimination de défaut correspondant à 0.34 [s]. Les courbes tracées correspondent à l'état du réseau commandé. L'analyse de ces courbes permet de conclure qu'en présence de système d'excitation, l'amélioration du CCT et l'amortissement des oscillations s'effectuent pendant une période plus courte. Le temps critique d'élimination de défaut a également augmenté de 0.26 [s] à 0.34 [s]. Cette commande donne donc un bon amortissement et conduit le système à une bonne stabilité transitoire.

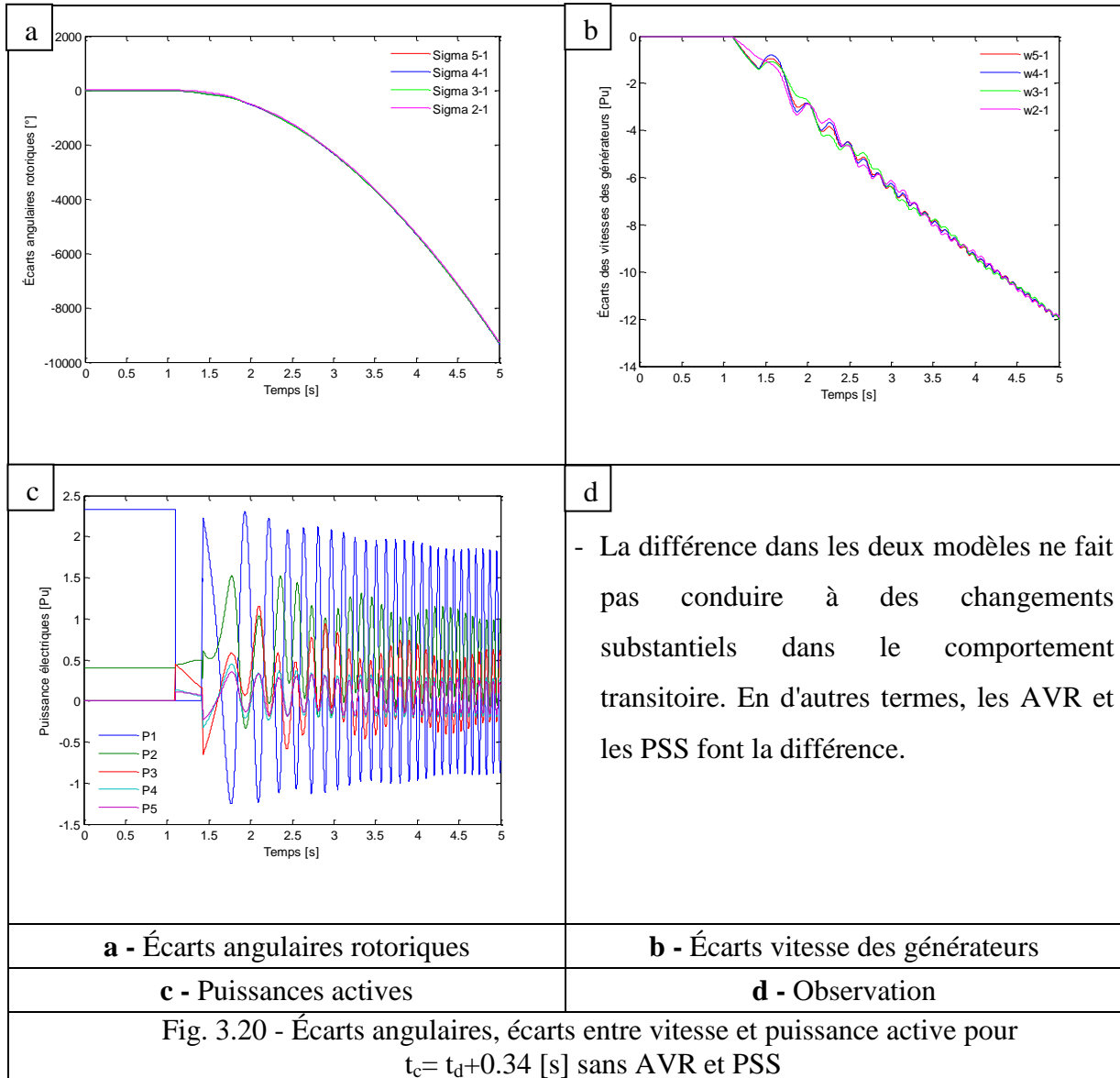
■ Scénario 2 : en présence d'AVR et sans PSS



Un défaut est appliqué sur la ligne 1-2 en l'absence des PSS. Ces derniers sont toujours utiles pour amortir les oscillations électromécaniques. Nous remarquons en figure 3.19 que le réseau sans PSS est instable.

La figure 3.19a représente les angles rotoriques des machines pour un CCT égale 0,34 [s]. Les courbes tracées correspondent à l'état du réseau commandé seulement par l'AVR. Dans cette situation, l'AVR seul ne peut pas assurer la stabilité du réseau.

■ Scénario 3 : sans AVR et PSS



L'objectif dans ce contexte n'est pas de confronter la première définition de la stabilité transitoire avec la deuxième ni de statuer celle qui semblerait convenable à l'étude de la stabilité transitoire. A cet effet, il est question, uniquement, de faire une comparaison entre les CCT.

Dans le premier modèle, le CCT = 0.26 [s] et dans le deuxième modèle sans AVR et PSS le CCT = 0.25 [s] et avec la présence de ces deux derniers le CCT = 0.34 [s].

3.6.4 - Effet de la turbine et gouverneur sur la fréquence du générateur

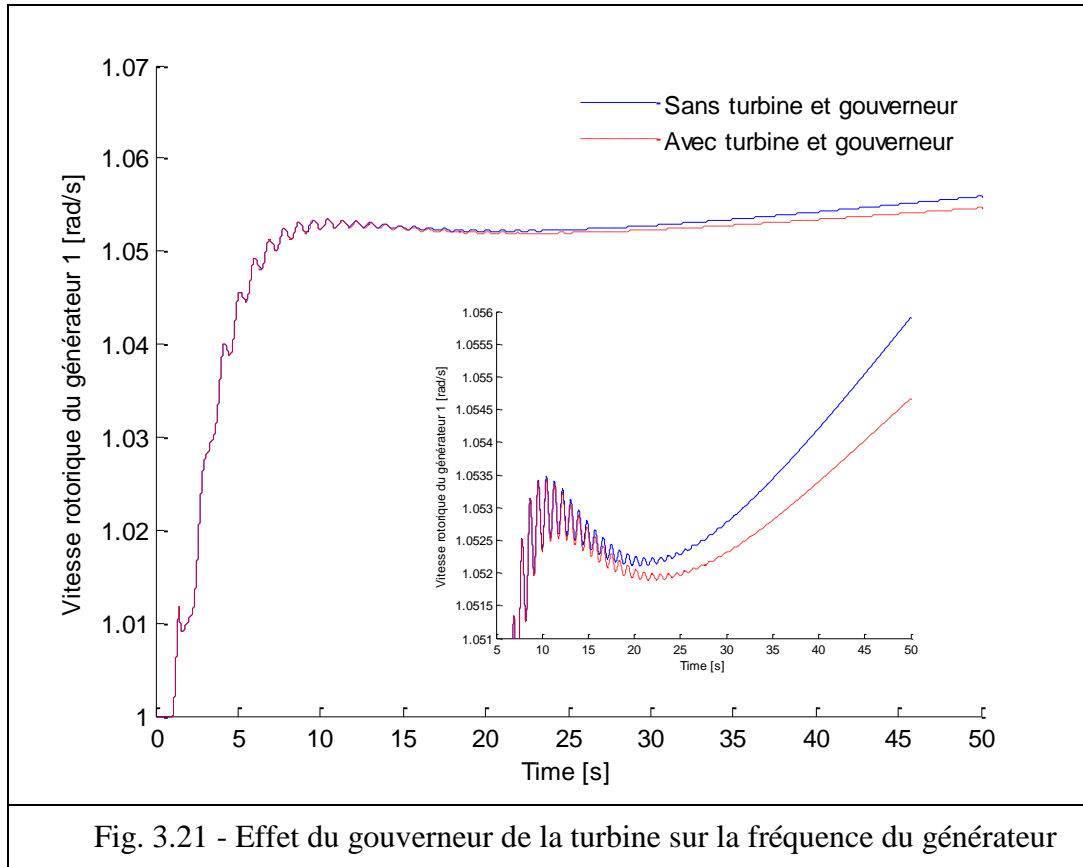


Fig. 3.21 - Effet du gouverneur de la turbine sur la fréquence du générateur

La figure 3.21 montre l'effet du gouverneur de la turbine sur la vitesse rotorique du générateur. Le système IEEE 14 JdB se compose de 5 générateurs synchrones avec 2 gouverneurs aux deux générateurs 1 et 2, respectivement. Les données de chaque turbine sont présentées dans l'annexe 2. À l'instant $t_d=1.1$ [s], un court-circuit triphasé est produit sur la ligne 1-2, près du JdB1. Normalement, le régulateur de turbine est capable de rétablir la vitesse du rotor à une valeur proche de la vitesse synchrone initiale. Cependant, étant donné que la perturbation considérée dans cette étude est sévère et court (5 [s]) et le temps de réponse du gouverneur est long > 10 [s], son effet régulateur est négligé. On note aussi que sans les gouverneurs, la variation de la fréquence est $< 0,2\%$. C'est pourquoi les régulateurs de turbine ne sont pas pris en compte dans la plupart des études de la stabilité transitoire.

3.7 - CONCLUSION

L'étude de la stabilité transitoire des réseaux de transport d'énergie électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux. Dans ce chapitre, une modélisation des éléments d'un système électro-énergétique a été établie. Nous nous sommes basés sur la modélisation de la machine synchrone ainsi que la modélisation de tous les éléments

d'un système électro-énergétique. Les étapes à suivre pour résoudre le problème de la stabilité transitoire sont, elles-aussi, introduites.

Sachant que le défaut triphasé est le plus défavorable pour l'étude de la stabilité transitoire, il a été considéré pour notre étude du réseau analysé. Le maintien de la stabilité transitoire pour le défaut PPP/PPPT est une indication fiable qu'elle serait aussi maintenue pour les autres types de défauts.

Nous avons aussi analysé la stabilité du réseau test IEEE 14 JdB de deux manières différentes, l'objectif dans ce contexte n'est pas de confronter la première norme avec la deuxième ni de statuer celle qui semblerait convenable à l'étude de la stabilité transitoire. Mais, on peut conclure qu'en présence de système d'excitation, l'amélioration du CCT et l'amortissement des oscillations s'effectuent pendant une période plus courte.

CHAPITRE 4
EFFET DES
FACTS ET DES
HVDC SUR LA
STABILITÉ
TRANSITOIRE

4 - EFFET DES FACTS ET DES HVDC SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE

4.1 - INTRODUCTION

L'objectif de la recherche des tailles et des emplacements optimaux des FACTS et des HVDC est d'améliorer la performance et la stabilité des réseaux d'énergie électrique. Il est fait appel, généralement, au calcul de l'écoulement de puissance qui donne les tensions nodales, les puissances transitant dans les lignes ainsi que les puissances générées par les différents générateurs, ..., etc. Dans la littérature, on se base, généralement, sur la méthode de résolution de Newton - Raphson qui s'avère la plus célèbre.

Le problème de la stabilité, après un défaut important, peut devenir un facteur de limitation des puissances transitées. Les systèmes FACTS et les liaisons HVDC offrent des solutions efficaces à ce problème. Leur intégration dans les systèmes électriques obéit à une stratégie largement utilisée et qui fait recours, systématiquement, au calcul de l'écoulement de puissance.

Ce chapitre est composé de deux parties. Ces dernières sont consacrées à l'étude de la stabilité transitoire en présence des FACTS et des HVDC.

4.2 - SIMULATION ET RÉSULTATS DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

L'étude de l'écoulement de puissance sans présence des dispositifs FACTS a donné les résultats montrés dans le tableau 4.1.

D'après les résultats, on peut remarquer que toutes les amplitudes des tensions nodales sont dans les limites acceptables (1.0100 [pu] pour le minimum et 1.0867 [pu] pour le maximum).

D'après les résultats présentés dans le tableau 4.1, la puissance active totale générée est de 272.60 [MW] et celle active demandée par le réseau est de 259 [MW]. Par contre, la puissance réactive totale générée est de 108.73 [MVar] et celle réactive demandée par le réseau

est de 81.3 [MVar]. On conclut que les pertes actives totales du réseau sont de 13.60 [MW] et les pertes réactives totales sont de 27.43 [MVar].

Le générateur G_1 absorbe une quantité de puissance réactive de 14.89 [MVar]. On remarque aussi que le générateur G_5 (JdB 8) est à sa limite maximale de fonctionnement 24.00 [MVar]. Les limites des tensions et des puissances sont présentées dans les tableaux de l'annexe 2.

Les réseaux de transport exigent le maintien des tensions nodales à des limites acceptables. Les FACTS sont des moyens de contrôle rapide et flexible capables de faciliter le transit des puissances et d'améliorer la stabilité des réseaux électriques. Le SVC est l'un des dispositifs FACTS qui permet de régler la tension et d'amortir les oscillations [90].

Le placement et le choix des appareils FACTS dépendent du type du problème à résoudre. Les systèmes shunt tels que les SVC et les STATCOM sont utilisés pour le maintien des meilleurs profils de tensions nodales. Les UPFC et les TCSC sont utilisés pour une meilleure modulation des flux de puissance.

Les fonctions principales des dispositifs FACTS sont illustrées au tableau 4.2. Ce dernier montre les actions correctives appropriées aux problèmes courants.

D'après les résultats obtenus et plus particulièrement les plans de tensions (tableau 4.1), on remarque simplement que la chute de tension est plus importante dans les JdBs de charge 9, 10 et 14. Ces résultats sont logiques, vu que la zone où se trouvent ces JdBs est la plus éloignée de la production. Cette zone est considérée comme la plus fragile du réseau (effondrement de tension). On remarque aussi que l'amplitude de la tension du JdB 14 est la plus faible (1.0200pu) ce qui nous amène à le considérer comme le plus faible du réseau.

Mais suite à plusieurs simulations, on a pu constater que le JdB 9 est bien disposé pour la compensation de la puissance réactive avec des pertes réactives de 3.92 [MVar] par rapport au JdB 14 qui a atteint 08.42 [MVar], et un CCT de 0.31 [s] au JdB 9 que 0.27 [s] au JdB 14. Par conséquent, le JdB9 pourrait être sélectionné pour des fins d'amélioration.

TAB. 4.1 - Résultats de l'écoulement de puissance

JdB	Tension		Générateur		Charge		Sans FACTS					
	Amplitude (Pu)	Phase(°)	P _g (Pu)	Q _g (Pu)	P _d (Pu)	Q _d (Pu)	Branche	P _{ij} (Pu)	Q _{ij} (Pu)	Branche	P _{ji} (Pu)	Q _{ji} (Pu)
1	1.0600	0	2.3260	-0.1499	0	0	1-2	1.5644	-0.2030	2-1	-1.5217	0.2750
2	1.0450	-4.9910	0.4000	0.4877	0.2170	0.1270	1-5	0.7616	0.0532	5-1	-0.7334	0.0102
3	1.0100	-12.7598	0	0.2772	0.9420	0.1900	2-3	0.7294	0.0359	3-2	-0.7064	0.0149
4	1.0117	-10.2229	0	0	0.4780	0.0390	2-4	0.5478	0.0217	4-2	-0.5318	-0.0125
5	1.0158	-8.7498	0	0	0.0760	0.0160	2-5	0.4275	0.0282	5-2	-0.4178	-0.0348
6	1.0700	-14.4256	0	0.2291	0.1120	0.0750	3-4	-0.2356	0.0723	4-3	0.2398	-0.0969
7	1.0478	-13.2258	0	0	0	0	4-5	-0.6180	0.1015	5-4	0.6231	-0.1017
8	1.0867	-13.2258	0	0.2400	0	0	4-7	0.2751	-0.0600	7-4	-0.2751	0.0755
9	1.0317	-14.8091	0	0	0.2950	0.1660	4-9	0.1569	0.0288	9-4	-0.1569	-0.0158
10	1.0309	-15.0233	0	0	0.0900	0.0580	5-6	0.4520	0.1104	6-5	-0.4520	-0.0645
11	1.0466	-14.8417	0	0	0.0350	0.0180	6-11	0.0788	0.0878	11-6	-0.0776	-0.0853
12	1.0534	-15.2758	0	0	0.0610	0.0160	6-12	0.0801	0.0317	12-6	-0.0793	-0.0300
13	1.0468	-15.3115	0	0	0.1350	0.0580	6-13	0.1812	0.0991	13-6	-0.1788	-0.0943
14	1.0200	-16.0555	0	0	0.1490	0.0500	7-8	0	-0.2314	8-7	0	0.2400
							7-9	0.2751	0.1560	9-7	-0.2751	-0.1459
							9-10	0.0479	-0.0080	10-9	-0.0479	0.0082
							9-14	0.0890	0.0038	14-9	-0.0881	-0.0018
							10-11	-0.0421	-0.0662	11-10	0.0426	0.0673
							12-13	0.0183	0.0140	13-12	-0.0182	-0.0139
							13-14	0.0619	0.0502	14-13	-0.0609	-0.0482

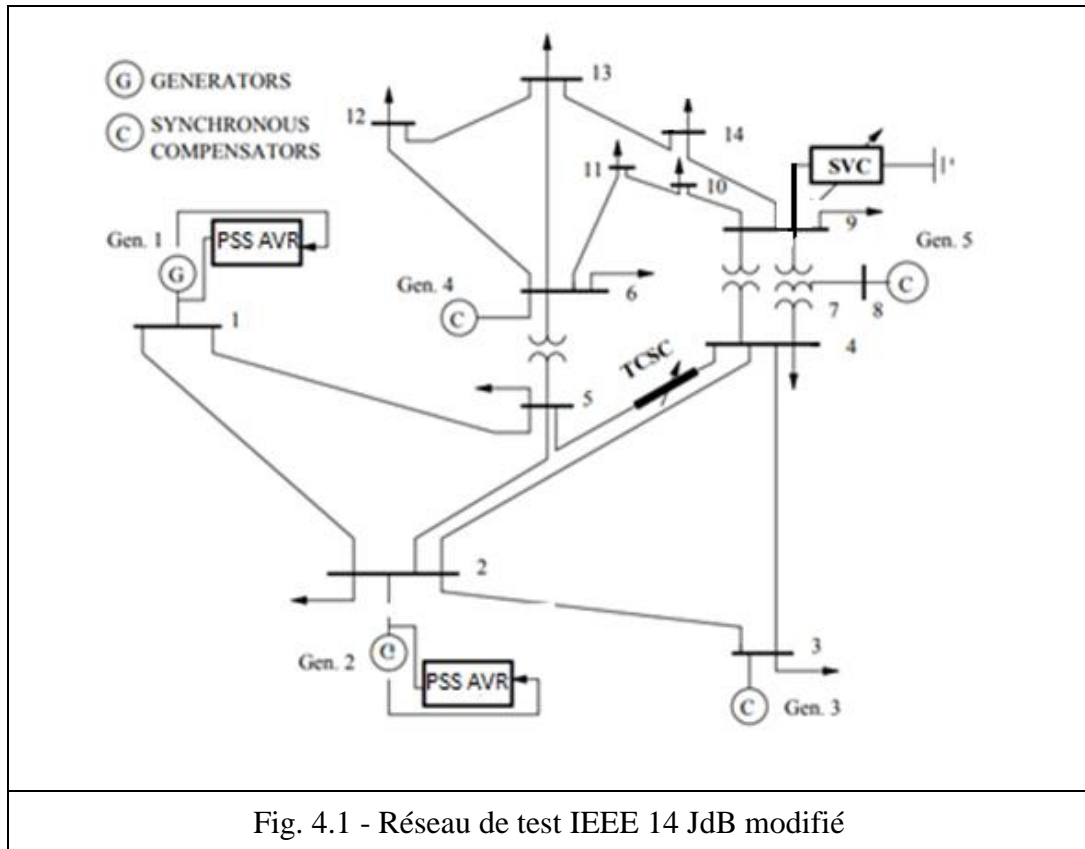
TAB. 4.2 - Principales applications de certains systèmes FACTS [90]

Sujets	problèmes	Action corrective	Système FACTS							
			TSC	TCR	SVC	STATCOM	TCSC	SSSC	UPFC	TCPAR
Limites de tension	BT à forte charge	Produire Q	X		X	X				
		Réduire la X_l ligne					X			
	HT à faible charge	absorber Q		X	X	X				
		Tension suite à une éventualité	absorber Q		X	X	X			
Limites thermiques	Surcharge du circuit de transmission	Augmenter la limite de transfert					X	X	X	
		Ecoulement de puissance	Distribution de puissance sur ligne parallèle	Ajuster les réactances					X	X
Stabilité	Limité la puissance de transmission		Réduire la X_l ligne					X	X	
		Court-circuit Puissance	Courants de cc élevés	Limiter le courant de cc et augmenter la X_l ligne					X	

4.3 - EFFET DES FACTS SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE

4.3.1 - Simulation et résultats de l'écoulement de puissance avec SVC au JdB 9

Dans cette première partie, on installe un SVC au JdB9 comme montré à la figure 4.1. Le tableau 4.3 montre les résultats de simulation basée sur l'écoulement de puissance.



D'après le tableau 4.3, Il apparait nettement que le SVC améliore le profil de tension du JdB où il est installé (JdB 9). En effet, l'amplitude de la tension s'est améliorée en atteignant 1.0563 [pu].

On remarque aussi que le compensateur shunt SVC ne s'est pas limité seulement à la compensation du JdB 9 mais son action s'est élargie sur les JdBs de tous les réseaux, plus précisément les JdBs voisins. Cet effet est l'une des caractéristiques des systèmes FACTS shunt qui soutiennent la tension de façon homogène sur l'ensemble du réseau.

On constate que l'SVC a peu d'effet sur la puissance active. Cependant, on observe une légère diminution des pertes active de 0.20 [MW] comparée à celle du cas sans SVC (13.60 [MW] et 13.40 [MW] dans le cas avec SVC). Par contre, les pertes réactives diminuées en atteignant 3.92 [MVar] (27.43 [MVar] dans le cas sans SVC).

TAB. 4.3 - Résultats de l'écoulement de puissance avec SVC

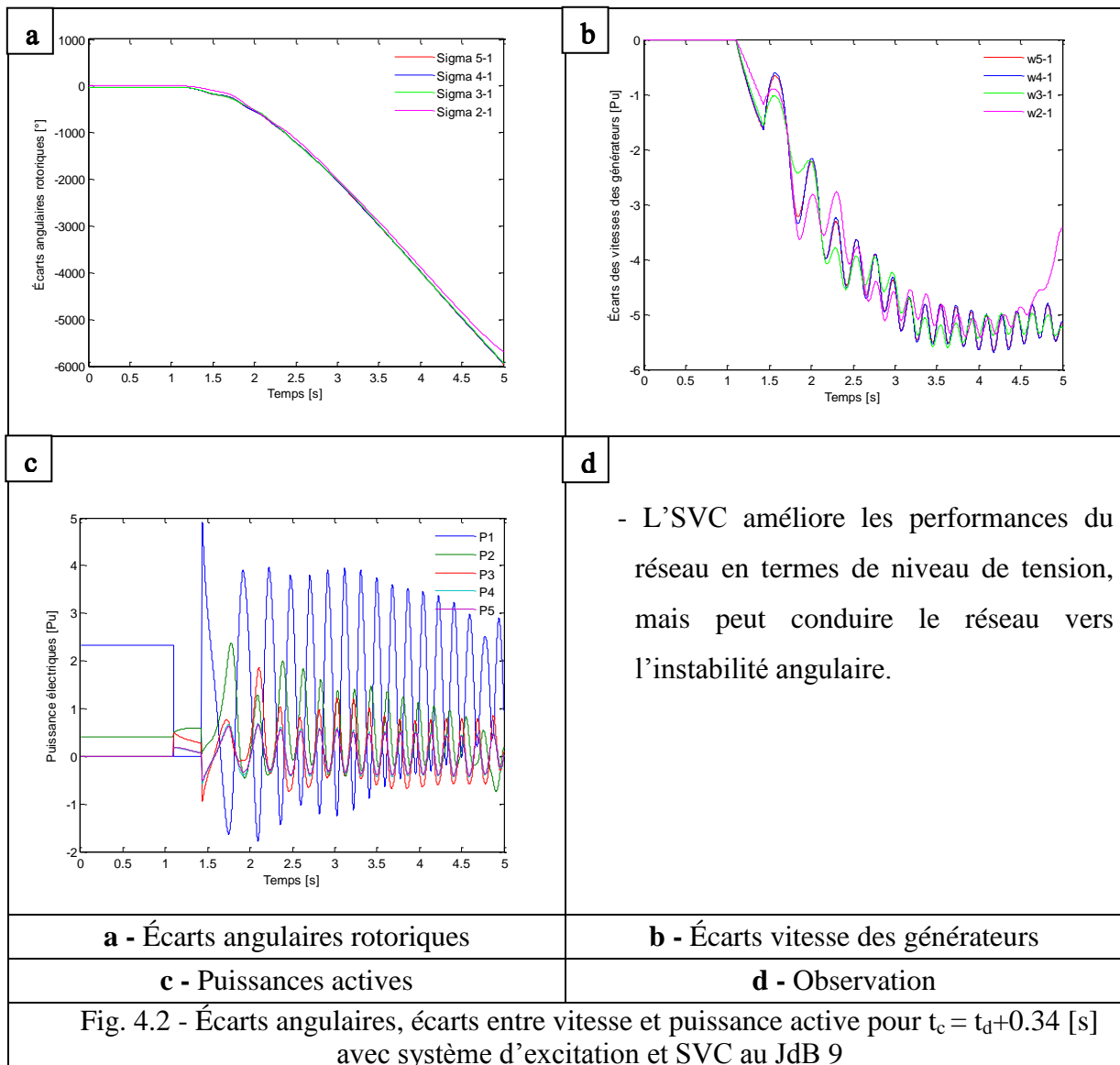
JdB	Tension		Générateur		Charge		Avec SVC					
	Amplitude (Pu)	Phase(°)	P _g (Pu)	Q _g (Pu)	P _d (Pu)	Q _d (Pu)	Branche	P _{ij} (Pu)	Q _{ij} (Pu)	Branche	P _{ji} (Pu)	Q _{ji} (Pu)
1	1.0600	0	2.3240	-0.1622	0	0	1-2	1.5626	-0.2026	2-1	-1.5199	0.2742
2	1.0450	-4.9851	0.4000	0.4486	0.2170	0.1270	1-5	0.7615	-0.0404	5-1	-0.7334	0.0225
3	1.0100	-12.7386	0	0.2540	0.9420	0.1900	2-3	0.7281	0.0360	3-2	-0.7051	0.0145
4	1.0157	-10.2872	0	0	0.4780	0.0390	2-4	0.5495	-0.0011	4-2	-0.5334	0.0102
5	1.0185	-8.7606	0	0	0.0760	0.0160	2-5	0.4254	0.0124	5-2	-0.4159	-0.0197
6	1.0700	-14.2071	0	0.1303	0.1120	0.0750	3-4	-0.2369	0.0495	4-3	0.2409	-0.0748
7	1.0612	-13.3444	0	0	0	0	4-5	-0.6332	0.1411	5-4	0.6386	-0.1405
8	1.0900	-13.3444	0	0.1789	0	0	4-7	0.2847	-0.1061	7-4	-0.2847	0.1240
9	1.0563	-14.9251	0	0	0.2950	0.1660	4-9	0.1630	-0.0093	9-4	-0.1630	0.0228
10	1.0513	-15.0838	0	0	0.0900	0.0580	5-6	0.4346	0.1217	6-5	-0.4346	-0.0788
11	1.0571	-14.7772	0	0	0.0350	0.0180	6-11	0.0697	0.0364	11-6	-0.0692	-0.0353
12	1.0552	-15.0615	0	0	0.0610	0.0160	6-12	0.0774	0.0252	12-6	-0.0767	-0.0237
13	1.0504	-15.1425	0	0	0.1350	0.0580	6-13	0.1755	0.0725	13-6	-0.1734	-0.0684
14	1.0358	-16.0197	0	0	0.1490	0.0500	7-8	0	-0.1742	8-7	0	0.1789
							7-9	0.2847	0.0501	9-7	-0.2847	-0.0420
							9-10	0.0560	0.0413	10-9	-0.0559	-0.0410
							9-14	0.0967	0.0355	14-9	-0.0954	-0.0329
							10-11	-0.0341	-0.0170	11-10	0.0342	0.0173
							12-13	0.0157	0.0077	13-12	-0.0156	-0.0077
							13-14	0.0541	0.0181	14-13	-0.0536	-0.0171

D’après les tableaux 4.1 et 4.3 on remarque une légère modification dans le transit de puissance active et une grande diminution dans le transit de puissance réactive, par exemple dans la ligne 7-9 diminution de 10.59 [MVar].

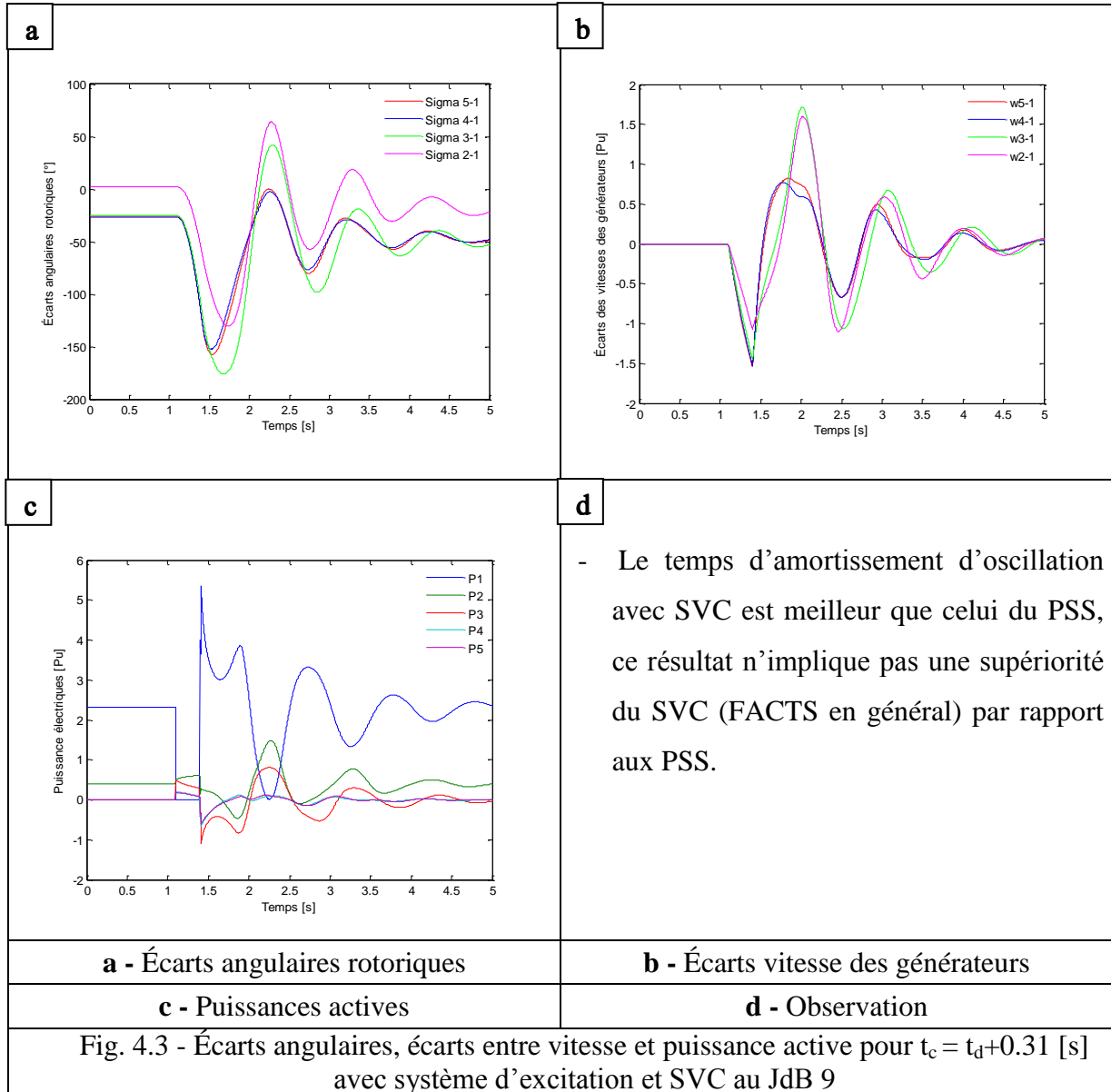
4.3.2 - Simulation et résultats de la stabilité transitoire avec SVC au JdB 9

Les résultats obtenus montrent que le SVC améliore les performances du réseau en terme de niveau de tension en injectant de la puissance réactive prédéterminée dans la zone de charge pour ajuster la tension aux différents JdB du réseau et éviter que cette puissance réactive soit fournie par les générateur et transité à travers les lignes (diminué les pertes réactive). Mais d’après la figure 4.2, cette performance a conduit le réseau vers l’instabilité angulaire.

Maintenant, on prend en considération l’effet du SVC sur la stabilité transitoire du réseau teste, d’après la figure 4.3 le réseau sera stable pour un CCT égale 0.31 [s].



D'après la figure 4.3 et celle du chapitre précédent 3.18 , on remarque que le CCT a diminué de 0.03 [s] (CCT sans SVC égale 0.34 [s] et avec SVC égale 0.31 [s]), en conséquence, la marge de stabilité a aussi diminué.



4.3.3 - Simulation et résultats de la stabilité transitoire avec TCSC et SVC

Le tableau 4.2 peut nous indiquer un usage des systèmes FACTS série comme le TCSC et ce, pour améliorer la marge de la stabilité transitoire.

Dans cette partie, un TCSC est installé dans la ligne 4-5 comme le montre la figure 4.1. Le tableau 4.4 résume les résultats de la résolution de l'écoulement de puissance.

TAB. 4.4 - Résultats de l'écoulement de puissance avec FACTS

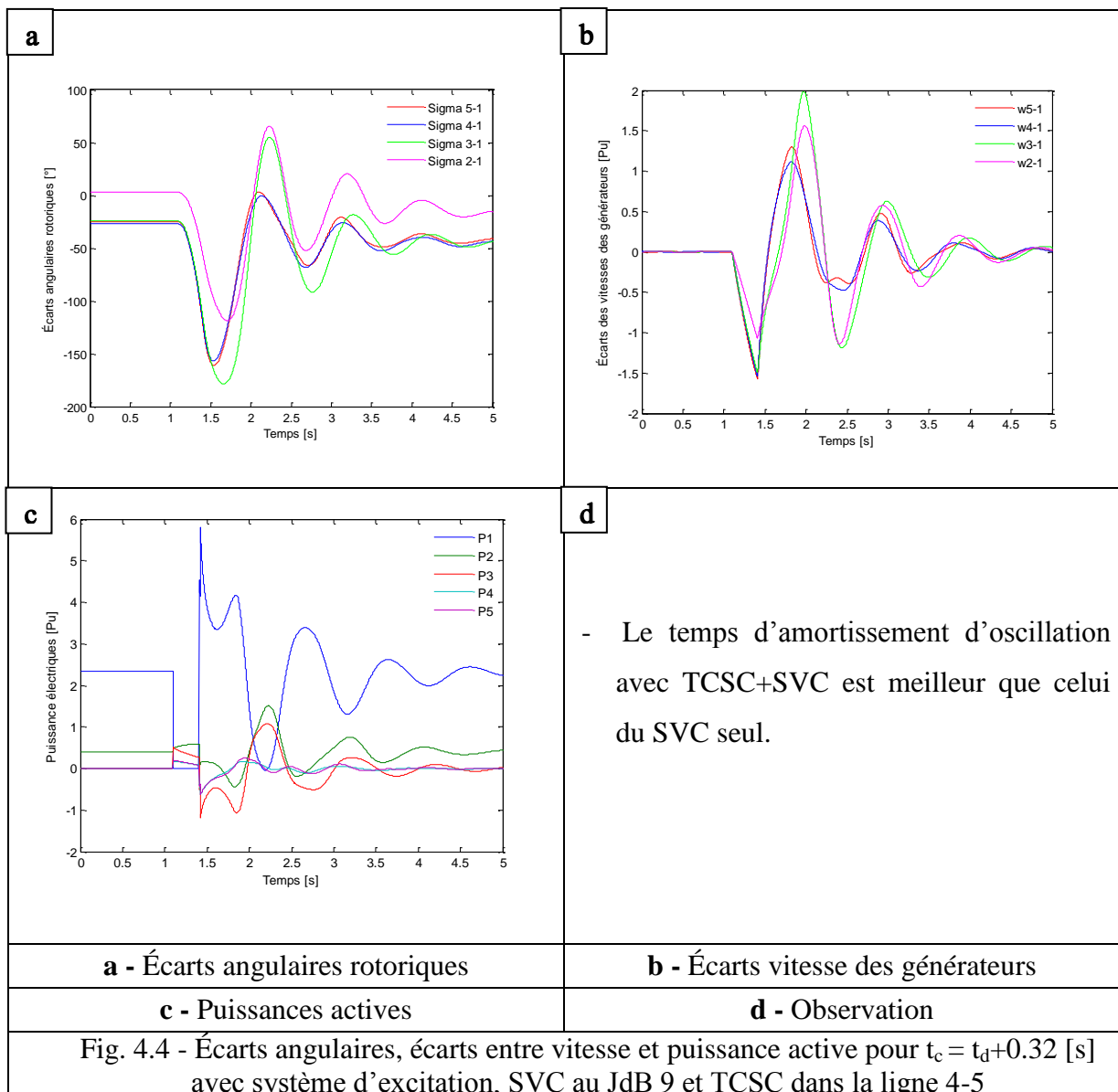
JdB	Tension		Générateur		Charge		Avec FACTS					
	Amplitude (Pu)	Phase(°)	P _g (Pu)	Q _g (Pu)	P _d (Pu)	Q _d (Pu)	Branche	P _{ij} (Pu)	Q _{ij} (Pu)	Branche	P _{ji} (Pu)	Q _{ji} (Pu)
1	1.0600	0	2.3294	-0.1958	0	0	1-2	1.4985	-0.1875	2-1	-1.4594	0.2485
2	1.0450	-4.7218	0.4000	0.4140	0.2170	0.1270	1-5	0.8309	-0.0083	5-1	-0.7977	0.0918
3	1.0100	-11.8127	0	0.2970	0.9420	0.1900	2-3	0.6800	0.0410	3-2	-0.6599	-0.0027
4	1.0071	-8.5068	0	0	0.4780	0.0390	2-4	0.4412	0.0635	4-2	-0.4304	-0.0704
5	1.0306	-9.8640	0	0	0.0760	0.0160	2-5	0.5212	-0.0661	5-2	-0.5069	0.0731
6	1.0700	-14.4066	0	0.1066	0.1120	0.0750	3-4	-0.2821	0.1097	4-3	0.2884	-0.1289
7	1.0589	-12.0780	0	0	0	0	4-5	-0.8383	0.3081	5-4	0.8488	-0.3426
8	1.0900	-12.0780	0	0.1901	0	0	4-7	0.3195	-0.1277	7-4	-0.3195	0.1510
9	1.0563	-13.9076	0	0	0.2950	0.1660	4-9	0.1829	-0.0202	9-4	-0.1829	0.0375
10	1.0515	-14.2793	0	0	0.0900	0.0580	5-6	0.3797	0.1617	6-5	-0.3797	-0.1265
11	1.0574	-14.4656	0	0	0.0350	0.0180	6-11	0.0360	-0.0508	11-6	-0.0357	-0.0501
12	1.0550	-15.1768	0	0	0.0610	0.0160	6-12	0.0734	0.0277	12-6	-0.0727	-0.0263
13	1.0506	-15.1697	0	0	0.1350	0.0580	6-13	0.1583	0.0796	13-6	-0.1565	-0.0760
14	1.0359	-15.4552	0	0	0.1490	0.0500	7-8	0	-0.1847	8-7	0	0.1901
							7-9	0.3195	0.0338	9-7	-0.3195	-0.0236
							9-10	0.0897	0.0267	10-9	-0.0894	-0.0261
							9-14	0.1177	0.0258	14-9	-0.1161	-0.0223
							10-11	0	-0.0319	11-10	0	0.0321
							12-13	0.0117	0.0103	13-12	-0.0117	-0.0103
							13-14	0.0332	0.0283	14-13	-0.0329	-0.0277

D'après les résultats présentés dans les tableaux 4.1 et 4.4, il apparaît nettement que le TCSC avec SVC améliorent le profil des tensions des JdBs (l'amplitude de la tension est entre 1.0100 [pu] et 1.0900 [pu]) et augmentent le transit de la puissance active tout en réduisant celui de la puissance réactive.

On remarque aussi que le compensateur shunt SVC et celui série TCSC ne sont pas limités seulement à la compensation du JdB 9 et de la ligne 4-5, respectivement, mais ses actions sont élargies sur tous le réseau.

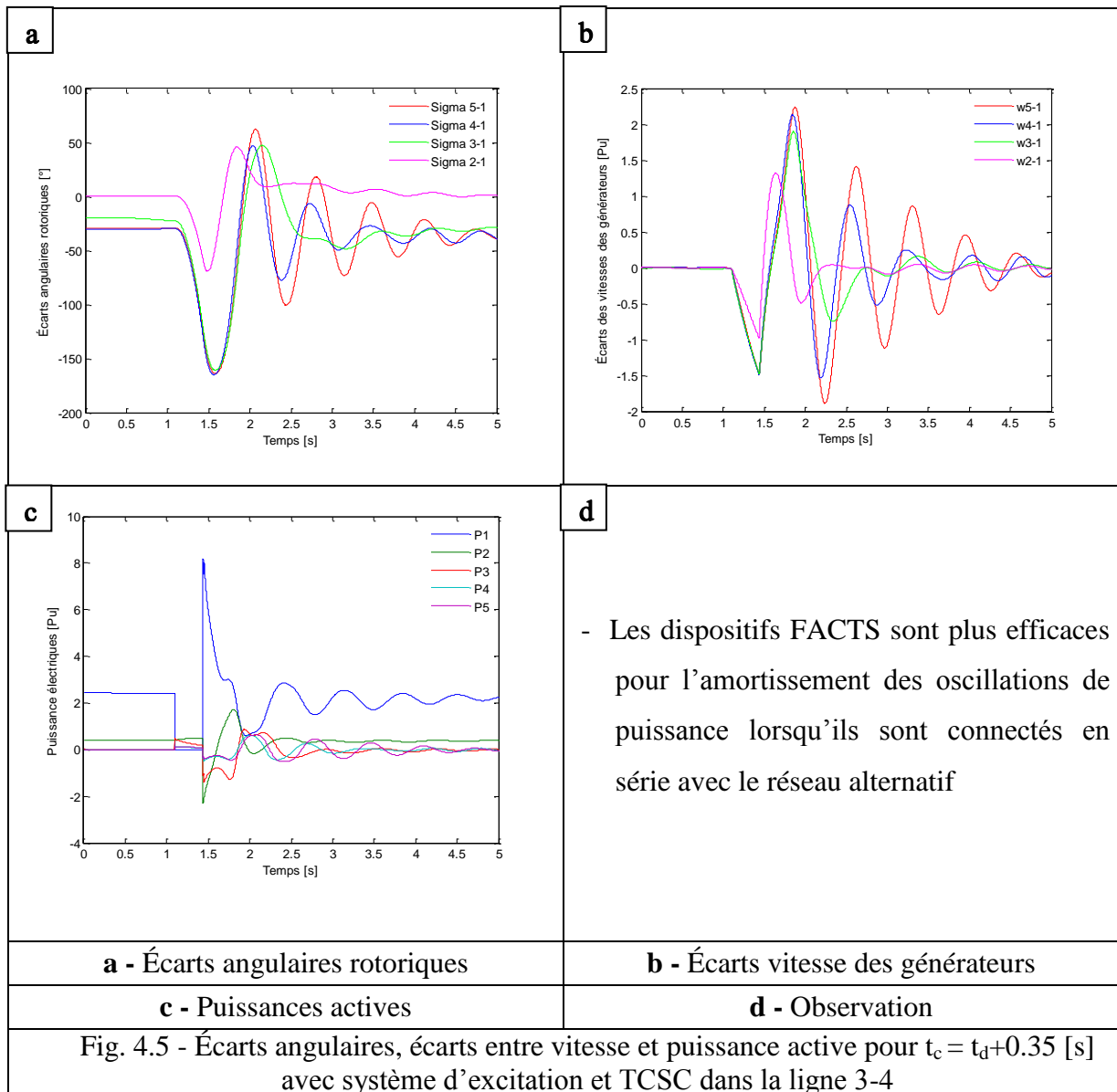
Les résultats évoqués confirment le fait que les dispositifs FACTS sont des outils efficaces pour augmenter le transit de puissance et réguler les tensions des JdBs.

Le CCT a augmenté de 0.01 [s] (CCT avec SVC est de 0.31 [s] et celui avec TCSC+SVC est de 0.32 [s]) avec en plus un meilleur amortissement qu'un SVC seul.



Pour mieux voir l'efficacité du TCSC sur la marge de la stabilité transitoire, on va éliminer la ligne 2-3 et à l'instant $t_d=1.1$ [s] on applique un défaut triphasé - terre à la fin de la ligne 1-5, près du JdB 1. Le TCSC est installé à la ligne 3-4. Nous analyserons l'écoulement de puissance, les résultats après 1 itération sont présentés dans le tableau 4.5.

D'après la figure 4.5 le système est stable pour un CCT = 0.35 [s], et il sera aussi stable pour un CCT = 0.27 [s] dans le cas sans TCSC.



Cette étape nous a permis de vérifier l'efficacité de TCSC à améliorer la marge de la stabilité transitoire et amortir les oscillations de puissance.

Les réponses montrent que les oscillations de la vitesse et de l'angle des générateurs s'amortissent assez rapidement et reviennent à leurs valeurs d'équilibre.

TAB. 4.5 - Résultats de l'écoulement de puissance avec TCSC

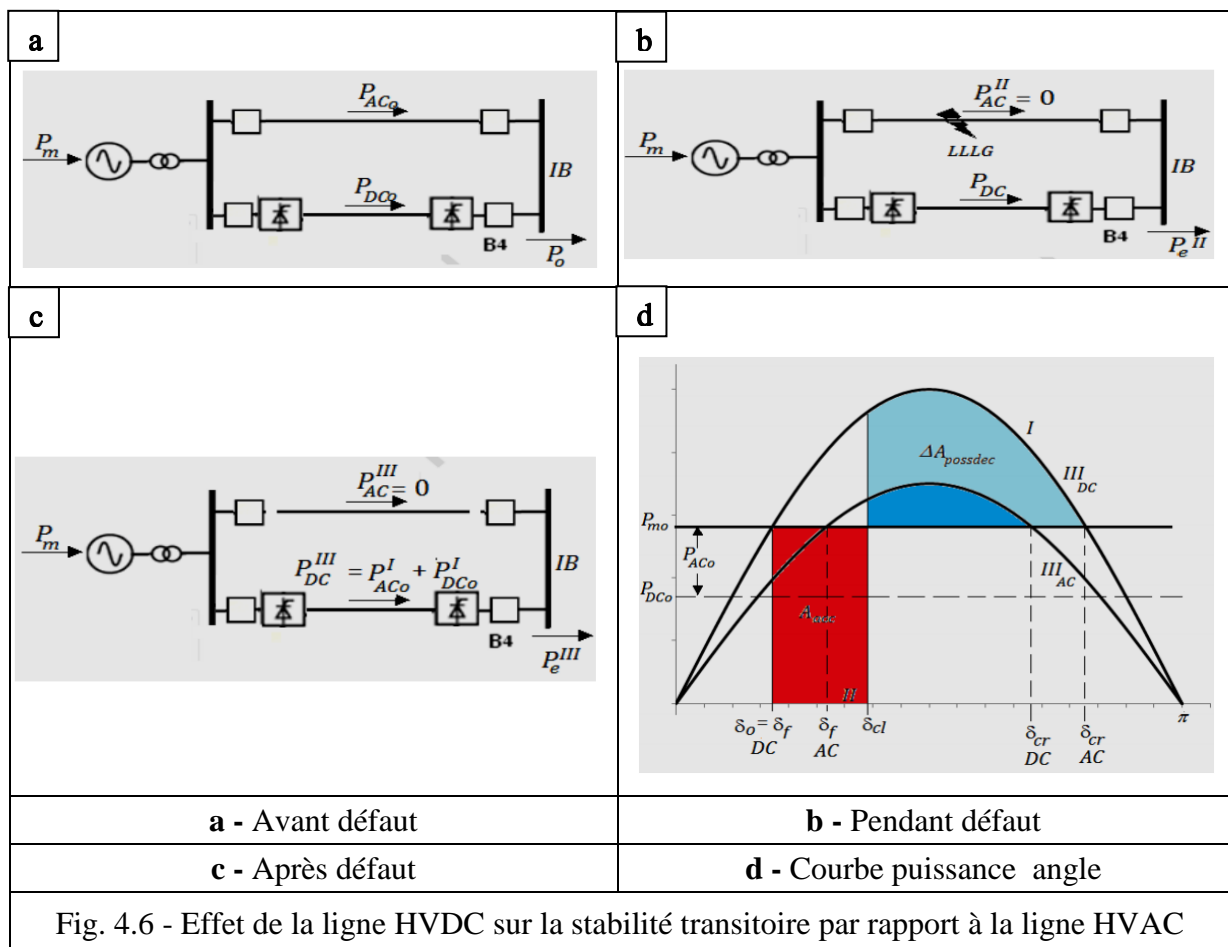
JdB	Tension		Générateur		Charge		Avec TCSC					
	Amplitude (Pu)	Phase(°)	P _g (Pu)	Q _g (Pu)	P _d (Pu)	Q _d (Pu)	Branche	P _{ij} (Pu)	Q _{ij} (Pu)	Branche	P _{ji} (Pu)	Q _{ji} (Pu)
1	1.0600	0	2.4435	-0.2858	0	0	1-2	1.4890	-0.3240	2-1	-1.4493	0.3864
2	1.0529	-4.8213	0.4000	0.5000	0.2170	0.1270	1-5	0.9545	0.0382	5-1	-0.9105	0.0904
3	0.9021	-6.5982	0	0.4000	0.9420	0.1900	2-3	-	-	3-2	-	-
4	1.0139	-13.7498	0	0	0.4780	0.0390	2-4	0.9387	-0.0239	4-2	-0.8925	0.1241
5	1.0169	-11.1984	0	0	0.0760	0.0160	2-5	0.6936	0.0106	5-2	-0.6688	0.0286
6	1.0739	-17.1948	0	0.2400	0.1120	0.0750	3-4	-0.9420	0.2100	4-3	1.0192	-0.3995
7	1.0499	-16.5468	0	0	0	0	4-5	-1.0036	0.2659	5-4	1.0176	-0.2348
8	1.0887	-16.5468	0	0.2400	0	0	4-7	0.2540	-0.0590	7-4	-0.2540	0.0722
9	1.0336	-18.0233	0	0	0.2950	0.1660	4-9	0.1449	0.0295	9-4	-0.1449	-0.0184
10	1.0330	-18.1548	0	0	0.0900	0.0580	5-6	0.4857	0.0998	6-5	-0.4857	-0.0477
11	1.0495	-17.7915	0	0	0.0350	0.0180	6-11	0.0993	0.0843	11-6	-0.0979	-0.0814
12	1.0572	-18.0705	0	0	0.0610	0.0160	6-12	0.0826	0.0308	12-6	-0.0818	-0.0291
13	1.0504	-18.1358	0	0	0.1350	0.0580	6-13	0.1917	0.0976	13-6	-0.1891	-0.0923
14	1.0227	-19.0925	0	0	0.1490	0.0500	7-8	0	-0.2314	8-7	0	0.2400
							7-9	0.2540	0.1592	9-7	-0.2540	-0.1502
							9-10	0.0277	-0.0039	10-9	-0.0277	0.0040
							9-14	0.0761	0.0066	14-9	-0.0754	-0.0051
							10-11	-0.0623	-0.0620	11-10	0.0629	0.0834
							12-13	0.0208	0.0131	13-12	-0.0207	-0.0130
							13-14	0.0748	0.0473	14-13	-0.0736	-0.0449

4.4 - EFFET DES HVDC SUR LA STABILITÉ TRANSITOIRE

4.4.1 - Préambule [90]

Contrairement aux systèmes de transmission CA standard, les systèmes HVDC permettent de contrôler le flux de puissance sur les lignes CC via leurs convertisseurs. En outre, l'exploitation d'une ligne CC peut être utilisée pour le contrôle direct du flux d'énergie. Par conséquent, ils peuvent être utilisés pour améliorer la stabilité du système [91].

Comme exemple illustratif de l'utilisation de HVDC pour améliorer la stabilité transitoire, on considère le système de la figure 4.6a dans lequel une ligne HVDC fonctionne en parallèle avec une ligne CA. Supposons qu'un défaut triphasé se produit sur la ligne CA très près du JdB générateur, la puissance pendant le défaut est presque nulle. Par ses commandes, la ligne HVDC augmente son flux de puissance de telle sorte que le transfert total de la puissance initiale soit rétabli (figure 4.6c). Si la ligne CC est remplacée par une ligne CA, cette action est peut-être impossible en raison de la limite de transfert de puissance qui est limitée par la réactance de la ligne disponible. Par conséquent, comme le montre la figure 4.6d, le circuit HVDC (avec la commande appropriée) entraîne une augmentation significative de la zone de décélération possible tandis que le point de fonctionnement avant défaut initial est restauré.



4.4.2 - Application

Dans cette section, le système IEEE 14 JdB a été utilisé pour illustrer l'efficacité du HVDC, il y a 3 cas à discuter :

- Cas 1 : Cas standard étudié dans la section 4.2.
- Cas 2 : Dans ce cas, le HVDC est incorporé dans le système pour contrôler le flux de puissance active de la ligne 4-5. Les amplitudes des tensions des JdB 4 et 5 sont les mêmes (chacune est de 1.02 [pu]). La puissance active spécifiée est sélectionnée pour avoir un transit de puissance dans le sens opposé.
- Cas 3 : Ce cas est similaire au cas 2, à la différence que le flux de puissance est doublé pour atteindre -134.10 MW.

Pour tous les cas étudiés, un court-circuit triphasé est appliqué à l'instant $t_d = 1.1$ [s] sur la ligne 1-2. Les résultats sont montrés au tableau 4.6.

4.4.3 - Commentaire

D'après les résultats présentés dans le tableau 4.6 (cas 1), le transit de puissance dans la ligne 4-5 est de $-61.80 + j10.15$ MVA et les tensions des JdBs 5 et 4 sont respectivement de $1.0158 \angle -8.7498$ et $1.0117 \angle -10.2229$, le CCT = 0.34 [s].

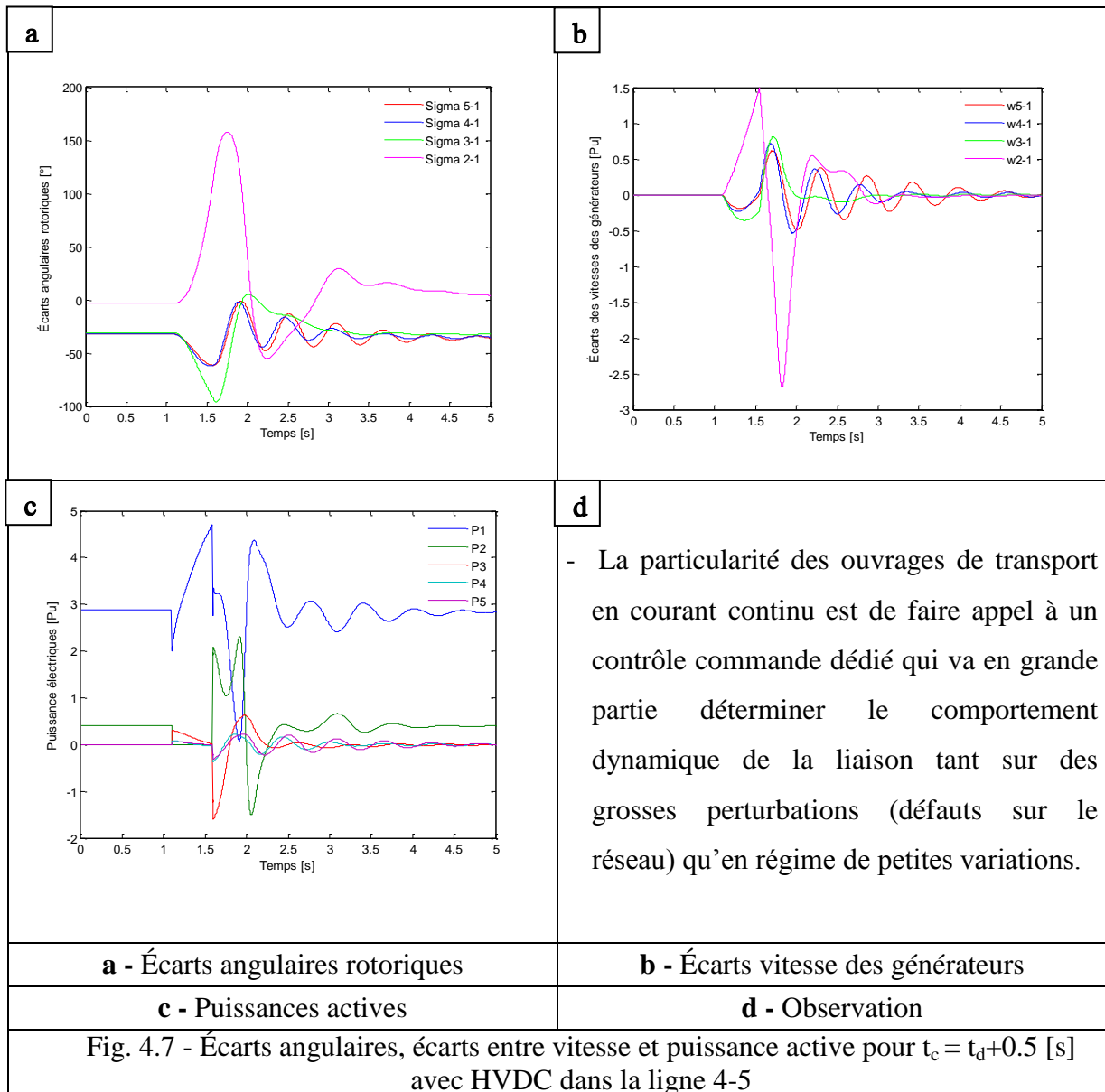
On a modifié le réseau dans le deuxième cas pour incorporer une liaison CC pour le contrôle du flux de la puissance active de la ligne 4-5. On a utilisé le modèle d'injection expliqué dans la section 2.4.4. La tension et l'angle au niveau des JdB sources équivalents 15 et 16 ont été modifiés pour produire l'injection de puissance de convertisseur souhaitée dans le réseau alternatif.

D'après les résultats présentés dans le tableau 4.6 (cas 2) le transit de puissance dans la ligne 4-5 est de $28.27 - j9.43$ MVA, a changé de sens. Dans ce cas le CCT = 0.46 [s].

Le troisième cas est similaire au cas 2 sauf que la puissance active souhaitée est égale à -134.10 MW. D'après les résultats (cas 3), le transit de puissance dans la ligne 4-5 est de $-134.10 + j46.34$ MVA. Dans ce cas le CCT = 0.50 [s].

TAB. 4.6 - Résultats de l'écoulement de puissance avec HVDC

JdB	Cas 1		Cas 2		Cas 3		Branche	Cas 1		Cas 2		Cas 3	
	A (Pu)	Ph (°)	A (Pu)	Ph (°)	A (Pu)	Ph (°)		P _{ij} (Pu)	Q _{ij} (Pu)	P _{ij} (Pu)	Q _{ij} (Pu)	P _{ji} (Pu)	Q _{ji} (Pu)
1	1.0600	0	1.0600	0	1.0600	0	1-2	1.5644	-0.2030	1.6165	-0.2151	1.9788	-0.2947
2	1.0450	-4.991	1.0450	-6.3350	1.0450	-5.1402	1-5	0.7616	0.0532	0.8950	0.0265	0.9039	0.0260
3	1.0100	-12.759	1.0100	-15.279	1.0100	-12.4886	2-3	0.7294	0.0359	0.6968	0.0392	0.8407	0.0261
4	1.0117	-10.222	1.0200	-10.590	1.0200	-9.7616	2-4	0.5478	0.0217	0.4892	-0.0138	0.7921	-0.0786
5	1.0158	-8.749	1.0200	-14.047	1.0200	-10.4819	2-5	0.4275	0.0282	0.5677	-0.0276	0.4602	-0.0021
6	1.0700	-14.425	1.0600	-16.878	1.0600	-15.4801	3-4	-0.2356	0.0723	-0.2661	0.0344	-0.1317	-0.0236
7	1.0478	-13.225	1.0380	-16.724	1.0395	-13.1508	4-5	-0.6180	0.1015	0.2827	-0.0943	-1.3410	0.4634
8	1.0867	-13.225	1.0600	-16.724	1.0600	-13.1508	4-7	0.2751	-0.0600	0.3065	0.0259	0.2417	0.0300
9	1.0317	-14.809	1.0227	-18.160	1.0265	-14.9616	4-9	0.1569	0.0288	0.1760	0.0574	0.1388	0.0616
10	1.0309	-15.023	1.0214	-18.220	1.0249	-15.3424	5-6	0.4520	0.1104	0.4010	0.1669	0.5041	0.1771
11	1.0466	-14.841	1.0367	-17.672	1.0388	-15.5295	6-11	0.0788	0.0878	0.0477	0.0899	0.1108	0.0717
12	1.0534	-15.275	1.0434	-17.804	1.0434	-16.2810	6-12	0.0801	0.0317	0.0760	0.0325	0.0838	0.0290
13	1.0468	-15.311	1.0366	-17.905	1.0375	-16.2571	6-13	0.1812	0.0991	0.1652	0.0999	0.1975	0.0913
14	1.0200	-16.055	1.0102	-19.094	1.0129	-16.5699	7-8	0	-0.2314	0	-0.1205	0	-0.1292
15	-	-	1.0000	-14.002	1.0103	-10.3058	7-9	0.2751	0.1560	0.3065	0.1282	0.2417	0.1478
16	-	-	1.0000	-10.392	1.0186	-9.7584	9-10	0.0479	-0.0080	0.0787	-0.0106	0.0162	0.0087
							9-14	0.0890	0.0038	0.1088	0.0019	0.0693	0.0149
							10-11	-0.0421	-0.0662	-0.0114	-0.0691	-0.0737	-0.0492
							12-13	0.0183	0.0140	0.0143	0.0150	0.02195	0.0112
							13-14	0.0619	0.0502	0.0423	0.0525	0.0815	0.0390



4.5 - CONCLUSION

L'action des PSS est devenue insuffisante face à l'augmentation des transits de puissance et l'apparition de problèmes de stabilité et de phénomènes d'oscillations de puissance.

Les dispositifs FACTS sont apparus comme des outils efficaces pour augmenter le transit de puissance, la régulation de la tension et l'amélioration de la stabilité transitoire. L'introduction de ces dispositifs de contrôle est indispensable pour le bon contrôle des transits de puissance, ce qui permettra l'augmentation de la marge de stabilité transitoire, une bonne régulation de la tension et l'amélioration de l'amortissement des oscillations électromécaniques.

En se basant sur les résultats présentés, nous pouvons conclure que les FACTS permettent d'améliorer la stabilité du réseau. Mais, il en résulte que, pour certaines de ses

configurations, les FACTS ne peuvent pas permettre d'améliorer ses performances sans créer la diminution de la marge de stabilité transitoire.

Le HVDC contribue à maintenir le synchronisme des activités du réseau en contrôlant les variations rapides de puissances. Au cours des défauts, le flux de puissance peut être suffisamment retardé par l'inversion immédiate du transfert de puissance. En conséquence, une accélération du rotor peut être établie. De même, cela peut améliorer la stabilité transitoire en obligeant les convertisseurs à fournir un complément d'énergie réactif et corriger la tension après l'élimination de défaut.

CHAPITRE 5

**ÉCOULEMENT
DE PUISSANCE
OPTIMAL AVEC
CONTRAINTES DE
LA STABILITÉ
TRANSITOIRE**

5 - ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL AVEC CONTRAINTE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

5.1 - INTRODUCTION

Ces dernières années, les systèmes électriques comprennent davantage de structures à courant continu. Des effets indésirables inhérents à la stabilité transitoire de tels systèmes peuvent être enregistrés. L'écoulement de puissance optimal avec contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF) dans les réseaux CC/CA est communément utilisé pour des fins de leur amélioration.

La fonction principale de la TSC-OPF est de minimiser le coût associé à la production globale des générateurs. On cherche, surtout, à préserver la déviation de l'angle du rotor dans des limites acceptables après des perturbations brusques et soudaines. On cherche à inclure des contraintes supplémentaires de la sécurité des réseaux CC/CA maillés pour la résolution du problème de l'OPF.

Nous présentons l'état de l'art du TSC-OPF et nous détaillons la procédure et l'implémentation de la méthode séquentielle dans un réseau IEEE 14 JdB modifié.

5.2 - THÉORIE DU TSC-OPF

5.2.1 - Problème générique

Le problème TSC-OPF (extension du problème OPF standard) est principalement défini comme un problème d'optimisation sous contraintes non linéaires. Il est défini par une fonction objectif f et un ensemble de contraintes d'égalité et d'inégalité [92], [93].

$$\text{Min } f(x, u) \quad (5.1)$$

Avec

$$h(x, u) = 0 \quad (5.2)$$

$$g(x, u) \leq 0 \quad (5.3)$$

Le problème d'optimisation suivant représente un modèle de TSC-OPF en minimisant le coût de production [94], [95] :

$$f = \text{Min} \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 \quad (5.4)$$

La contrainte d'égalité $h(x,u)$ est l'ensemble d'équations de puissance qui gouverne le système d'alimentation:

$$P_{gi} - P_{di} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (5.5)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (5.6)$$

Les contraintes d'inégalité $g(x,u)$ sont l'ensemble des contraintes qui représentent les limites opérationnelles et de sécurité du système avant défaut :

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad \text{ou} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (5.7)$$

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad \text{ou} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (5.8)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad \text{ou} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (5.9)$$

$$\theta_i^{\min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{\max} \quad \text{ou} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (5.10)$$

Les contraintes d'inégalité de la stabilité transitoire sont formulées comme suit :

$$|\delta_i - \delta_{COI}| \leq \delta_{\max} \quad (5.11)$$

$$\delta_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{n_g} M_i \delta_i}{\sum_{i=1}^{n_g} M_i} \quad (5.12)$$

Pour permettre au réseau d'avoir une marge de stabilité satisfaisante [92], [96], le choix de δ_{\max} est basé sur l'action expérimentale est de 100 à 120°.

En ajoutant les contraintes de la stabilité transitoire, le réseau électrique sera représenté par un ensemble d'équations algébriques différentielles tel que :

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ x \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(x, y, \alpha) \\ g(x, y, \alpha) \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

Où x est un vecteur de variables d'état dynamiques tels que les angles des générateurs, y est un vecteur des variables algébriques et α le vecteur des paramètres de contrôle.

5.2.2 - Procédure de la solution

Les contraintes d'EP rendent impossible la résolution des problèmes d'OPF à l'aide des techniques plus simple [97], [98]. Pour résoudre les OPF, il est nécessaire de passer par l'équation de Lagrange :

$$L(x, \lambda) = f(x) + \sum \lambda_i h_i(x) \quad (5.14)$$

Est le problème peut être résolu à l'aide du calcul de la matrice jacobienne

$$\nabla f + \lambda \nabla h = 0 \quad (5.15)$$

Suite à l'obtention de la matrice jacobienne, les égalités sont observées :

$$\frac{\partial L}{\partial x} = 0 \quad (5.16)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (5.17)$$

Ces équations présentent un nombre identique d'inconnus et d'équations permettant ainsi de résoudre un problème d'optimisation non-linéaire avec des contraintes d'égalité [99].

1 - Méthode du point intérieur

La méthode du point intérieur est une méthode qui remplace les contraintes d'inégalités en contraintes d'égalité permettant ainsi de résoudre un problème d'optimisation non-linéaire avec des contraintes d'inégalité. La méthode suggère d'ajouter une barrière (pénalité) à la fonction objective et l'ajout de variable d'écart pour transformer les inégalités [2], [100].

$$\text{Min } f(x) - \mu^k \sum \ln(s_i) \quad (5.18)$$

$$h_i(x) = 0 \quad (5.19)$$

$$g_i(x) + s_i = 0 \quad (5.20)$$

Le Lagrangien est défini comme suit :

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) - \mu^k \sum \ln(s_i) + \lambda^T h(x) + \gamma^T g(x) \quad (5.20)$$

Pour arriver à une solution, il faut dériver le gradient de cette fonction. Le gradient peut être décomposé en différentes parties en raison de ses propriétés d'opérateur linéaire. Les différentes parties du gradient sont données par l'équation :

$$\nabla_x L = \nabla_x f(x) + \nabla_x h(x)\lambda + \nabla_x g(x)\gamma = 0$$

$$\nabla_\lambda L = h(x) = 0 \quad (5.21)$$

$$\nabla_\gamma L = g(x) + s = 0$$

$$\nabla_s L = -\mu^k s^{-1} e + \gamma = 0$$

$$s = \begin{bmatrix} s_1 & & & \\ & s_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & s_i \end{bmatrix} \text{ et } e = \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

Suite aux calculs des différents gradients, un système d'équations algébriques non-linéaires est obtenu. Il est donc possible de résoudre ces équations à l'aide d'une méthode telle que la méthode Newton-Raphson [101].

5.3 - APPLICATION NUMERIQUE

5.3.1 - Préambule

Dans cette partie, le système IEEE 14 JdB modifié, comprend 14 JdB CA et 5 JdB HVDC-VSC. Le JdB 19 n'est connecté à aucun VSC. Un générateur est également présent sur le réseau à courant continu et prétend être de l'énergie renouvelable. Par exemple, une centrale solaire [102]-[106]. Les paramètres des branches, générateurs, JdBs et de VSC sont donnés dans les tableaux (5.1) - (5.4) et sur la figure (5.1) [107].

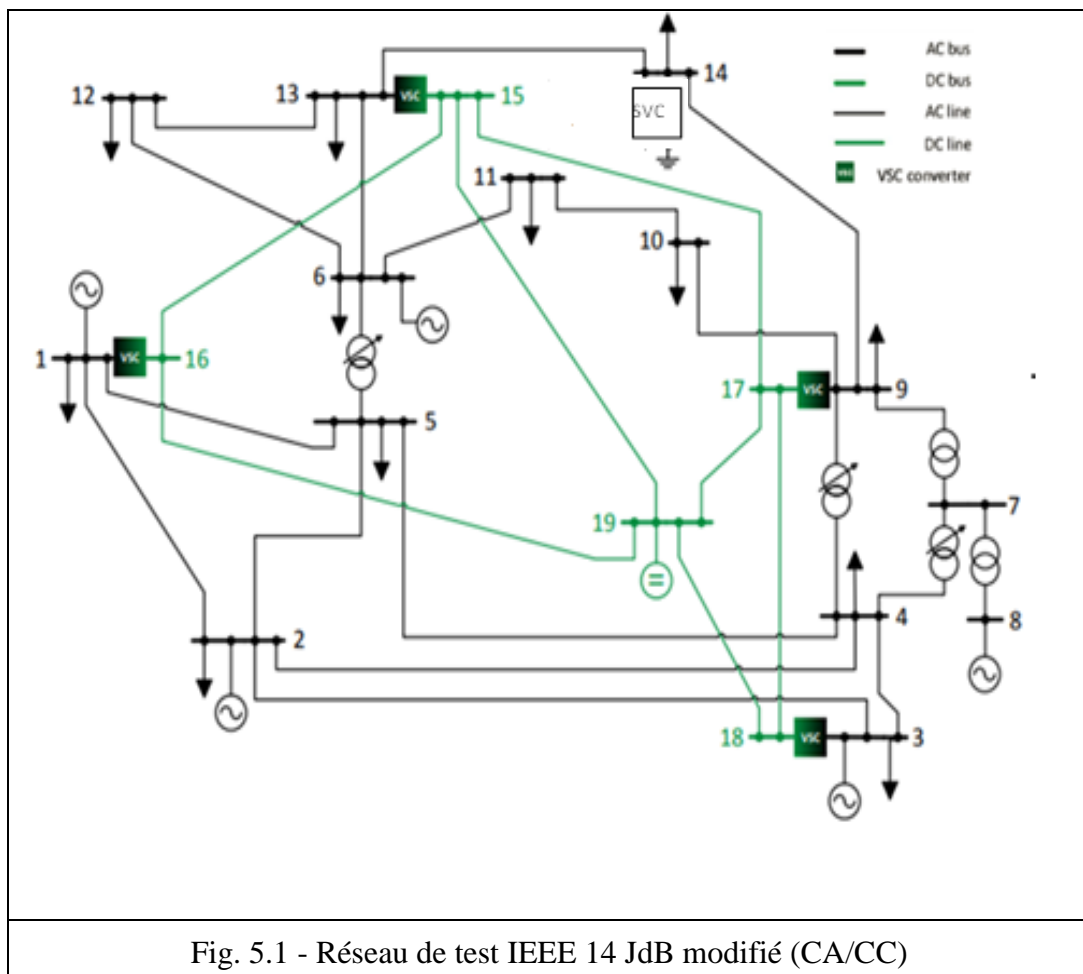


Fig. 5.1 - Réseau de test IEEE 14 JdB modifié (CA/CC)

5.3.2 - Représentation des variables

TAB. 5.1 - IEEE 14 JdB CA avec 5 JdB MTDC: Données des Branches

Élément	r (pu)	x (pu)	B _{sh} (pu)	Type	α	$\bar{\alpha}$	Capacité (MVA)
1-2	0.01938	0.05917	0.0528	Line CA	0.9	1.1	50
1-5	0.05403	0.22304	0.0492	Line CA	0.9	1.1	50
2-3	0.04699	0.19797	0.0438	Line CA	0.9	1.1	50
2-4	0.05811	0.17632	0.034	Line CA	0.9	1.1	50
2-5	0.05695	0.17388	0.0346	Line CA	0.9	1.1	50
3-4	0.06701	0.17103	0.0128	Line CA	0.9	1.1	50
4-5	0.01335	0.04211	0	Line CA	0.9	1.1	50
4-7	0	0.20912	0	TXF	0.9	1.1	50
4-9	0	0.55618	0	TXF	0.9	1.1	50
5-6	0	0.25202	0	TXF	0.9	1.1	50
6-11	0.09498	0.1989	0	Line CA	0.9	1.1	50
6-12	0.12291	0.25581	0	Line CA	0.9	1.1	50
6-13	0.06615	0.13027	0	Line CA	0.9	1.1	50
7-8	0	0.17615	0	TXF	0.9	1.1	50
7-9	0	0.11001	0	TXF	0.9	1.1	50
9-10	0.03181	0.0845	0	Line CA	0.9	1.1	50
9-14	0.12711	0.27038	0	Line CA	0.9	1.1	50
10-11	0.08205	0.19207	0	Line CA	0.9	1.1	50
12-13	0.22092	0.19988	0	Line CA	0.9	1.1	50
13-14	0.17093	0.34802	0	Line CA	0.9	1.1	50
15-16	0.0036	0	0	Line CC	0.9	1.1	50
15-17	0.0036	0	0	Line CC	0.9	1.1	50
15-19	0.0036	0	0	Line CC	0.9	1.1	50
16-19	0.0036	0	0	Line CC	0.9	1.1	50
17-18	0.0036	0	0	Line CC	0.9	1.1	50
17-19	0.0036	0	0	Line CC	0.9	1.1	50
18-19	0.0036	0	0	Line CC	0.9	1.1	50

TAB. 5.2 - IEEE 14 JdB CA avec 5 JdB MTDC: Données générateurs

JdB	\bar{Q}_g (MVar)	\underline{Q}_g (MVar)	\bar{p}_g (MW)	\underline{p}_g (MW)	c_2	c_1	c_0
1	10	-10	332.4	0	0.043029	20	0
2	50	-40	140	0	0.25	20	0
3	40	0	100	0	0.01	40	0
6	24	-6	100	0	0.01	40	0
8	24	-6	100	0	0.01	40	0
19	0	0	100	0	0	0	1000

TAB. 5.3 - IEEE 14 JdB CA avec 5 JdB MTDC: Données JdB

JdB	p_d (MW)	Q_d (MVA _r)	G_s (MW)	B_s (MVA)	Tension (KV)	\bar{v} (pu)	\underline{v} (pu)
1	0	0	0	0	150	1.1	0.9
2	21.7	12.7	0	0	150	1.1	0.9
3	94.2	19	0	0	150	1.1	0.9
4	47.8	0	0	0	150	1.1	0.9
5	7.6	1.6	0	0	150	1.1	0.9
6	11.2	7.5	0	0	150	1.1	0.9
7	0	0	0	0	150	1.1	0.9
8	0	0	0	0	150	1.1	0.9
9	29.5	16.6	0	0	150	1.1	0.9
10	9	5.8	0	0	150	1.1	0.9
11	3.5	1.8	0	0	150	1.1	0.9
12	6.1	1.6	0	0	150	1.1	0.9
13	13.5	5.8	0	0	150	1.1	0.9
14	14.9	5	0	0	150	1.1	0.9
15	0	0	0	0	320	1.1	0.9
16	0	0	0	0	320	1.1	0.9
17	0	0	0	0	320	1.1	0.9
18	0	0	0	0	320	1.1	0.9
19	0	0	0	0	320	1.1	0.9

TAB. 5.4 - IEEE 14 JdB CA avec 5 JdB MTDC: Données VSC

JdB CA	JdB CC	r_{fj}	x_{fj}	b_{filtre}	r_{phr}	x_{phr}	k_0	k_1	k_2
1	16	0.0001	0.01	0	0.0001	0.02	0.011033	0.003464	0.005335
3	18	0.0001	0.01	0	0.0001	0.02	0.011033	0.003464	0.005335
9	17	0.0001	0.01	0	0.0001	0.02	0.011033	0.003464	0.005335
13	15	0.0001	0.01	0	0.0001	0.02	0.011033	0.003464	0.005335

5.3.3 - Simulation et traçage des courbes

1 - Application

Dans cette section, le système IEEE 14 JdB modifié a été utilisé pour illustrer l'efficacité de la méthode proposée, il y a 5 cas à discuter :

- Cas 1 : Est le PF standard.
- Cas 2 : Est l'OPF standard sans HVDC-VSC sans FACTS et sans contraintes de stabilité transitoire.
- Cas 3 : Est l'OPF avec contraintes de stabilité transitoire.
- Cas 4 : Lorsque IEEE 14 JdB modifié, implante FACTS (SVC au JdB 14), avec plusieurs terminaux HVDC-VSC (MTDC) et sans contrainte de stabilité transitoire.
- Cas 5 : Utilisant la nouvelle configuration de réseau avec la contrainte de la stabilité transitoires.

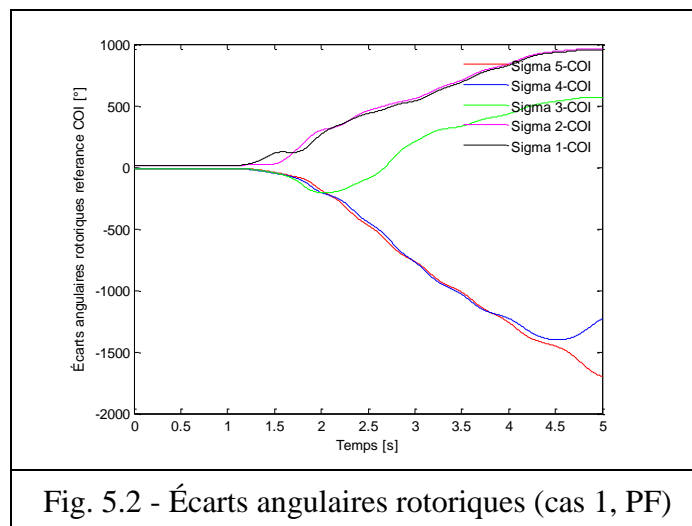
Les résultats sans montrées au tableau 5.5.

TAB. 5.5 - Résultats d'optimisation

Cas	<i>Cas 1</i>	<i>Cas 2</i>	<i>Cas 3</i>	<i>Cas 4</i>	<i>Cas 5</i>
P_{g1} (MW)	232	194.41	182.40	146.41	122.40
P_{g2} (MW)	40	36.74	29.44	25.61	20.00
P_{g3} (MW)	00	28.61	10.00	00	9.98
P_{g6} (MW)	00	00	12.50	00	4.00
P_{g8} (MW)	00	8.52	32.62	00	15.38
P_{g19} (MW)	/	/	/	100	100
Coût (\$/h)	/	8080.77	8122.36	5526.66	5770.39
Défaut au JdB 1	Perdre de la stabilité	violation de la marge de stabilité	Réseau stable	violation de la marge de stabilité	Réseau stable

2 - Discussion

Cas 1, PF standard, d'après le tableau 5.5 est la figure 5.2, avec cette génération, ont constaté que la stabilité transitoire du système est perdue à la suite de la perturbation de défaut sur le JdB 1 (l'élimination de la perturbation a été simulée par un déclenchement de la ligne en défaut, dans ce cas la ligne 1-2 à 0,38 [s]). Le système ne peut pas évidemment fonctionner dans ce mode.



Cas 2, OPF standard, lorsque HDVC-VSC, les contraintes FACTS et de stabilité transitoire ne sont pas prises en compte, la fonction objectif (coût de la production) est de 8088.77 \$/h. Mais avec cette génération, ont constaté que la stabilité est violée à la suite d'un défaut au JdB 1 (même condition cas 1), comme illustré à la figure 5.3, il est évident que le système ne peut pas fonctionner dans ce mode car la sécurité du réseau est violée.

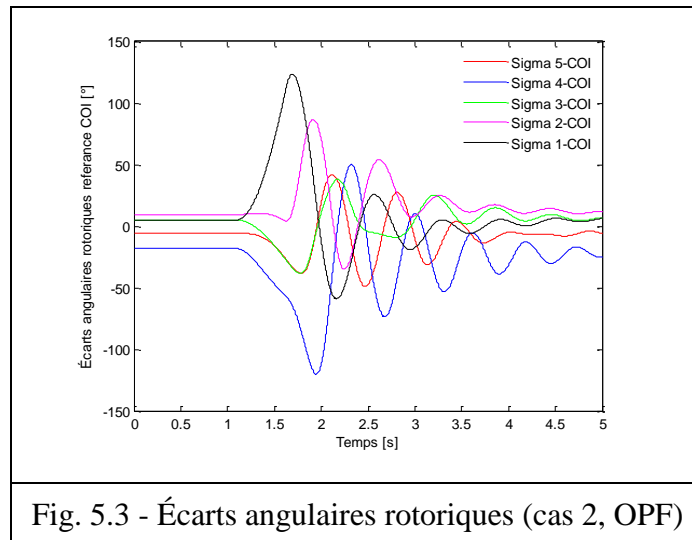


Fig. 5.3 - Écarts angulaires rotoriques (cas 2, OPF)

Cas 3, la puissance active des générateurs 1, 2 et 3 est diminuée de 194.41 [MW], 36.74 [MW] et 28.61 [MW] (cas 2) à 182.40 [MW], 29.44 [MW] et 10,00 [MW] (cas 3) respectivement, tandis que le générateur 6, 8 a augmentée de 00.00 et 08.52 [MW] (cas 2) à 12.50 et 32.62 [MW] (cas 3) respectivement. Le coût de la production passe de 8080.77 \$/h (cas 2) à 8122.36 \$/h (cas 3) comme indiqué dans le tableau 5.5 et la figure 5.4. Une des conséquences de la satisfaction des contraintes de stabilité transitoires est l'augmentation du coût de la production. L'augmentation de coût afin de satisfaire les critères de stabilités est de 0.51%

$$\frac{8122.36 - 8080.77}{8080.77} \times 100 = 0.51\% \quad (5.22)$$

D'après la figure 5.4, l'utilisation de contraintes de stabilité transitoires en termes de solution OPF donne de meilleurs résultats et garantit également la stabilité du système après une perturbation.

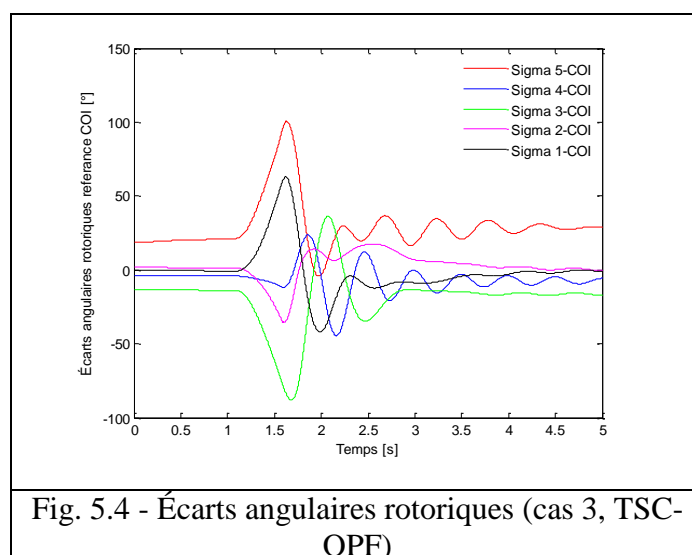
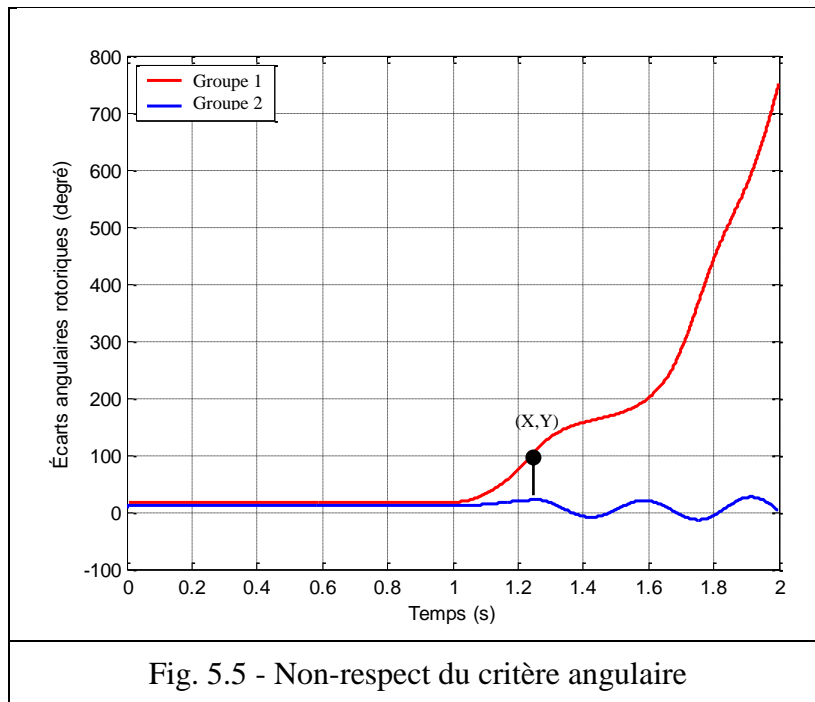


Fig. 5.4 - Écarts angulaires rotoriques (cas 3, TSC-OPF)

Remarque

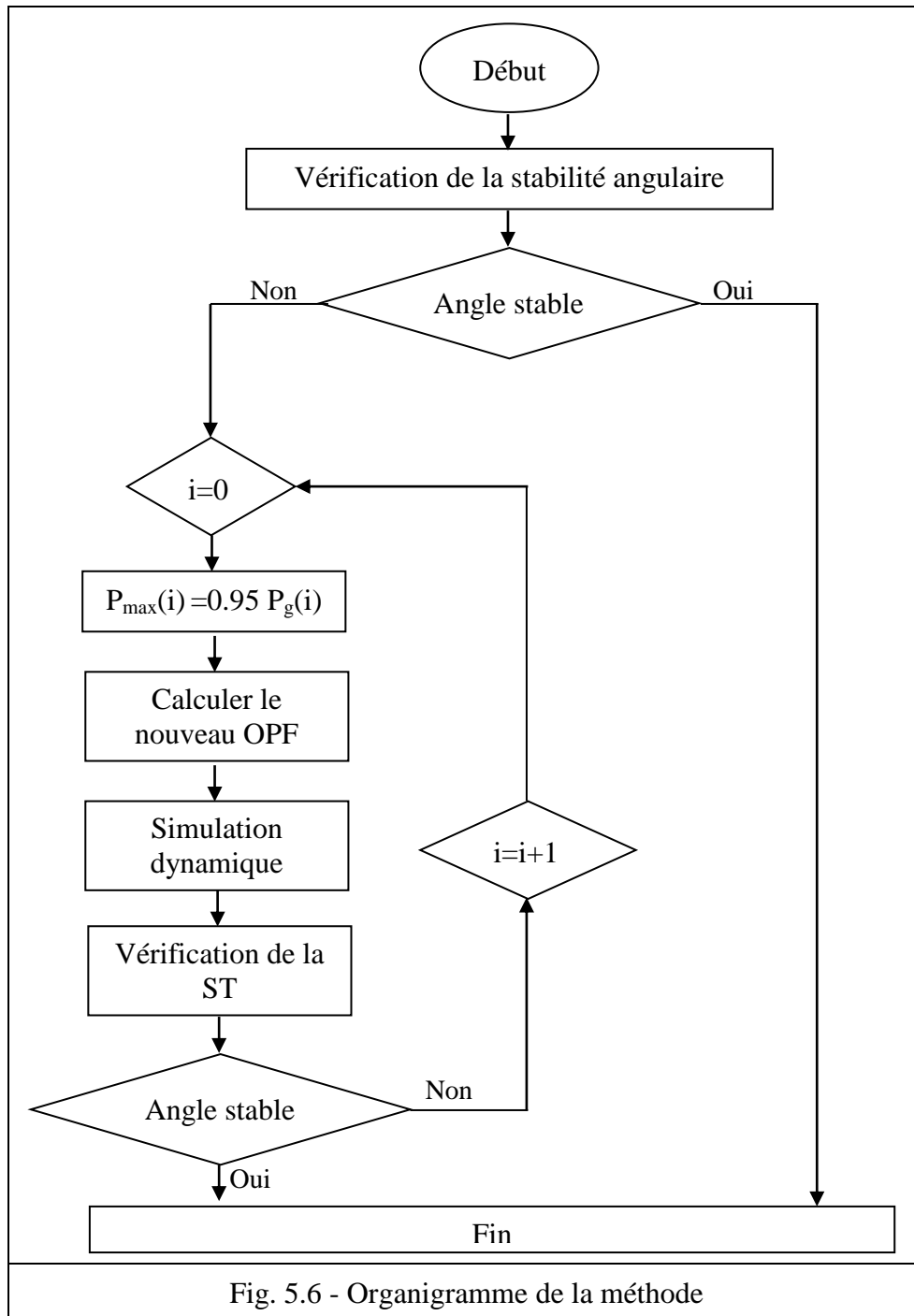
Le critère angulaire est très simple, pour déterminer si le réseau est stable angulairement suite à un défaut, il doit respecter le critère de la contrainte de l'équation (5.11). Il est possible de représenter graphiquement ce critère. La Figure 5.5 présente un exemple de non-respect du critère angulaire.



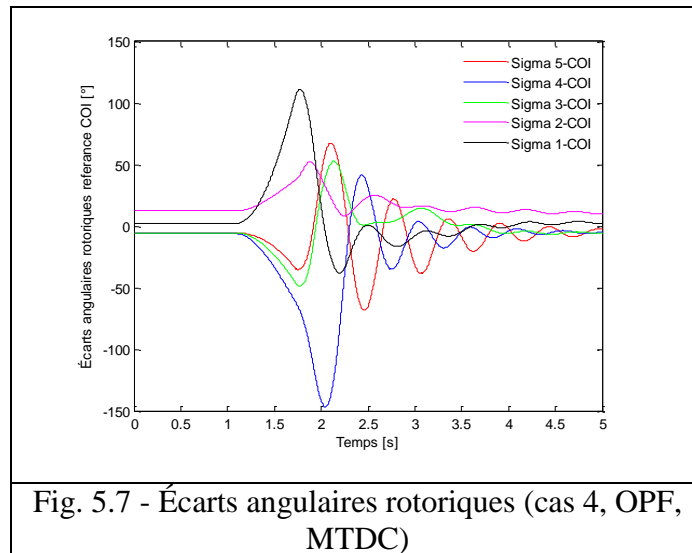
Dans le cas où il existe plusieurs couples de groupes ne respectant pas le critère de stabilité angulaire, le couple ayant le plus rapidement atteint le critère d'écart angulaire est celui qui est retenu.

D'après la figure 5.5, il est évident qu'il y a perte de la stabilité angulaire. Il est important de rectifier la stabilité angulaire. Pour ce faire, les groupes adoptés sont étudiés en faisant diminuer successivement leur production de 5% et vérifier la stabilité transitoire suivant l'organigramme présenté à la Figure 5.6.

Dans les cas 4 et 5, le réseau est modifié, à l'heure actuelle, la charge totale est de 295 [MW] (nouvelle charge de puissance active de 11.6 [MW] sur le JdB 1) et un nouveau générateur est présent sur le JdB à courant continu (JdB 19). La solution des cas 4 et 5, avec et sans contraintes de stabilité transitoires, est donnée dans le tableau 5.5.



D'après le tableau, cas 4, le coût de la production a été réduit à 5526.66 \$/h. Cependant, avec cette génération, on a constaté que la stabilité du système est violée suite à la perturbation de défaut sur le JdB 1 (l'élimination de la perturbation a été simulée par un déclenchement de la ligne 1-2 à 0,69 [s]), comme montre la figure 5.7. Il est évident que le système ne peut pas fonctionner dans ce mode parce que la sécurité du réseau a été violée.



Dans le cas 5, afin de conserver les limites de stabilité transitoire, la puissance active des générateurs 1 et 3 est réduite de 146.41 [MW] et 25.61 [MW] (cas 4) à 122.40 [MW] et 20.00 [MW] (cas 5) respectivement, tandis que les générateurs 2, 6 et 8 augmentent de 00 [MW] (cas 4) à 9.98, 4.00 et 15.938 [MW] (cas 5) respectivement. Le coût de la production passe de 5526.66 \$/h (cas 4) à 5770.39 \$/h (cas 5). Comme indiqué dans le tableau 5.5 et la figure 5.8 une des conséquences de la satisfaction des contraintes de stabilité transitoires est l'augmentation du coût de la production de 4.41%

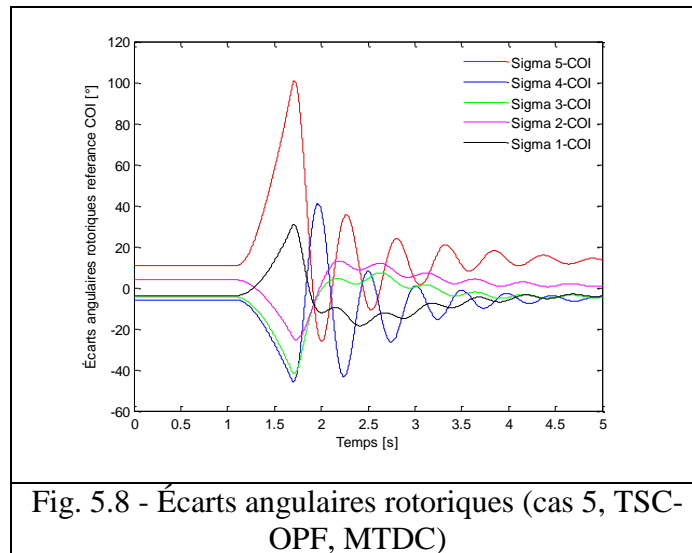
$$\frac{5770.39 - 5526.66}{5526.66} \times 100 = 4.41\% \quad (5.22)$$

Mais, il est évident que le système peut fonctionner dans ce mode car la sécurité du réseau est assurée.

La stabilité transitoire du système est comparée avec et sans la présence de contraintes de stabilité transitoire. L'utilisation de contraintes de stabilité transitoires en termes de solution OPF donne de meilleurs résultats et garantit également la stabilité transitoire du système après une perturbation de défaut.

Le nouveau coût du réseau IEEE 14 JdB modifiée par rapport au réseau de base est beaucoup intéressant au point de vue économique, un coup de moins de 40.75%

$$\frac{8122.36 - 5770.39}{5770.39} \times 100 = 40.75\% \quad (5.23)$$



5.4 - CONCLUSION

L'intégration des contraintes de stabilité transitoire dans l'OPF des réseaux pour contrôler la valeur de l'angle du rotor nous a permis de garantir la stabilité transitoire du système après un défaut. Il a été possible d'obtenir un écoulement de puissance optimal sécuritaire pour le réseau IEEE 14 JdB modifiée, avec une augmentation de seulement 4.41% par rapport au point optimal.

Les futurs systèmes de transmission contiendront davantage de liaisons MTDC-VSC. Leurs effets sur la stabilité transitoire demeure un créneau de recherche à bien aborder. L'évolution croissante des systèmes futurs entraînerait une complexité supplémentaire à l'étude de son problème et constitue donc un nouveau défi à la stabilité des systèmes électriques.

Dans notre étude, l'apport des énergies renouvelable a contribué à un gain de 40.75% par rapport au cas de base. Ce qui affirme les opportunités d'installer des parcs solaires ou éoliens vu leur rentabilité et le prix revient et de retour d'investissement qui amortis les dépenses assez rapidement.

**CONCLUSION
GÉNÉRALE &
PERSPECTIVES**

CONCLUSION GÉNÉRALE & PERSPECTIVES

L'étude que nous avons effectuée avait pour objectif, l'analyse de la stabilité transitoire au sein des systèmes électriques contemporains marqués, surtout, par l'intégration des dispositifs souples à base de l'électronique de puissance, des interconnexions à courant continu et des sources renouvelables. Notre méthodologie repose sur la considération des moyens classiques et modernes pour la sécurité et la sauvegarde des réseaux électriques en présence des grandes perturbations. Nos objectifs de recherches sur la stabilité transitoire s'alignent selon les principales définitions contenues dans les différentes normes existantes notamment celles proposées par IEEE/CIGRE et DL755-2001.

Notre travail ne se penche nullement sur la validité d'une définition par rapport à une autre ou de statuer pour l'une parmi d'autres qui semblerait convenable à l'étude de la stabilité transitoire.

Une première simulation a fait ressortir des valeurs de CCT selon deux normes. Une comparaison entre les CCT a été faite. La première indique un $CCT = 0.26$ [s] tandis que la seconde indique un $CCT = 0.34$ [s]. Cette différence est due surtout aux PSS et AVR. Ces derniers peuvent donner un bon amortissement et conduire le système à une bonne stabilité transitoire, mais ils ne sont pas toujours efficaces en présence des grandes perturbations du réseau.

Les dispositifs FACTS comme moyens modernes et flexibles de contrôle sont davantage intégrés dans les systèmes électriques. Leur introduction est indispensable pour le bon contrôle des transits de puissance. Ils permettent l'augmentation de la marge de stabilité transitoire, une bonne régulation de la tension et l'amélioration de l'amortissement des oscillations électromécaniques.

Ces dispositifs sont plus efficaces pour l'amortissement des oscillations de puissance lorsqu'ils sont connectés en série avec le réseau alternatif. Ils sont capables de moduler le flux de puissance actif à l'exemple du TCSC.

Contrairement aux systèmes de transmission CA qui sont limités par leurs réactances, les systèmes HVDC permettent de contrôler le flux des puissances des lignes CC à travers leurs puissants convertisseurs. En outre, l'exploitation d'une ligne CC peut être utilisée pour le contrôle direct du flux d'énergie et améliorer, par conséquent, la stabilité du système.

Le HVDC fait maintenir le synchronisme des activités du réseau en contrôlant rapidement les variations des puissances. Au cours des perturbations, le flux de puissance peut

être suffisamment retardé par l'inversion immédiate de son transfert ce qui peut limiter l'accélération du rotor. De même, cela peut améliorer la stabilité transitoire en obligeant les convertisseurs à fournir un complément d'énergie réactif et corriger la tension après l'élimination de la perturbation.

Des simulations sur le réseau standard IEEE 14 JdB muni de FACTS et de HVDC ont été effectuées. L'amortissement rapide des oscillations de la vitesse et de l'angle des générateurs ont été obtenues, ce qui s'est traduit par une bonne amélioration de CCT.

Actuellement, des systèmes HVDC multi-terminaux sont proposés. Des recherches pour leur développement sont nécessaires pour se prononcer sur leur faisabilité future. Ils seront superposés au réseau CA actuel et le créneau de recherche de la stabilité transitoire réapparaîtra selon d'autres optiques.

Notre contribution dans le domaine de la stabilité transitoire consiste à proposer une solution au problème de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF) de ces réseaux.

Les résultats obtenus par le biais des simulations effectuées dans la plateforme MATLAB ont été bien concluants. Ils confirment bien la tendance actuelle et incontournable d'utiliser des réseaux mixtes CA/CC, des FACTS et des sources renouvelables pour une meilleure sécurité et sauvegarde des réseaux électriques. Dans notre étude, l'apport de ces techniques a contribué à un gain de 40.75% par rapport au réseau standard.

Enfin, il reste encore beaucoup de perspectives à définir. On peut citer, entre autres :

- L'intégration de nouveaux dispositifs FACTS (UPFC, STATCOM...) dans la méthodologie suivie dans le présent manuscrit.
- La coordination de plusieurs FACTS entre eux et avec les générateurs synchrones (PSS, AVR).
- L'application de ces méthodes sur d'autres réseaux plus grands et pourquoi pas sur notre réseau Algérien.
- L'introduction de nouveaux outils d'optimisation (PSO, Harmony search).
- L'interaction entre les stations de liaisons HVDC-VSC et/ou entre les machines tournantes.

ANNEXES

ANNEXE 1

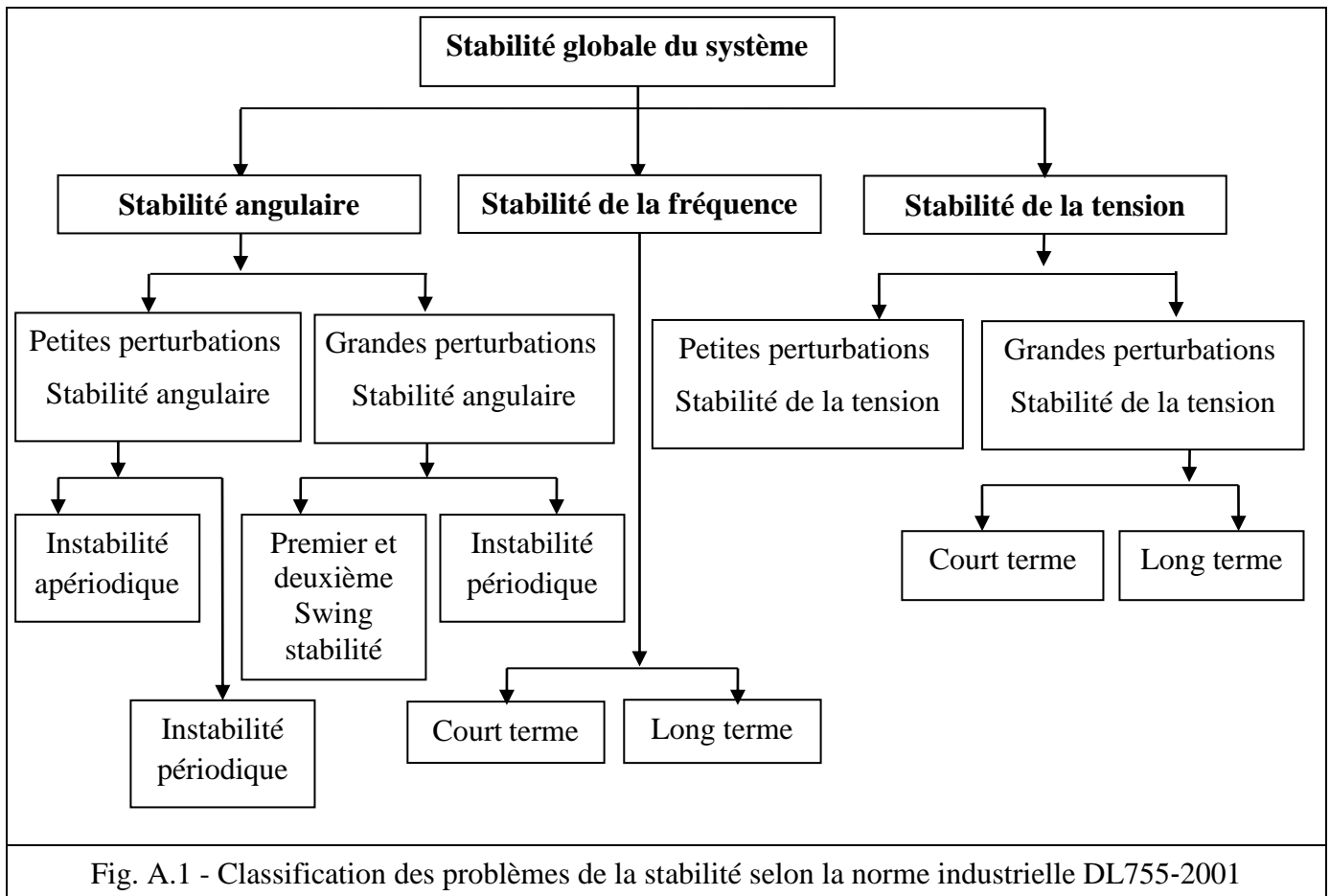


Fig. A.1 - Classification des problèmes de la stabilité selon la norme industrielle DL755-2001

Tab A.1 - Comparaison entre les deux normes de classification de stabilité

Norme de classification	IEEE / CIGRE		Norme industrielle DL755-2001	
	Stabilité de l'angle de puissance	Petites perturbations Stabilité angulaire	Processus à court terme	Stabilité régime permanent Petite perturbation Stabilité dynamique
Grandes perturbations Stabilité angulaire		Processus à court terme	Stabilité dynamique Grandes perturbation Stabilité dynamique	1er / 2ème swing processus court terme/ long terme
Stabilité de la tension	Petites perturbations Stabilité de la tension	Processus à court terme /long terme	Régime permanent Stabilité de la tension	
	Grandes perturbations Stabilité de la tension	Processus à court terme /long terme	Grandes perturbation Stabilité de la tension	Processus à court terme /long terme
Stabilité de la fréquence	Processus à court terme/long terme		Processus à court terme/long terme	

ANNEXE 2

Donnes réseau test IEEE 14 JdB, ce réseau est une partie du système énergétique Américain dans le Midwest des États-Unis.

TAB. A.1 - Données de l'excitation

Exc no.	1	2	3	4	5
K_A	200	20	20	20	20
T_A	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
T_B	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
T_c	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
V_{Rmax}	9.9	2.05	1.7	2.2	2.2
V_{Rmin}	0	0	0	1	1
K_E	0	0	0	0	0
T_E	0	0	0	0	0
K_F	0	0	0	0	0
T_F	0	0	0	0	0

TAB. A.2 - Données des JdB

JdB no.	P_g (pu)	Q_g (pu)	P_d (pu)	Q_d (pu)	Type* de JdB	Q_g(pu) max	Q_g (pu) min
1	2.32	0.00	0.00	0.00	2	10.0	-10.0
2	0.4	-0.424	0.2170	0.1270	1	0.5	-0.4
3	0.00	0.00	0.9420	0.1900	2	0.4	0.00
4	0.00	0.00	0.4780	0.00	3	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.0760	0.0160	3	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.1120	0.0750	2	0.24	-0.06
7	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	2	0.24	-0.06
9	0.00	0.00	0.2950	0.1660	3	0.00	0.00
10	0.00	0.00	0.0900	0.0580	3	0.00	0.00
11	0.00	0.00	0.0350	0.0180	3	0.00	0.00
12	0.00	0.00	0.0610	0.0160	3	0.00	0.00
13	0.00	0.00	0.1350	0.0580	3	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.1490	0.0500	3	0.00	0.00

Type* de JdB: (1) Swing bus, (2) JdB générateur (PV), (3) JdB charge (PQ)

TAB. A.3 - Données des branches

branche	r (pu)	x (pu)	B_{sh} (pu)	Rapport TXF
1-2	0.01938	0.05917	0.0528	1
1-5	0.05403	0.22304	0.0492	1
2-3	0.04699	0.19797	0.0438	1
2-4	0.05811	0.17632	0.034	1
2-5	0.05695	0.17388	0.0346	1
3-4	0.06701	0.17103	0.0128	1
4-5	0.01335	0.04211	0	1
4-7	0	0.20912	0	0.978
4-9	0	0.55618	0	0.969
5-6	0	0.25202	0	0.932
6-11	0.09498	0.1989	0	1
6-12	0.12291	0.25581	0	1
6-13	0.06615	0.13027	0	1
7-8	0	0.17615	0	1
7-9	0	0.11001	0	1
9-10	0.03181	0.0845	0	1
9-14	0.12711	0.27038	0	1
10-11	0.08205	0.19207	0	1
12-13	0.22092	0.19988	0	1
13-14	0.17093	0.34802	0	1

TAB. A.4 - Données des générateurs

Gen no.	1	2	3	4	5
MVA	615	60	60	25	25
x_l (pu)	0	0	0	0	0
r_a (pu)	0.00	0.0031	0.0031	0.0014	0.0014
x_d (pu)	0.8979	1.05	1.05	1.25	1.25
x'_d (pu)	0.2995	0.1850	0.1850	0.232	0.232
x''_d (pu)	0	0	0	0	0
T'_{d_0}	7.4	6.1	6.1	4.75	4.75
T''_{d_0}	0	0	0	0	0
x_q (pu)	0.646	0.98	0.98	1.22	1.22
x'_q (pu)	0.646	0.36	0.36	0.715	0.715
x''_q (pu)	0	0	0	0	0
T'_{q_0}	0.00	0.3	0.3	1.5	1.5
T''_{q_0}	0	0	0	0	0
H	5.143	6.54	6.54	5.06	5.06
D	2	2	2	2	2

TAB. A.5 - Données des PSS

K_{pss}	T_w (s)	T_1	T_2	T_3	T_4	V_{smax}	V_{smin}
5	10	0.38	0.02	0.38	0.02	0.1	-0.1
20	10	0.05	0.02	3	5.4	0.1	-0.1

TAB. A.6 - Données de contrôle SVC

K	T (s)	B_{max} (pu)	B_{max} (pu)
25	0.15	2	-2

TAB. A.7 - Données de contrôle TCSC

K_w	T_w (s)	T_1	T_2	T_3	T_4	B_{max} (pu)	B_{max} (pu)
10	1.5	1.1	0.05	0.08	0.5	2	-0.5

RÉFÉRENCES

RÉFÉRENCES

- [1] B. Ayachi, S. Leulmi, *Renforcement de la Stabilité Transitoire par L'utilisation des FACTS Intelligents Application Réseau Est Algérien*, Mémoire de magister, Département d'électrotechnique, Université du 20 Août 55, skikda, Algérie, 2008.
- [2] A. BESNER, *Écoulement de Puissance Optimal avec Contraintes de Stabilité Transitoire pour Réseaux Hydro Thermiques*, Mémoire maîtrise en génie électrique, Ecole de technologie supérieure, Montréal, 2017.
- [3] S. S. S. Diaboun, S. Leulmi, *Renforcement de la Stabilité Transitoire par L'utilisation des FACTS (UPFC)*, Mémoire de magister, Département d'électrotechnique, Université du 20 Août 55, Skikda, Algérie, 2005.
- [4] R. T. Byerly, E.W. Kimbark, *Stability of Large Electric Power System*, IEEE Press, New York, 1974.
- [5] P. M. Anderson, *Reliability Criteria for System Dynamic Performance*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 96(6), 1815-1818, 1977.
- [6] I. Ames, *Proceedings of the International Symposium on Power System Stability*, 1985.
- [7] Task Force, *Proposed Terms & Definitions for Power System Stability*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101(7), 1894-1898, July 1982.
- [8] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al, *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE Transactions on Power Systems, 19(3), 1387-1401, 2004.
- [9] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, and G. Andersson , *Closure of Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE Transactions on Power Systems, 21(1), 446-458, 2006.
- [10] Jing Ma, *Power System Wide-Area Stability Analysis and Control*, John Wiley, China, 2018.
- [11] P. Kundur, N. J. Balu, M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-hill. 1994.
- [12] P. W. Sauer, M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability: With Synchrophasor Measurement and Power*, Urbana, 1998.
- [13] D. Ruiz-Vega, M. Pavella, *A Comprehensive Approach to Transient Stability Control I: Near Optimal Preventive Control*, IEEE Transactions on Power Systems, 18(4), 1446-1453, 2003.
- [14] D. Gan, R. J. Thomas, R. D. Zimmerman, *Stability-Constrained Optimal Power Flow*, IEEE Transactions on Power Systems, 15(2), 535-540, 2000.

- [15] Y. Yuan, J. Kubokawa, H. Sasaki, *A Solution of Optimal Power Flow With Multicontingency Transient Stability Constraints*, IEEE Transactions on Power Systems, 18(3), 1094-1102, 2003.
- [16] S.N. Singh, A.K. David, *Dynamic Security in Open Power Market Dispatch*, Electr. Power Comp. Syst., 30(3), 315-330, 2002.
- [17] X. Tu, L.A. Dessaint, I. Kamwa, *Fast Approach for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow Based on Dynamic Reduction Method*, IET Gener. Transm. Distrib, 8(7), 1293-1305, 2014.
- [18] Commission AMPERE, *Évaluation de la Production Décentralisée : Effets sur le Réseau*, Rapport principal, 1999. (www.mineco.fgov.be/energy/ampere_commission/h.pdf)
- [19] E. G. Shahraki, *Apport de l'UPFC à L'amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques*, Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2003.
- [20] E.W. Kimbark, *Direct Current Transmission*, Volume I, Wiley Interscience, 1971.
- [21] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*, 2nd Edition, Institution of Electrical Engineers, 1998.
- [22] K. R. Padiyar, *HVDC Power Transmission Systems - Technology and System Interactions*, John Wiley & Sons, 1990.
- [23] V. K. Sood, *HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 2004.
- [24] D. Jovicic, D. van Hertem, K. Linden, J.-P. Taisne, and W. Grieshaber, *Feasibility of DC Transmission Networks*, IEEE ISGT Europe, Manchester UK, 1-8, Dec 2011.
- [25] Friends of the Supergrid FOSG WG2. (2012, Mar) *Roadmap to the Supergrid Technologies. Final*.
- [26] H. Wang, M. Redfern, *The Advantages and Disadvantages of Using HVDC to Interconnect AC Networks*, in 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 1-5, 2010.
- [27] Y. Yang et al, *Hybrid Grids, Towards a Hybrid AC/DC Transmission grid*. DNV GL Strategic Research & Innovation, 2015.
- [28] B. M. Weedy et al, *Electric Power Systems*. John Wiley & Sons, 2012.
- [29] S. Henry et al, *Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance*. Electra 267, 79-86, 2013.
- [30] V. Vittal, G. T. Heydt, G. Hug, R. Yang, and el, *Tools and Techniques for Considering Transmission Corridor Options to Accommodate Large Scale Renewable Energy Resources*. Carnegie Mellon University and Arizona State University, 2012.

- [31] R. Wiget, G. Andersson, *DC Optimal Power Flow Including HVDC Grids*, IEEE Electrical Power & Energy Conferenc (EPEC), 2013.
- [32] J. Linthorst, *Optimizing VSC Set Points for Embedded HVDC Power Systems*, Universitiet Utrecht, 2017.
- [33] H. S. M. Ramadan, *Non-linear Control and Stabilization of VSC-HVDC Transmission Systems*, Thèse Docteur en Génie Electrique, Université Paris, France, 2012.
- [34] W.F. Long, W. Litzenberger, *Fundamental Concepts in High-Voltage Direct Current Power Transmission*, 978-1-4673-1935-5/12/\$31.00 ©2012 IEEE
- [35] D. VAN HERTEM, M. DELIMAR, *High Voltage Direct Current (HVDC) Electric Power Transmission Systems*, University of Leuven, Belgium and University of Zagreb, Croatia, Woodhead Publishing Limited, 2013
- [36] S. Barrios-Martínez, C. Ángeles-Camacho, *Technical Comparison of FACTS Controllers in Parallel Connection*, Journal of Applied Research and Technology, 2017.
- [37] K. Karthikeyan, P. K. Dhal., *Transient Stability Analysis by Optimal Location and Tuning of SVC Using Biogeography based Optimization*, Advances in Natural and Applied Sciences, 10(3), 215-223, 2017.
- [38] X. P. Zhang, C. Rehtanz, B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems : Modelling and Control*, Springer Berlin Heidelberg New York, USA, 2006.
- [39] K. R. Padiyar, *FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution*, Department of Electrical, New AGE International (P) Limited, Publishers, 2007.
- [40] M. Eremia, C. C. Liu, A. A. EDRIS, *Advanced Solutions in Power System : HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, IEEE PRESS, Wiley, 2016.
- [41] S. K. M. Kodsi, C. A. Canizares, *Modeling and Simulation of IEEE 14 Bus System with FACTS Controllers*, Technical Report #2003-3, 2003.
- [42] N. Martins, H. Pinto, J. Paserba. *Using a TCSC for Power System Scheduling and System Oscillation Damping-Small Signal and Transient Stability Studies*, In Proc. IEEE/PES Winter Meeting, Singapore, 1455-1461, 2000.
- [43] J. Paserba, N. Miller amd E. larsen, and R. Piwko, *A Thyristor Series Controlled Compensation Model for Power System Stability Analysis*, IEEE Trans on Power Systems, 10(4), 1471-1478, 1995.
- [44] A. D. Del Rosso, C. A. Canizares, V. M. Dona, *A Study of TCSC Controller Design for Power System Stability Improvement*, IEEE Trans on Power Systems, 18(4), 1487-1496, 2003.

- [45] A. E. Emanuel, *The Unified Power Flow Controller : A New Approach to Power Transmission Control*, IEEE transactions on power systems, 10(2), 1995.
- [46] R. M. Mathur, Rajiv K. Varma, *Thyristor-Based FACTS Controllers For Electrical Transmission Systems*, A John Wiley & Sons, INC. Publication, 2002.
- [47] T. Wildi, G. Sybille, *Electrotechnique*, 4 edition, de boeck, 2005.
- [48] N. Serbia, *Modular Multilevel Converters for HVDC Power Stations*, Thèse Docteur en Génie Electrique, Université de Toulouse, France, 2014.
- [49] M. Funck , J. Vandendorpe, *Liaisons HVDC: Structure, Contrôle et Modélisation Technologies VSC et MMC*, Master en ingénieur civil électromécanicien, 2016.
- [50] N. Savić, V. Katić, *Overview of the Configuration and Power Converters in High Voltage Direct Current*, Proceedings of 4th International Conference on Electrical, Electronics and Computing Engineering, IcETRAN, Serbia, 2017.
- [51] P. Lundberg, A. Gustafsson, M. Jeroense, *Recent Advancements in HVDC VSC Systems HVDC and Power Electronics Technology and Development*, Cigre, Lund 2015.
- [52] S. Benhalima, *la Conception, la Modélisation et la Simulation du Système VSC-HVDC Offshore*, Ecole de Technologie Supérieure, Mémoire Maîtrise en Génie Electrique, Université du Québec, 2012.
- [53] G. Buigues, V. Valverde, A. Etxegarai, P. Eguía, E. Torres, *Present and Future Multiterminal HVDC Systems: Current Status and Forthcoming Developments*, RE&PQJ, 83-87, 1(15), 2017.
- [54] J. Beerten, D. Van Hertem, R. Belmans, *VSC MTDC Systems with a Distributed DC Voltage Control-a Power Flow Approach*, IEEE PowerTech 2011, Trondheim, Norway, Jun. 19–23, 2011.
- [55] J. Dorn, D. Retzmann, D. Soerangr, Siemens Germany, *Prospects of Multilevel VSC Technologies for Power Transmission B. Gemell, Siemens USA*, Siemens Power Transmission & Distribution, 2008
- [56] T. An, G. Tang, W. Wang, *Research and Application on Multi-Terminal and DC Grids Based on VSC-HVDC Technology in China*, IET High Volt., 2(1), 1-10, 2017.
- [57] J. Renedo, A. Garcia-Cerrada, L. Rouco, *Active Power Control Strategies for Transient Stability Enhancement of AC/DC Grids With VSC-HVDC Multi-Terminal Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, www.ieee.org/publications_standards, 0885-8950, 2016.
- [58] H. Cui, F Li, H Yuan, *Control and Limit Enforcements for VSC Multi-Terminal HVDC in Newton Power Flow*, arxiv.org, 2017.

- [59] S. Cole and R. Belmans, *A Proposal for Standard VSC HVDC Dynamic Models in Power System Stability Studies*, Electric Power Systems Research, Vol 81, 967-973, 2011.
- [60] S. Cole, J. Beerten, and R. Belmans, *Generalized Dynamic VSC MTDC Model for Power System Stability Studies*, IEEE Trans on Power Systems, 25(3), 1655-1662, 2010.
- [61] H. F. Latorre, M. Ghandhari, L. Soder, *Active and Reactive Power Control of a VSC-HVdc*, Electric Power Systems Research, Vol 78, 1756-1763, 2008.
- [62] R. Preece, *A Probabilistic Approach to Improving the Stability of Meshed Power Networks with Embedded HVDC Lines*. Doctor of Philosophy. University of Manchester, 2013.
- [63] F. Héctor, S. Latorre, *Modeling and Control of VSC-HVDC Transmissions*, Doctor of Philosophy. Royal Institute of Technology, Electric Power Systems, Sweden, 2011.
- [64] H. A. Saad, *Modélisation et Simulation d'une Liaison HVDC de Type VSC-MMC*, Thèse diplôme de philosophie doctor (Ph.D), Ecole polytechnique de Montréal, 2015.
- [65] M. A. AboElHassan, S. Kamel, M. Ebeed, *Simple Modeling of HVDC Systems into Newton-Raphson Load Flow Algorithm*, 978-1-4673-9063-7/16/\$31.00 ©2016 IEEE.
- [66] Cuiqing Du, *The Control of VSC-HVDC and its use for Large Industrial Power Systems*, Thesis for the degree of licentiate of engineering, Department of Electric Power Engineering, Sweden 2003.
- [67] M. C. Imhof, *Voltage Source Converter Based HVDC-Modelling and Coordinated Control to Enhance Power System Stability*, Doctor of Sciences of ETH Zurich, 2015.
- [68] P. Kundur, N. J. Balu, M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*, McGraw-hill, 1993.
- [69] G. Andersson, *Power System Analysis, Power Flow Analysis, Fault Analysis, Power System Dynamics and Stability*, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2012.
- [70] M. Badis, *Modelisation, Analyse et Commande des Grands Systemes Electriques Interconnectes*, Thèse Docteur de L'école Normale Supérieure de Cachan, 2010.
- [71] N. Abu-Tabak, *Stabilité Dynamique des Systèmes Electriques Multimachines : Modélisation, Commande, Observation et Simulation*, Ecole Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique de Lyon, 2008.
- [72] S. M. Sadeghzadeh, *Amélioration de la Stabilité Transitoire et de L'amortissement des Oscillations d'un Réseau Electrique à L'aide de SMES et de SSSC*, Thèse Docteur en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1998.
- [73] E. Haginomori, T. Koshiduka, J. Arai, H. Ikeda, *Power System Transient Analysis Theory and Practice Using Simulation Programs (ATP-EMTP)*, Wiley, 2016.

- [74] Z. Bouchama, *Stabilisateurs Synergétiques des Systèmes de Puissance*, Thèse Doctorat en Sciences, Département d'électrotechnique, Université Ferhat Abbas - Sétif, 2013.
- [75] T. Zabaïou, *Coordination des Régulateurs Conventionnels des Machines Synchrones et des Compensateurs Statiques (SVCS)*, Doctorat en Génie Ph.D, Université du Québec, 2010.
- [76] O. Kotb, *On Stability Enhancement in AC/DC Power Systems Through Multi-terminal HVDC Controllers*, Doctoral Thesis, Stockholm, Sweden, 2018.
- [77] H. N. DUC, *Amélioration de L'amortissement des Oscillations de Puissance du Réseau Electrique avec les Dispositifs FACTS et les Mesures à Distance*, Doctorat en Génie Ph.D, Université du Québec, 2011.
- [78] I. Boldea, *Synchronous Generators*, University Politehnica Timisoara, Romania, Taylor & Francis Group, 2016.
- [79] J. Machowski, J. W. Bialek, J. R. Bumby, *Power System Dynamics Stability and Control*, Second Edition, Wiley, 2008.
- [80] H. Alkhatib, *Etude de la Stabilité aux Petites Perturbations dans les Grands Réseaux Electriques : Optimisation de la Régulation par une Méthode Meta heuristique*, Thèse Doctorat, Université Paul Cézanne d'aix-Marseille, 2008.
- [81] J. L. Lilien, *Transport et Distribution de l'Energie Electrique*, Cours Donné à l'Institut d'Electricité de Montefiore, Université de Liège, Belgique, 2013.
- [82] M. E. El-Hawary, *Electrical Power Systems: Design and Analysis*, IEEE Press Power System Engineering, New York, USA, 1983.
- [83] N. D. Tleis, *Power Systems Modelling and Fault Analysis Theory and Practice*, Elsevier Ltd, UK, 2008.
- [84] G. Andersson, *Dynamic Phenomena in Electric Power Systems*, 2C1113, Electric power systems, Advanced course, KTH, Suède, 2000.
- [85] A. Hamza, *Electric Power Systems*, Vol 1, Damas, Syria, 1987.
- [86] C. Aumuller, *Power System Stability*, EE 4400, Power engineering 3, Discipline of Electrical & Computer Engineering, 2002.
- [87] W. D. Stevenson. Jr, *Elements of Power System Analysis*, McGraw-Hill Companies, 4th edition, USA, 1982.
- [88] K. H. Djabellah, K. Khazri, N. Ladaycia, *Stabilité Transitoire d'un Système Electrique Multimachine*, Département d'Electrotechnique, Université 20 Août 1955 Skikda, 2010.
- [89] I. B. Sulistiawati , A. Priyadi, et al , *Critical Clearing Time prediction Within Various Loads for Transient Stability Assessment by Means of the Extreme Learning Machine Method*, Electrical Power and Energy Systems, Vol 77, 345-352, 2016.

- [90] M. EL-Shimy, *Dynamic Security of Interconnected Electric Power Systems - Volume 2*, LAP, 2015.
- [91] B. Ayachi, A. Boukadoum, S. Leulmi, T. Boukra, *Improving the Transient Stability of the Mixed AC/DC Networks with FACTS*, Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEI), 6(4), 477-485, 2018.
- [92] D. ThanhLong, J. G. Yao, T. VietAnh, *Improving the Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow with Thyristor Controlled Series Compensators*, Russian Electrical Engineering, 85(12), 777-784, 2014.
- [93] H. W. Dommel, W. F. Tinney, *Optimal Power Flow Solutions*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 87(10), 1866-1876, 1968.
- [94] B. Ayachi, A. Boukadoum, S. Leulmi, *Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow with FACTS*, Proceedings of 4th International Conference on Advances in Mechanical Engineering, ICAME2018, Istanbul, Turkey 2018.
- [95] C. Kumar, C. P. Raju, *Constrained Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization*, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering, 2(2), 235-241, 2012.
- [96] B. Ayachi, S. Leulmi, A. Boukadoum, *Improving the Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow with FACTS*, Proceedings of 5th International Conference on Control & Signal Processing, Kairouan, Tunisia 2017.
- [97] G. Deqiang, R. G. Thomas, R. D. Zimmerman. *A Transient Stability Constrained Optimal Power Flow*. Bulk Power System Dynamics and Control-Restructuring, Volume IV: 720, Greece, 1998.
- [98] N. Mezhoud, S. Leulmi and A. Boukadoum, *AC-DC Optimal Power Flow Incorporating Shunt FACTS Devices Using HVDC Model and Particle Swarm Optimization Method*, International Review Electrical Engineering, 9(2), 382-392, 2014.
- [99] A. Zerigui, L.A. Dessaint, R. Hannat, T.F. Robert, I. Kamwa, *Statistical Approach for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow*, IET Gener. Transm. Distrib, 9(14), 1856-1864, 2015.
- [100] Y. Z. K. Gao, Z. Han, P. Yu, Y. Chen, J. Ma, *Multi-Objectives OPF of AC-DC Systems Considering VSC-HVDC Integration*, IEEE PES Asia-Pacific, Power and Energy Conference - Xi'an- China, 2016.
- [101] W. F. Tinney, C. E. Hart, *Power Flow Solutions by Newton Method*, IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, 86(11), 1449-1460, 1967.

- [102] V. Saplamidis, R. Wiget, G. Andersson, *Nonlinear Security Constrained Optimal Power Flow for Combined AC and HVDC Grids*, EEH- Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2014.
- [103] R. Wiget, M. Vrakopoulou, G. Andersson, *Probabilistic Security Constrained Optimal Power Flow for a Mixed HVAC and HVDC Grid with Stochastic Infeed*, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2014.
- [104] V. Saplamidis, R. Wiget, G. Andersson, *Security Constrained Optimal Power Flow for Mixed AC and Multi-Terminal HVDC Grids*, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2015.
- [105] R. Wiget, E. Iggland, G. Andersson, *Security Constrained Optimal Power Flow for HVAC and HVDC Grids*, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2014.
- [106] R. Wiget, G. Andersson, *Optimal Power Flow for Combined AC and Multi-Terminal HVDC Grids based on VSC Converters*, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2012.
- [107] ABB. HVDC Light - *It's Time to Connect*, 2013.