

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Electrique

Spécialité :

Réseaux électriques et haute tension

THÈME

**La balance de la station de transfert d'énergie et
pompage STEP**

Préparé par : Mr RAHALI Takyeddine

Devant le Jury :

Nom et prénoms	Grade	Qualité
M^r : A.ISMAIL	Pr Université de Tiaret	Président
M^{eme} : H.BOURENANE	MA«A» Université de Tiaret	Examineur 1
M^{eme} : M.BEDOUI	MA«A» Université de Tiaret	Examineur 2
M^{eme} : K.BELHACEL	MA«A» Université de Tiaret	Encadreur

PROMOTION 2016 /2017

Dédicace

*Je dédié ce travail à :
Ma Mère,
A mon Père,
A mon frère et mes sœurs
Et à tous mes Amis*

Rahali Takyeddine

Remerciement

Je tiens avant tout à remercier M^{eme} Belhacel Kheira, pour son aide et ses orientations durant toute la durée de ce travail.

J'adresse mes remerciements aux président du jury « M^r : Ismaili » et membres du Jury « M^{eme} : Bournane » et « M^{eme} : Bedoui » qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt.

Mes chaleureux remerciements vont aussi à Monsieur M.BEY de m'avoir aidé dans mes travaux de simulation et de la rédaction.

Je veux aussi exprimer ma vive reconnaissance envers tous les enseignants du poste graduation du réseau électrique.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

RAHALI Takyeddine

Table des matières

Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
I.1 Introduction	4
I.2. Réseaux électriques traditionnels	4
I.2.1. Architecture d'un réseau électrique	5
I.2.2. Hiérarchisation du réseau électrique	5
I.3. Réseaux électriques intelligents	7
I.3.1. Fonctionnement	8
I.3.2. Architecture des réseaux intelligents	10
I.3.3.Des avantages économiques et environnementaux	10
I.3.4.Les limites dans la mise en œuvre	11
I.4 Stabilité des réseaux électriques (La balance)	11
I.4.1. Définition de la stabilité des réseaux	11
I.4.2.Classification de la stabilité	11
I.4.3.Stabilité de tension	12
I.4.4. Stabilité de fréquence	13
I.4.5. La stabilité de l'angle de rotor	13
I.5. Les problèmes de l'instabilité	18
I.6. Description générale d'une station de pompage	19
I.6.1. Description du réseau électrique	20
I.8. Conclusion	21
Chapitre II : Etude et Modélisation du SSSC	
II.1 Introduction	23
II.2.Dispositif SSSC	23
II.2.1.Principe de fonctionnement	24
II.2.2.Effet de la compensation série (SSSC) sur le réseau électrique	28
II.3. Modélisation du SSSC	31
II.3.1. Modèle Mathématique Simplifié	31

II.3.2. Modèle Mathématique en Considérant le Circuit DC	32
II.4. Contrôle du SSSC	34
II.4.1. la méthode Watt-Var découplée	34
II.4.2. Détermination des Références	35
II.4.3. Calcul des Régulateurs PI	36
II.5. Régulation de tension continue	37
I.8. Conclusion	38

Chapitre III : Simulation, Résultats et discussion

III.1 Introduction.....	40
III.2 Description du réseau test	40
III.3 Etude de l'impact de l'ensemble des stations de pompage (STEP) sur le comportement de réseau test	41
III.3.1 Résultats de simulation et interprétation	42
III.4 Amélioration du comportement dynamique du réseau par les régulateurs conventionnels	46
III.4.1 Résultats de simulation et interprétation	47
III.5. Le SSSC pour l'amélioration du comportement du réseau électrique	52
III.5.1 Résultats de simulation et interprétation	52
III.6. Conclusion	58
Conclusion Générale	59
Références bibliographiques	61

Liste des figures

Figure I.1 Organisation du système électrique traditionnel

Figure I.2. Vue globale du réseau électrique

Figure I.3 Organisation du réseau électrique intelligent

Figure I.4 Fonctionnement bidirectionnel d'un réseau intelligent.

Figure I.5. Classification de stabilité d'un système électrique

Figure I.6. Variation d'angle de rotor.

Figure 1.7. Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

Figure I.8. Relation puissance- angle de rotor.

Figure I.9. Variation d'angle de rotor.

Figure I.10. Structure de l'alimentation de la station

Figure. II.1 Structure de base d'un SSSC couplé au réseau

Figure. II.2 SSSC (static synchronous série compensator)

Figure.II.3 schéma équivalent d'un SSSC dans un réseau simple

Figure.II.4 Diagrammes de phase des différents modes de fonctionnement du SSSC

Figure. II.5 la puissance transportée fonction de la compensation série

Figure. II.6 Q_r en fonction de P_r pour différentes valeurs de V_{se}

Figure. II.7 P_s , Q_s , P_{SSSC} , Q_{SSSC} en fonction de $|V_{se}|$

Figure. II.8 schéma équivalent du SSSC

Figure. II.9 Modèle de Régulation du SSSC (Watt-Var découplée)

Figure II.11 : Régulation de la tension continue Udc.

Figure. II.10 Schéma globale de contrôle du SSSC par la méthode Watt-Var découplée

Figure III.1. Réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres

Figure III.2. Angle de charge du générateur 1

Figure III.3. Angle de charge du générateur 2

Figure III.4. Angle de charge du générateur 3

Figure III.5 Vitesse de la machine 1

Figure III.6 Vitesse de la machine 2

Figure III.7 Vitesse de la machine 3

Figure III.8. Tension de la machine 1

Figure III.9. Tension de la machine 2

Figure III.10. Tension de la machine 3

Figure III.11. Tension au jeu de barre 5

Figure III.12. Régulateurs de vitesse

Figure III.13. Régulateurs de tension

Figure III.14. Angle de charge du générateur 1

Figure III.15. Angle de charge du générateur 2

Figure III.16. Angle de charge du générateur 3

Figure III.17. Vitesse du générateur 1

Figure III.18. Vitesse du générateur 2

Figure III.19. Vitesse du générateur 3

Figure III.20. Tension du générateur 1

Figure III.21. Tension du générateur 2

Figure III.22. Tension du générateur 3

Figure III.23. Tension d au jeu de barre 5.

Figure III.24. Angle de charge de la machine 1

Figure III.25. Angle de charge de la machine 2

Figure III.26. Angle de charge de la machine 3

Figure III.27. Vitesse de la machine 1

Figure III.28. Vitesse de la machine 2

Figure III.29. Vitesse de la machine 3

Figure III.29. Tension de la machine 1

Figure III.30. Tension de la machine 2

Figure III.31. Tension de la machine 3

Figure III.32. Tension au jeu de barre 5

Figure III.33. Tension injectée par SSSC

Liste des tableaux

Tableau III.1: Caractéristique du modèle

Tableau III.2: Caractéristiques des alternateurs

Tableau III.3: Paramètres des régulateurs de tension

Tableau III.4: Paramètres des régulateurs de vitesse

Liste des Symboles et Abréviations

STEP	station de transfert d'énergie et pompage
NK	NetfasKikda.
OK	OléoducsKikda.
OB	OléoducBejaia.
GO	GazoducOuedsafaf.
SCADA	: Supervisory Control And Data Acquisition
NTIC	Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication
GTO	Gâte Turn off thyristor
IGBT	Insulated Gâté Bipolaire Transistor
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
PI	Proportionnel Intégral (régulateur)
V_s	Tension du jeu de barre de génération (sending voltage).
V_r	Tension du jeu de barre de charge (receiving voltage).
P_s	Puissance active fournie par la source
Q_s	Puissance réactive fournie par la source
P_r	Puissance active demandée par la charge
Q_r	Puissance réactive demandée par la charge
P_l	Puissance active transportée par la ligne
Q_l	Puissance réactive transportée par la ligne
δ	Angle de charge entre V_s et V_r
R	Résistance de la ligne de transport
X	réactance de la ligne de transport
θ	Déphasage du courant de la ligne
V_{se}	Tension (série) injecté par le SSSC.
I_{se}	Courant (série) injecté par le SSSC
R_{se}	Résistance du transformateur de couplage série de l'SSSC
X_{se}	Réactance du transformateur de couplage série de l'SSSC
P_{se}	Puissance active délivrée par le SSSC

Qse	Puissance réactive délivrée par le SSSC
Udc	Tension continu aux bornes du condensateur
Idc	Courant dans le circuit continu
d	(indice) la composante sur l'axe d du repère d-q
q	(indice) la composante sur l'axe q du repère d-q
pu	(indice) la grandeur en unité relative (grandeur réduite)

Introduction générale

Devant des consommateurs qui deviennent de plus en plus exigeants en voulant plus d'énergie et de meilleures qualités. Les entreprises de production de l'énergie électrique doivent donc assurer l'approvisionnement régulier de cette demande, et sans interruption, à travers un réseau maillé et interconnecté afin de prouver une fiabilité dans leurs services.

D'autre part les hydrocarbures restent la source d'énergie la plus utilisée pour un bon fonctionnement de l'économie mondiale et ils continueront à jouer ce rôle stratégique aussi longtemps que l'homme n'aura pas trouvé d'autres sources d'énergies, qui pourront remplir leurs rôles avec plus de rentabilité et d'efficacité. Les stations de pompage des produits hydrocarbures (STEP) sont généralement alimentées à travers des réseaux isolés. Or ces derniers et à cause de la structure isolée, ils sont toujours en fonctionnement perturbée et nécessite une très bon maitrise, surveillance et maintenance.

Ces problèmes rendent le raccordement des STEP avec les réseaux interconnectés un défi important, afin de renforcer l'alimentation de ces stations.

L'apparition et le rapide développement des dispositifs FACTS pour les compagnies de l'électricité ouvrent de nouvelles perspectives pour contrôler le flux de puissance dans les réseaux et augmenter les capacités utilisées des lignes existantes semblables à des extensions dans ces dernières. Ces apports résultent de l'habilité de ces contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres interdépendants qui gouvernent l'opération de transport de l'énergie.

L'objectif de ce travail est de réaliser l'équilibre d'un réseau électrique qui alimente des charges STEP à l'intermédiaire d'un dispositif FACTS série tel que le SSSC.

Ce mémoire est organisé en trois chapitres :

Revue sur les réseaux électriques et la stabilité des systèmes électriques. Ainsi qu'une présentation générale d'une station de pompage (la station l'oléoduc NK1 comme exemple) sont illustrés dans le premier chapitre.

Le deuxième chapitre est consacré à la description du dispositif SSSC, concept général, principes de fonctionnement, contribution du SSSC et leur effet dans le contrôle des réseaux

électriques et enfin La stratégie de commande Watt-Var découplé adoptée pour le contrôle des courants actifs et réactifs de ce dernier, sont les points essentiels traités dans ce chapitre.

Afin de valider la théorie et le modèle exploité dans les chapitres précédents, une simulation numérique à l'aide de **Matlab /SimPowerSystems** est exécutée sur le fameux réseau 3 machines 9 nœuds alimentant un ensemble des stations de pompage par intermédiaire du SSSC. Les résultats de simulation ainsi que les discussions sont bien présentés dans le chapitre 3.

A la fin de ce travail des conclusions sont tirées et des perspectives sont proposées.

Chapitre I

*Généralités sur les réseaux
électriques*

I.1.Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur la qualité de cette énergie, notamment la continuité de service et la qualité de la tension. [1]

Dans ce chapitre, nous allons définir l'architecture, les classifications de la stabilité d'un réseau électrique et l'analyse préventive de la stabilité et la sécurité de tension.

Un aperçu général est donné dans ce chapitre sur les stations de pompage et la composition de ces derniers par la présentation de la station de pompage « l'oléoduc NK1 Haoud el Hamra -Skikda ».

I.2. Réseaux électriques traditionnels

Les systèmes électriques traditionnels se composent d'un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique produite vers les consommateurs. L'électricité transite donc depuis la centrale de production, par les réseaux de transport, de répartition, de distribution pour arriver chez le consommateur. Dans cette configuration, les acteurs du système électriques sont limités. Il s'agit des électriciens (producteurs, gestionnaires de réseaux et fournisseurs) et des équipementiers. Les réseaux traditionnels sont déjà équipés d'outils de mesure et de contrôle mais ils sont généralement utilisés dans une démarche d'analyse à posteriori des incidents. Des systèmes de protection sont également déployés. Certains pays disposent d'ores et déjà d'infrastructures plus modernes permettant la conduite du système production/transport à partir de dispatchings régionaux et d'un dispatching national. Cela consiste, à partir des informations de topologie du réseau et des mesures effectuées dans les postes de transport et les centrales et transmises aux dispatchings, à élaborer des programmes de production et des schémas d'exploitation du réseau. L'acheminement des informations est assuré par le réseau de télé conduite. L'acheminement fait à travers un réseau "maillé" de lignes hautes tension, c'est le transport de l'électricité. Chaque maille de ce réseau peut être activée ou désactivée en fonction des impératifs de maintenance et des besoins de consommation, mais chaque maille peut aussi devenir inutilisable à des moments indéterminés. De plus en plus le maillage du réseau s'effectue au niveau international selon des règles techniques et économiques bien précises. Les pertes de puissance en lignes doivent être minimisées pour éviter de produire inutilement.

Chaque maille du réseau a une capacité de transport qu'il n'est pas souhaitable de dépasser sous peine de fragilisation de la ligne voire sa destruction. Ce réseau construit sur une architecture

historique top-down, c'est-à-dire un acheminement depuis le réseau de transport vers le consommateur en passant par le réseau de distribution. Les réseaux actuels ont été conçus pour conduire l'électricité **dans un seul sens**, des centrales de production vers les consommateurs comme l'indique la figure I.1 ci-dessous. [2]

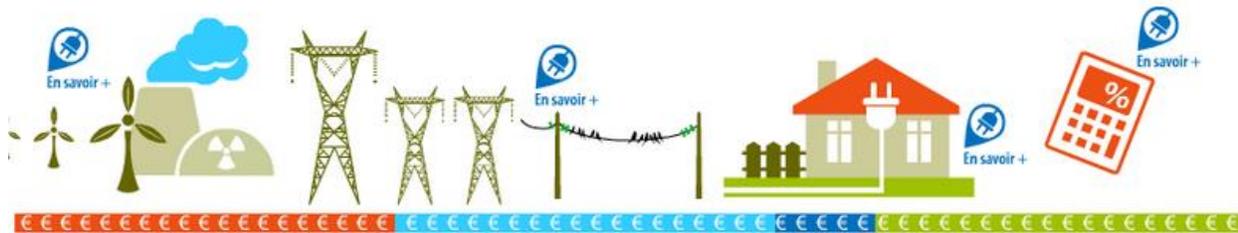


Figure I.1 Organisation du système électrique traditionnel

I.2.1. Architecture d'un réseau électrique [3]

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur la qualité de cette énergie, notamment la continuité de service et la qualité de la tension. L'architecture ou le design du réseau est un facteur clé pour assurer ces objectifs. Cette architecture peut être divisée en deux parties ; D'une part, l'architecture du poste, et de l'autre part l'architecture de la distribution.

I.2.2. Hiérarchisation du réseau électrique

La Figure. (I.2) illustre une vue globale du réseau électrique. On distingue quatre niveaux : production, transport, répartition et distribution.

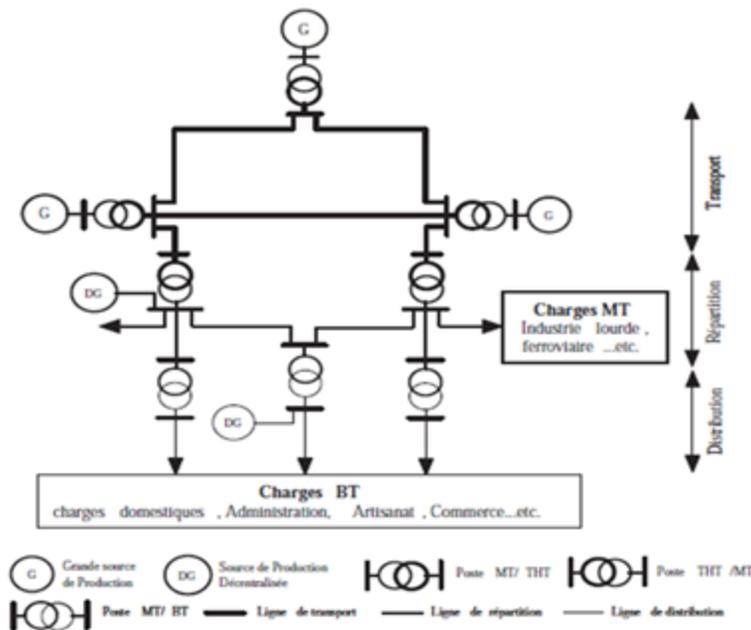
- **Production**

La production qui sert à produire l'énergie électrique grâce à des turbo-alternateurs qui transforme l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir d'une source primaire (gaz, pétrole, hydraulique...). Les sources primaires varient d'un pays à l'autre, exemple en Algérie le gaz naturel couvre plus de 70% de la production, en France, 75% d'électricité est d'origine nucléaire. En générale, chaque source de production (centrale électrique) regroupe plusieurs groupes turbo-alternateurs pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance, par exemple, le central de Jijel en Algérie est composée de trois groupes 196 MW, celle de Cap Djanet

à Boumer dès 4 groupes de 168 MW. Par ailleurs, on trouve dans les pays industrialisés des puissances installées de plus en plus élevées pour répondre à la demande croissante en énergie électrique, exemple le central nucléaire de Gravelines en France 6 _ 900 MW, le central hydroélectrique des Trois-Gorges en Chine 34 _ 700 MW et 2 _ 50 MW (devenue le plus grand central dans le monde en 2014).

- **Transport**

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans. Le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certaines lignes notamment dans le sud), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV.



FigureI.2. Vue globale du réseau électrique.

- **Répartition**

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des postes d'interconnexion THT/HT(MT) et sert fournir les consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des typiques 60 et 30 kV.

- **Distribution**

La distribution sert à alimenter les consommateurs en moyenne ou en basse tension (typiquement 400V), grâce à des postes de transformation MT/BT.

I.3. Les Réseaux électriques intelligents [4]

Le terme *smart grids*, littéralement « réseaux intelligents », se définit dans ce contexte comme des « réseaux de distribution et de gestion d'énergie intelligents ». Concrètement, un smart grid est un réseau électrique communicant qui intègre les NTIC (Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication) dans son fonctionnement. Cela permet d'établir des interactions entre les réseaux d'électricité et les bâtiments auxquels ils sont raccordés. Leur taille est souvent assez vaste pour permettre une mixité d'usage. Il est nécessaire de différencier smart grid et compteur communicant (ou « smart meter »), qui renseigne le consommateur sur sa demande en électricité. « Smart grids » est une appellation générale pour l'ensemble des technologies et des infrastructures « intelligentes » installées. Chez le particulier, le compteur communicant est une première étape dans la mise en place des smart grids.

Les réseaux intelligents peuvent être définis selon quatre caractéristiques en matière de :

- Flexibilité : ils permettent de gérer plus finement l'équilibre entre production et consommation ;
- Fiabilité : ils améliorent l'efficacité et la sécurité des réseaux ;
- Accessibilité : ils favorisent l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du réseau ;

économie : ils apportent, grâce à une meilleure gestion du système, des économies d'énergie •
et une diminution des coûts (à la production comme à la consommation).

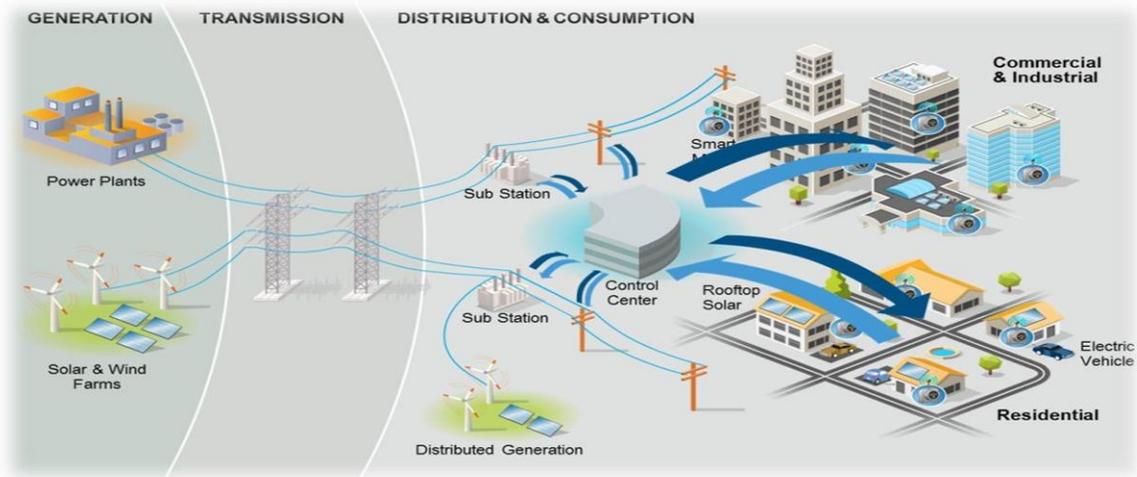


Figure I.3 Organisation du réseau électrique intelligent

I.3.1. Fonctionnement

Au sens large, un réseau intelligent associe l'infrastructure électrique aux technologies numériques qui analysent et transmettent l'information reçue. Ces technologies sont utilisées à tous les niveaux du réseau : production, transport, distribution et consommation.

- **Un contrôle des flux en temps réel** : des capteurs installés sur l'ensemble du réseau indiquent instantanément les flux électriques et les niveaux de consommation. Les opérateurs du réseau peuvent alors réorienter les flux énergétiques en fonction de la demande et envoyer des signaux de prix aux particuliers pour adapter leur consommation (volontairement ou automatiquement).
- **L'interopérabilité des réseaux** : l'ensemble du réseau électrique comprend le réseau de transport et le réseau de distribution. Le premier relie les sites de production d'électricité aux zones de consommation : ce sont les grands axes qui quadrillent le territoire. Le réseau de distribution s'apparente aux axes secondaires. Il achemine l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux. Par l'échange instantané d'informations, les smart grids favorise une interopérabilité entre les gestionnaires du réseau de transport et ceux du réseau de distribution.
- **L'intégration des énergies renouvelables au réseau** : les réseaux intelligents reposent sur un système d'information qui permet de prévoir à court et à long terme le niveau de production et de consommation. Les énergies renouvelables qui

fonctionnent souvent par intermittence et de façon peu prévisible (ex : l'éolien) peuvent ainsi être mieux gérées.

- **Une gestion plus responsable des consommations individuelle** : les compteurs communicants (ou compteurs) sont les premières versions d'application du réseau intelligent. Installés chez les consommateurs, ils fournissent des informations sur les prix, les heures de pointe de consommation, la qualité et le niveau de consommation d'électricité du foyer. Les consommateurs peuvent alors réguler eux-mêmes leur consommation au cours de la journée. De leur côté, les opérateurs du réseau peuvent détecter plus vite les pannes.

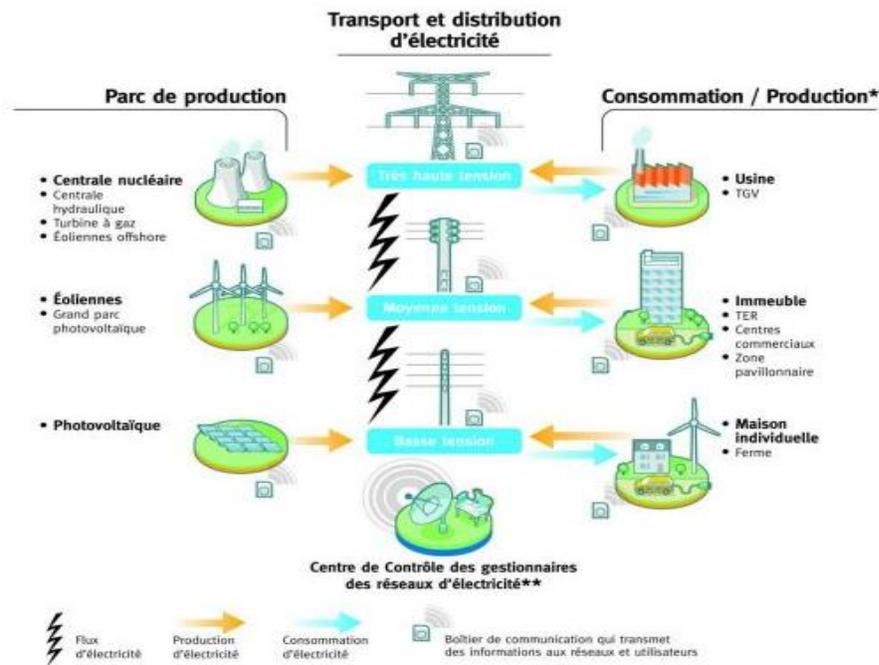


Figure I.4 Fonctionnement bidirectionnel d'un réseau intelligent.

La **figure I.4** donne un aperçu ce que peut contenir un réseau intelligent comme sources d'énergie, de système de stockage (véhicules électriques), d'infrastructure de communication, etc. [(source : <http://www.smartgrids-cre.fr/>)]

I.3.2. Architecture des réseaux intelligents

Le déploiement d'une architecture de réseaux intelligents repose donc sur la combinaison de plusieurs couches infrastructures et logicielles permettant de communiquer, mesurer, contrôler et piloter. Sur cette base, il est possible d'imaginer la création de nombreux services en aval et en amont du compteur. Les équipements à mettre en œuvre diffèrent selon que l'on se trouve à tel ou tel niveau de l'architecture énergétique. Un certain nombre de fonctions ou composants existent depuis de nombreuses années. Les grandes catégories de composants et de systèmes que l'on peut retrouver dans une architecture réseau intelligent sont [5] :

- L'infrastructure de communication qui comporte le réseau local LAN (Local Area Network), le réseau étendu WAN (Wide Area Network), le système de mesure avancé FAN (Field Area Network) et AMI (Advanced Metering Infrastructure), l'équipement CPE (Customer Premise Equipment), le réseau domestique HAN (Home Area Network).
- L'infrastructure énergétique qui comporte les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems), les SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), le système de transport en haute tension et à courant continu - HVDC (High Voltage Direct Current),
- Les outils de mesure comportant le système PMU (Phasor Measurement Unit), les Capteurs, les compteurs intelligents,
- Les systèmes de contrôle et de détection entrant dans le cadre de la télégestion tels que SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), WASA (Wide-Area Situational Awareness), WAMS (Wide Area Measurement System), WAAPCA (Wide Area Adaptive Protection, Control and Automation), MDMS (Meter Data Management System),
- Les systèmes de pilotage comportant EMS (Energy Management System), GIS (Geographic Information System), DMS (Distribution Management System), OMS (Outage Management System), WMS (Workload Management System), DA (Distribution Automation) CEMS (Consumer Energy Management Systems).

I.3.3. Des avantages économiques et environnementaux

Les smart grids améliorent la sécurité des réseaux électriques. En équilibrant l'offre et la demande, ils évitent le suréquipement des moyens de production et permettent une utilisation plus adaptée des moyens de stockage de l'électricité, disponibles de manière limitée.

Les réseaux intelligents augmentent aussi l'efficacité énergétique globale : ils réduisent les pics de consommation, ce qui atténue les risques de panne généralisée. Enfin, ils limitent l'impact environnemental de la production d'électricité en réduisant les pertes et en intégrant mieux les énergies renouvelables.[4]

I.3.4. Les limites dans la mise en œuvre

Cependant, le coût des investissements reste élevé. En effet, les smart grids doivent être implantés sur l'ensemble du réseau et impliquer tous les acteurs pour être efficaces. L'autre obstacle est la diversité des acteurs, car ils doivent mettre au point des systèmes communicants variés avec des logiques convergentes. De plus, les données recueillies sont complexes à gérer et à stocker, compte tenu de l'importante quantité d'informations à traiter. Enfin, les informations sur les horaires ou les activités des consommateurs et des producteurs sont confidentielles. Des normes sur la protection des données doivent être appliquées. [4]

I.4. Stabilité des réseaux électriques (La balance)

I.4.1. Définition de la stabilité des réseaux

La stabilité des réseaux électriques est généralement définie comme leurs propriétés de maintenir un état de fonctionnement d'équilibre dans les conditions de fonctionnement normales ou de rétablir un état d'équilibre acceptable après avoir subi une perturbation, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact [6].

Comme les réseaux électriques dépendent des alternateurs synchrones de centrales électriques, une condition de fonctionnement est que tous les alternateurs synchrones maintiennent le synchronisme.

I.4.2. Classification de la stabilité

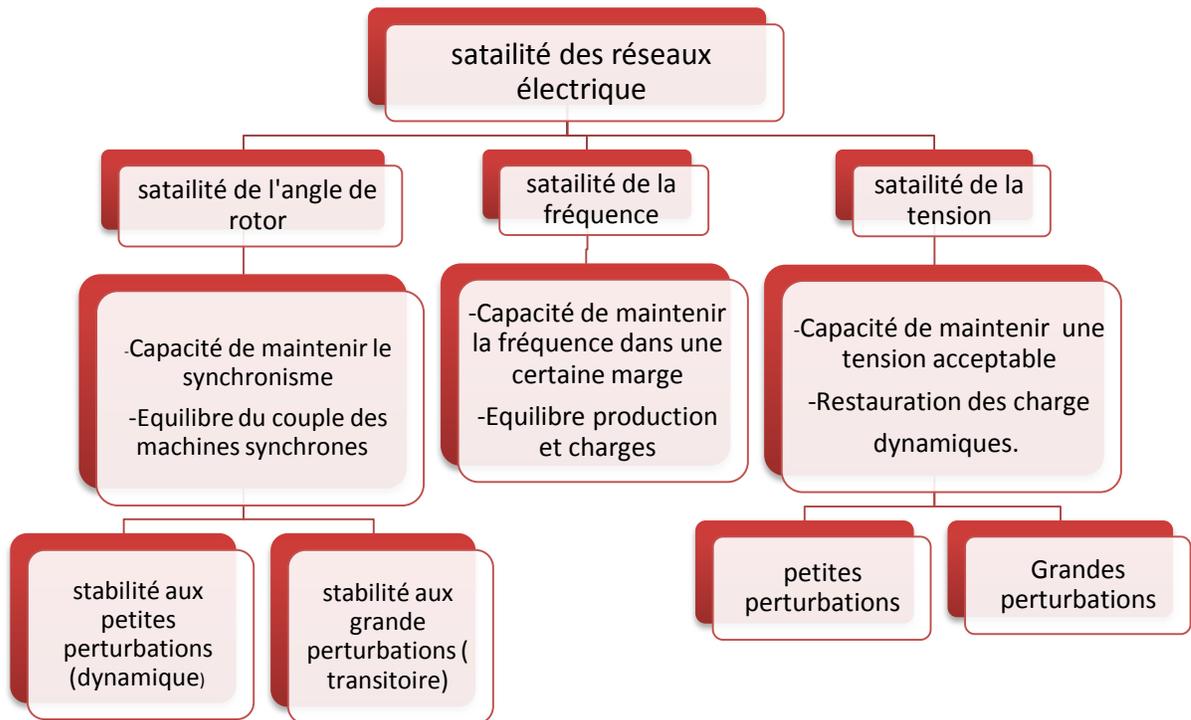
L'instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d'opération et de la configuration du réseau. Dans l'analyse des réseaux électriques, la détermination des causes d'instabilité et l'utilisation des méthodes qui peuvent améliorer l'exploitation stable de réseau électrique sont des tâches primordiales.

L'étude de la stabilité est basée souvent sur [7] :

- La nature physique de l'instabilité.
- L'amplitude de la perturbation.
- La plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
- Et les méthodes de calcul et prédiction utilisée pour étudier la stabilité.

La figure (I.5) explique bien les problèmes de la stabilité des réseaux électriques en tenant compte de tous ces paramètres.

Figure I.5. Classification de stabilité d'un système électrique



I.4.3. Stabilité de tension

La stabilité de tension implique une échelle de temps plus longue que la stabilité angulaire. Cette catégorie de stabilité représente la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, suite à des perturbations. La stabilité de tension est étroitement liée à la caractéristique des charges électriques.

Par exemple après la perte d'une ligne d'interconnexion importante, si la demande de puissance réactive des charges n'est pas réduite, les générateurs doivent augmenter leurs puissances générées. Cette augmentation des transits de puissance rend le réseau plus affaibli et, par

conséquent, les tensions continuent à baisser. Le mécanisme ci-dessus amène à un écroulement de tension, une des principales causes des black-out dans les réseaux électriques.

Enfin, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations [8].

I.4.3.1. Stabilité de tension aux petites perturbations

Se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables après avoir subi des petites perturbations telles que la variation de la charge du système.

I.4.3.2. Stabilité de tension aux Grandes perturbations

Correspond à la capacité du système à maintenir des tensions stables après avoir subi des grandes perturbations telles que perte de production, ou un court-circuit.

I.4.4. Stabilité de fréquence

Ce type de stabilité représente la capacité du système de puissance de maintenir sa fréquence nominale (50Hz ou 60Hz) suite à des perturbations. L'instabilité de fréquence peut être causée par la perte d'un générateur important, suivie par un rejet de production ou un délestage de charge inefficace.

I.4.5. La stabilité de l'angle de rotor

Etant donné que la génération de puissance électrique dépend principalement des machines synchrones, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme [10].

Au synchronisme, les rotors de chaque machine synchrone du système tournent à la même vitesse électrique et les angles entre les champs magnétiques, rotoriques et statoriques, restent constants. En fonctionnement nominal équilibre, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale, en négligeant les pertes, à la puissance mécanique fournie par la turbine.

Quand le système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement, mais la variation de puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance lieu. Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor.

Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, voire un glissement du champ de synchronisme en entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système [11].

Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du Système est mise en danger. Suite à une

perturbation au système, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor. (Les angles sont mesurés par rapport à une référence tournante au synchronisme). Nous pouvons dire que les angles de rotor d'un système de puissance peuvent évaluer selon deux scénarios [12] :

- Soit, les angles de rotor s'accroissent ensemble et oscillent à l'unisson. Ils peuvent éventuellement atteindre de nouvelles valeurs stables. Tant que les écarts entre les angles de rotor restent constants, le Système reste stable et il demeure au synchronisme.
- Soit, un ou plusieurs angles de rotor s'accroissent plus rapidement que les autres. Alors, les écarts entre les angles de rotor divergent dans le temps. Le système devient par conséquent instable et il perd le synchronisme.

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de Rotor en deux sous-catégories :

I.4.5.1. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

« Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles ». 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 aperiodique 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 (First Swing Instability), (cas 1, figure (I.6)), 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 (I.6)). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes [13].

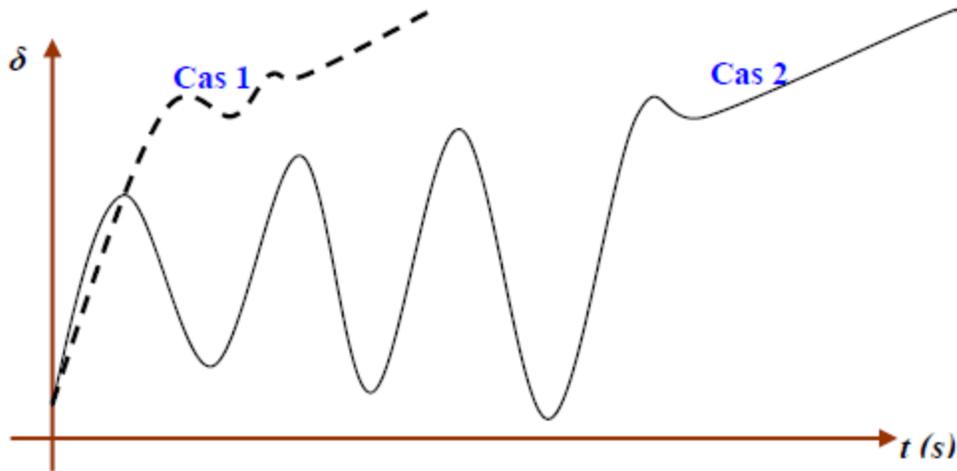


Figure I.6. Variation d'angle de rotor.

Cas 1 : instabilité de première oscillation. **Cas 2** : instabilité de multi-oscillations.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe $(P - \delta)$ traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor [11].

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission, figure (I.7) [13].

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_e .

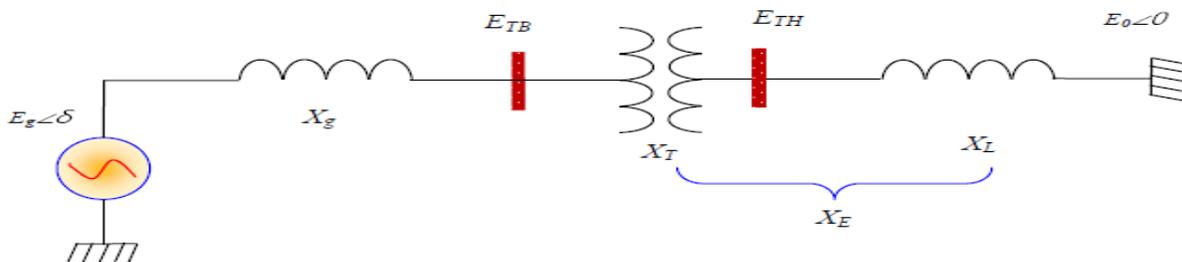


Figure 1.7. Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

I.4.5.2. Relation puissance-angle de rotor

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_L} \sin \delta \quad (I.1)$$

Où, δ , l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur E_g et la tension du jeu de barre infini E_0 . L'équation (I.1) est représentée graphiquement à la figure (I.8).

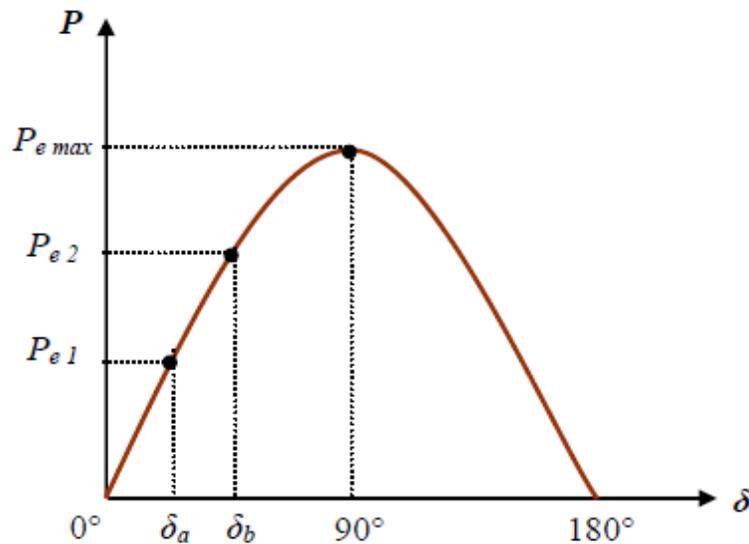


Figure I.8. Relation puissance- angle de rotor.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de P_{e1} à P_{e2} , figure (I.8). Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de δ_a à δ_b , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la

machine restera stable (cas 1, figure (I.9)), ou diverger, et la machine deviendra instable éperdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure (I.9)) [13]

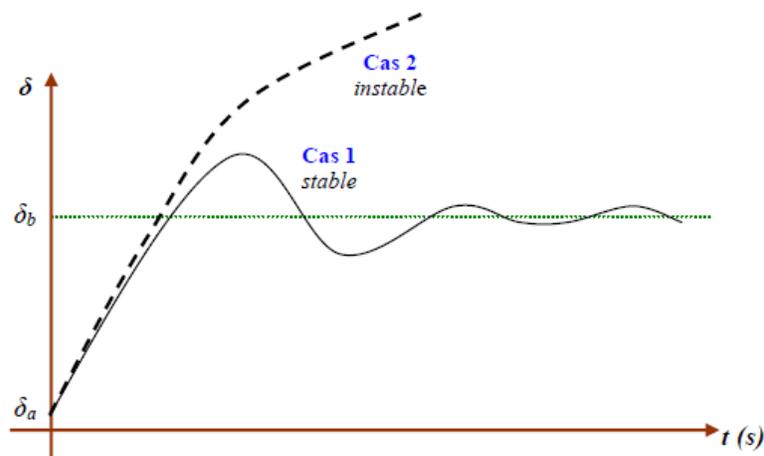


Figure I.9. Variation d'angle de rotor.

I.4.5.3. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

« Elle se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor »

La stabilité aux petites perturbations dépend du point de fonctionnement d'équilibre initial du système ainsi que des caractéristiques dynamiques du système. Contrairement à la stabilité transitoire, elle ne dépend pas de niveaux de perturbations, car celles-ci sont arbitraires et infiniment petites [10].

La relation puissance-angle (I.1) est une relation non-linéaire en sinus.

Mais pour des petites perturbations, la variation de puissance reste approximativement proportionnelle à la variation de l'angle δ . Des exemples typiques des petites perturbations peuvent être donnés par des variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine du système ou sur sa charge... [12].

La stabilité transitoire, comme nous l'avons vu, est associée à la présence d'un couple synchronisant suffisant, immédiatement après la perturbation. Si le système est transitoirement stable, la stabilité aux petites perturbations sera associée à la présence d'un couple d'amortissement à la suite de la première oscillation. Si ce couple est suffisant, les oscillations s'amortiront (amortissement positif). Par ailleurs, si l'amortissement n'est pas suffisant, les oscillations vont continuer, ou même elles vont augmenter (amortissement négatif c.-à-d. manque

de couple d'amortissement). La perte de synchronisme peut avoir lieu entre une machine et le reste du système (provoquant une instabilité locale), ou bien entre des groupes des machines, dans lesquels chaque groupe peut garder son synchronisme (désignant une instabilité globale). L'instabilité aux petites perturbations se manifeste à court terme, la gamme de temps associée étant de l'ordre de 10 à 20 secondes.

I.5. Les problèmes de l'instabilité

- **Les creux de tension**

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle.

- **Interruption courte**

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3s. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 pu.

- **Chutes de tension**

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension.

- **Les surtensions**

Les surtensions transitoires sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde.

- **Déséquilibre de tension**

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation des courants non équilibrés dans les impédances du réseau.

- **Perturbations harmoniques**

Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale, qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs d'électroniques, les fours à arc, etc.

I.6. Description générale d'une station de pompage (exemple de l'oléoduc NK1) [15]

L'oléoduc NK1 30" transfère le condensât de la localité de Haoud el Hamra (HEH) au terminal de Skikda ; il est constitué de quatre stations de pompage (SP1, SP2, SP3 et SP4), chacune comprenant des pompes d'expédition, qui fonctionnent en parallèle, et des appareillages auxiliaires.

L'oléoduc est réalisé en deux phases de construction :

- Phase 1, avec l'élaboration, la construction et la mise en marche des stations de pompage SP1 et SP3, du terminal d'arrivée de Skikda et du pipeline
- Phase 2, avec l'élaboration, la construction et la mise en marche des stations de pompage SP2 et SP4.

L'oléoduc ne comporte aucun point d'entrée ni de sortie entre SP1 et le terminal d'arrivée de Skikda. Chaque station de pompage de l'ouvrage fonctionne donc à débit identique, imposé par SP1. Toutes les stations sont équipées de tous les systèmes auxiliaires nécessaires pour le bon fonctionnement des pompes d'expédition et pour le bien-être des gens. L'oléoduc NK1 30 pouce, qui joint le poste HEH avec le poste de Skikda, est constitué des parties suivantes :

- parcs de stockage OK1, OB1

- une canalisation de transport d'hydrocarbures liquides (condensât) en acier au carbone API 5L X60, ayant un diamètre extérieur de 30 pouce (762 mm) à épaisseur variable, une longueur de 646 km, trente-six postes de sectionnement, quatre stations de pompage, y compris la station de départ SP1 de Haoud El Hamra, et un terminal arrivé à Skikda

- une canalisation de 8 pouces pour le transport du gaz combustible nécessaire à l'exploitation des trois turbopompes principales et des deux turbogénérateurs de SP3 de NK1 et des trois turbopompes de SP3bis (existantes) de l'oléoduc OK1.

- la station de départ de Haoud El Hamra, située au PK0 (point de départ), dénommée station de pompage SP1

- la station de pompage N°2, située au PK 190 (190 Km de SP1), dénommée station de pompage SP2 (qui sera réalisée pendant la phase 2 du projet : pendant la phase 1 le poste de coupure PC2 est placé en lieu de SP2)

- la station de pompage N° 3, située au PK 338 (338Km de SP1) à Biskra, dénommée SP3, où les systèmes suivant sont installés :

- Système gares des racleurs liquide et gaz
- Système de filtrage du produit.
- Système des pompes principales.
- Système bac de détente.
- Système de canalisation du gaz combustible.
- Système de production gaz combustible.
- Système des turboalternateurs.
- Système traitement des eaux huileuses.
- Système de production et distribution de l'eau.
- Système de production air service.
- Système de production « air pulse-jet ».
- Système de distribution du gasoil.
- Système de collecte de slops.

I.6.1. Description du réseau électrique [15]

L'énergie électrique pour les besoins de la station de pompage est fournie par deux groupes turboalternateurs, TA-301 et TA-302, de puissance unitaire de 2000 KW (aux conditions du site) -5,5 kV – 50 Hz – cos 0,8, dont un seul est en fonctionnement permanent, l'autre restant en secours (froid) du premier. La puissance nominale d'un groupe turboalternateur est suffisante pour couvrir la demande d'énergie, entendu comme la valeur de crête, pour la phase I et aussi pour l'extension future. La marche en parallèle des turboalternateurs est prévue seulement en cas du transfert de la charge de l'un vers l'autre turbo alternateur pour permettre la maintenance du groupe et maintenir la station en fonctionnement. Les deux turboalternateurs de toute façon peuvent fonctionner en parallèle sans limitations de temps. L'alimentation principale du système est constituée par un tableau principal de moyenne tension T.5.5kV, installée dans le bâtiment électrique, pour l'alimentation des transformateurs de puissance T1 et T2 de 2500 KVA chacun.

Les deux unités turboalternateurs peuvent marcher en parallèle seulement s'ils ont été mis en synchronisation par le dispositif de contrôle de synchronisation, lequel envoie la commande de fermeture au disjoncteur d'arrivée dans le tableau principal de moyenne tension. La mise en parallèle des turbo alternateurs entre deux ou avec le groupe de secours(synchronisation) pour la première mise en marche est prévue en manuel/automatique à partir du panneau de contrôle du synchronisme (PSE poste de supervision énergie). Le système en basse tension est constitué par un tableau principal de basse tension T.G.D.B.T. installée dans le bâtiment électrique, constitué par deux barres: la barre de service normal, alimentée par les deux transformateurs T2 et T3, et la barre de secours, alimentée aussi par un groupe électrogène diesel G.E. Les barres sont réunies avec disjoncteur coupleurs de barres.

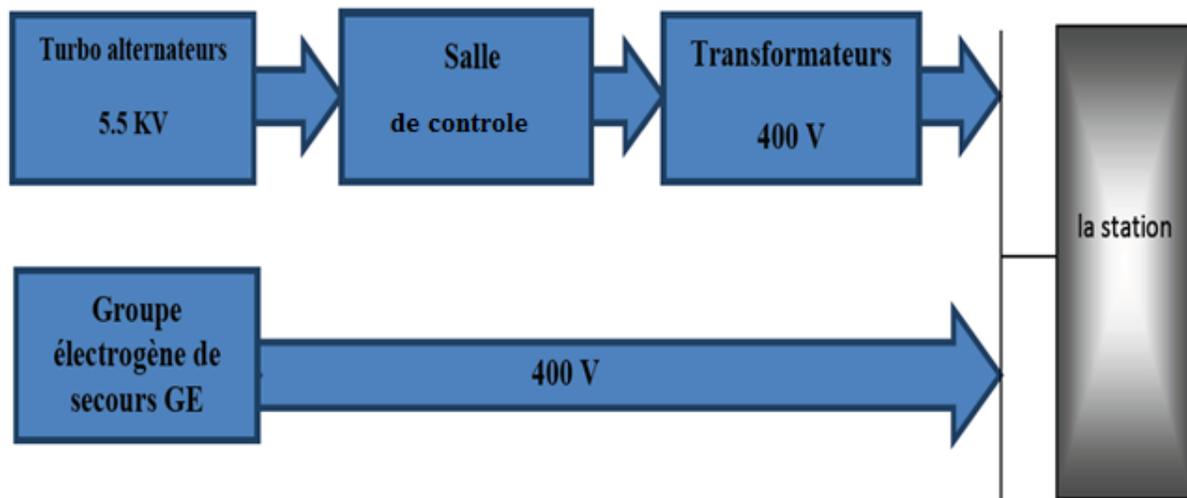


Figure I.10. Structure de l'alimentation de la station

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté d'une manière générale les réseaux électriques traditionnels et les réseaux Intelligents (Smart grids), aussi nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système électro-énergétique.

Une description générale d'une station de pompage l'oléoduc NK1 comme un exemple est illustré aussi. Le prochain chapitre présente l'étude et la modélisation d'un dispositif FACTS tel que le SSSC.

II.1. Introduction

Selon IEEE, les FACTS (abréviation anglaise de Flexible AC Transmission Systems), sont définis comme suit :

Ce sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments d'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance.

On distingue les trois familles des dispositifs FACTS suivent :

- **Compensateurs séries**
- **Compensateurs shunts**
- **Compensateurs hybrides série-shunt**

Dans ce chapitre nous allons étudier l'effet de la compensation série sur le réseau électrique par un dispositif SSSC.

II.2. Dispositif SSSC

Le dispositif FACTS à base d'onduleur de tension connectée en série au réseaux électrique et appelé StaticSynchronous Série Compensator (SSSC) a été proposé par Gyugyi en 1989 ; et jusqu'au récent progrès qu'a connus les semi-conducteurs de puissance, le SSSC n'est pas utilisée dans la majorité des cas de besoins de compensation série à cause de son prix très accru. Il est généralement combiné avec un STATCOM et fonctionne en tant qu'un UPFC [18] [19]

Le SSSC ne diffère pas dans sa structure de base de celle du STATCOM seulement il est connecté en série avec la ligne de transport ; il consiste alors en un onduleur de tension avec une source de tension continue (condensateur) et l'ensemble lié à la ligne de transport en série à travers un transformateur de couplage comme représente la figure II.1.

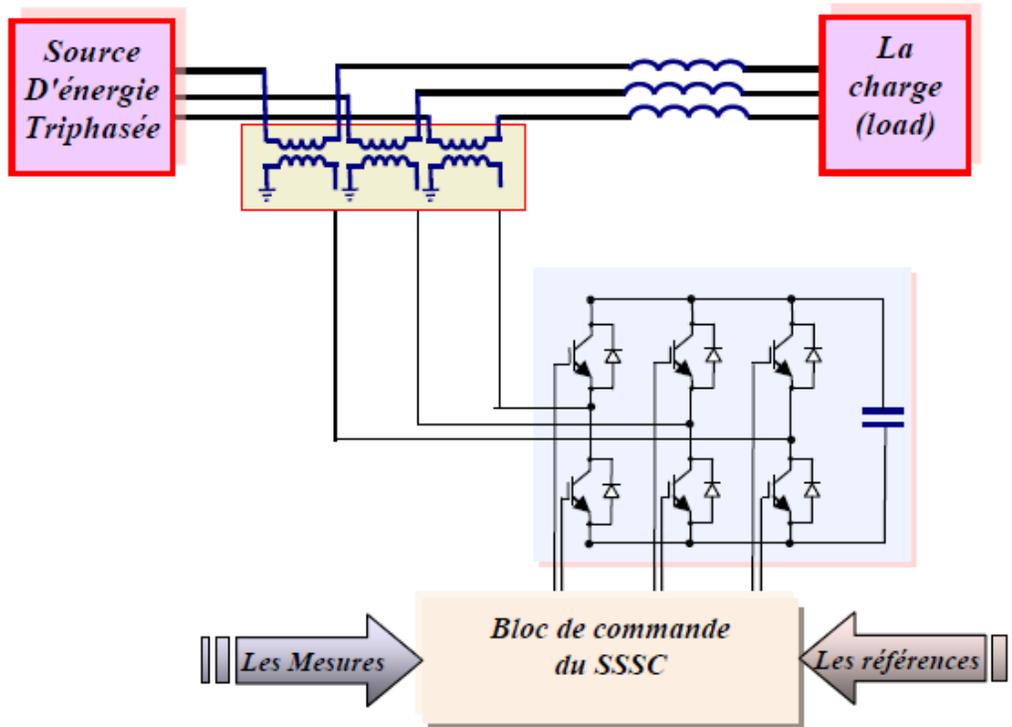


Figure. II.1 Structure de base d'un SSSC couplé au réseau

Selon IEEE :

Le SSSC : est un générateur synchrone statique qui fonctionne sans source d'énergie extérieur en tant que compensateur série dont la tension de sortie est en quadrature et indépendamment contrôlée avec le courant de ligne dans le but d'augmenter ou diminuer la chute de tension réactive à travers la ligne et par conséquent contrôler l'énergie électrique transportée. [20]

II.2.1. Principe de fonctionnement

Le SSSC est un générateur statique synchrone de la famille des compensateurs série fonctionnant sans source d'énergie extérieure. Son principe de fonctionnement peut être expliqué en se référant au schéma et au phraseur la figure II.2

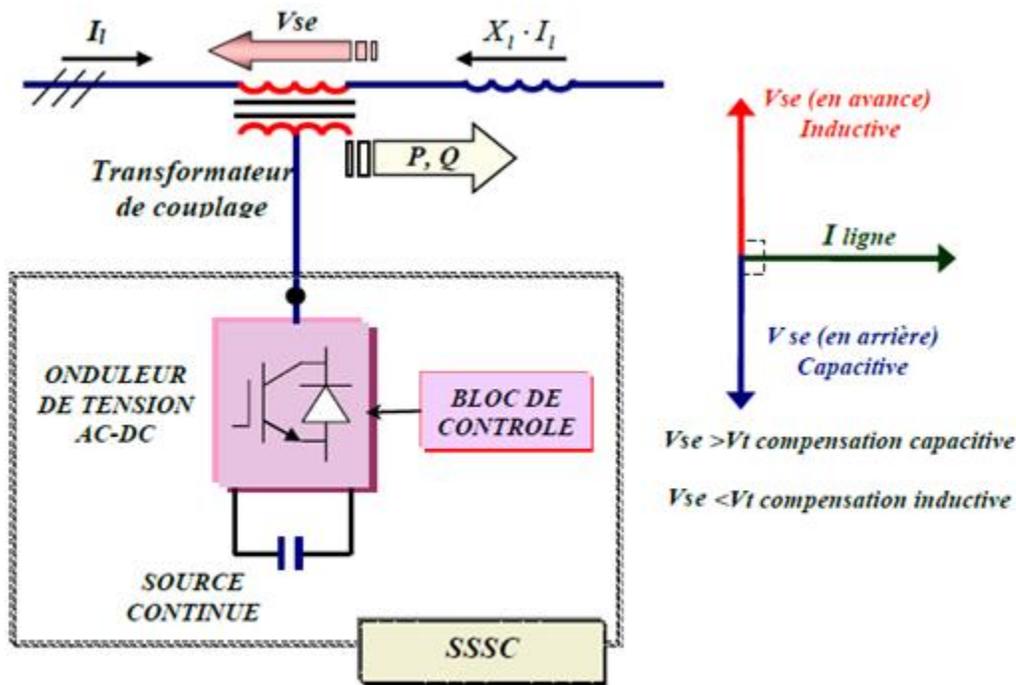


Figure. II.2 SSSC (static synchronous série compensator)

Le SSSC délivre une tension triphasée V_{se} , à la fréquence du réseau, en quadrature ($\pm 90^\circ$) avec le courant de la ligne et contrôlable afin d'augmenter ou diminuer la tension à travers la ligne représentée par sa réactance X_l selon le mode de compensation capacitif ou inductif respectivement (Fig. II.3), mais comme la réactance de la ligne ne varie pas réellement, c'est le courant dans la ligne qui sera affecté par cette variation et par conséquent les puissances correspondantes. [20]

Idéalement la tension V_{se} est à ($\pm 90^\circ$) du courant de la ligne ce qui fait qu'aucun échange de la puissance active est entre le réseau et le SSSC. Pratiquement il y a toujours une petite composante de cette tension V_{se} en phase avec le courant I_l qui génère une petite quantité de la puissance active pour couvrir les pertes dans le convertisseur.

On peut expliquer les différents modes de compensation capacitif et inductif en se référant aux diagrammes vectoriels de la figure II.4 qui suit en admettant le schéma équivalent d'un SSSC installé dans un réseau électrique simple représenté sur la figure (Fig. II.3). [18] [23]

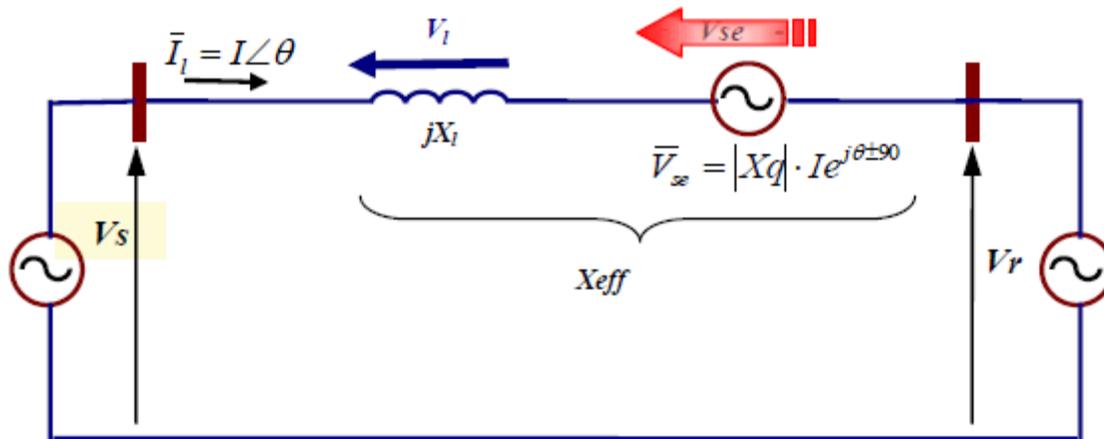


Figure.II.3 Schéma équivalent d'un SSSC dans un réseau simple

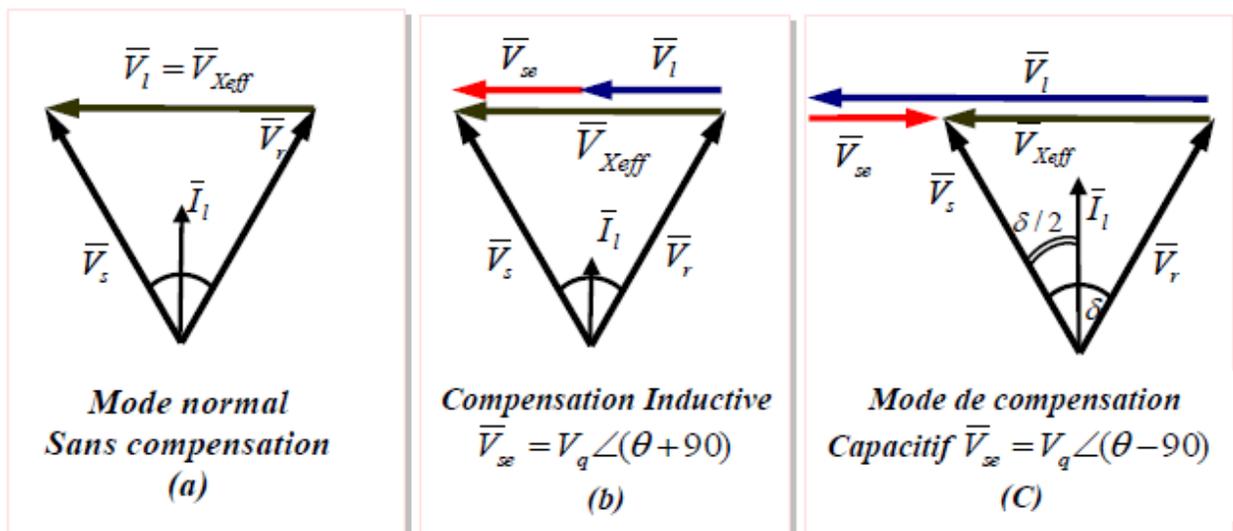


Figure.II.4 Diagrammes de phase des différents modes de fonctionnement de l'SSSC

- Le diagramme de la figure (a) présente l'état de fonctionnement normal du réseau (État d'équilibre), la tension au borne de la réactance effective V_{xeff} est égale à la tension aux bornes de la ligne de transport sans compensation là où le degré de compensation K est nul. K

$$= \% \text{ compensation} = \frac{X_q}{X_l} \times 100 \text{ avec } X_q = \frac{V_q}{I_l}.$$

- Dans le mode de compensation inductif, le courant de la ligne I_l diminue en augmentant le degré de compensation K de 0% à 100%. Du diagramme (b) on voit

que pour maintenir V_s, V_r et δ constants la variation dans l'amplitude de V_{se} se répercute directement sur la tension V_l et chaque augmentation dans V_{se} entraîne une diminution dans V_l et par conséquence dans le courant I_l .

- En mode capacitif le courant dans la ligne augmente avec l'augmentation du niveau de compensation; la tension V_{se} injectée en antiphase avec la tension V_l ($\pm 90^\circ$ en arrière du courant I_l) force la tension V_l à augmenter pour garder l'angle de charge constant ainsi que les tensions aux extrémités de la ligne Fig.II.4(c).

Dans la compensation série en considérant le schéma équivalent de la figure II.2

Le courant dans la ligne est donné par l'équation (II.2) :

$$\bar{I}_l = \bar{I}_{se} = \frac{\bar{V}_s - \bar{V}_r - \bar{V}_{se}}{jX_l} \quad (\text{II.1})$$

Dans l'hypothèse d'une ligne sans perte la puissance injectée dans cette dernière par le SSSC est :

$$S_{SSSC} = (\bar{V}_r - \bar{V}_s) \bar{I}_{se} = \frac{|\bar{V}_s - \bar{V}_r|^2 - (\bar{V}_s - \bar{V}_r) \bar{V}_{se}^*}{jX_l} = P_{SSSC} + jQ_{SSSC} \quad (\text{II.2})$$

D'où on peut tirer les formules des puissances active et réactive injectées par le SSSC dans la ligne:

$$P_{SSSC} = \frac{V_{se} (V_r \sin(\theta_r - \alpha) - V_{se} \cdot \sin(\theta_s - \alpha))}{X_l} \quad (\text{III.2-a})$$

$$Q_{SSSC} = \frac{-V_s (V_s - V_{se} \cdot \cos(\theta_s - \alpha)) + V_r (V_r + V_{se} \cdot \cos(\theta_r - \alpha)) - 2 \cdot V_s \cdot V_r \cdot \cos(\theta_s - \theta_r)}{X_l} \quad (\text{II.2-b})$$

Où V_s et θ_s sont le module et la phase de la tension \bar{V}_s , V_r et θ_r sont le module et la phase de la tension \bar{V}_r , V_{se} et α sont le module et la phase de la tension V_{se} respectivement.

Pour que ce dispositif (le SSSC) n'échange aucune puissance active avec le réseau il doit satisfaire la condition $P_{SSSC} = 0$ et donc d'après l'équation (II.2-a):

$$V_{se} (V_r \sin(\theta_r - \alpha) - V_{se} \cdot \sin(\theta_s - \alpha)) \quad (\text{II3})$$

L'équation (II3) est une condition sur la phase α de la tension de l'SSSC, la tension série injectée doit être toujours orthogonale au courant de la ligne pour assurer une pure compensation réactive.

[21] [18]

II.2.2. Effet de la compensation série (SSSC) sur le réseau électrique

L'effet de la compensation série sur une ligne de transport électrique peut être investiguer analytiquement en supposant la tension $|V_s| = |V_r| = V$. Les équations régissant le flux de puissance active et réactive, dans une ligne non compensée

$$P_s = \frac{V^2}{X_l} \sin \delta \quad (\text{II.4})$$

$$Q_s = \frac{V^2}{X_l} (1 - \cos \delta) \quad (\text{II.5})$$

Le diagramme vectoriel des tensions de la ligne de transport, lorsque $|V_s| = |V_r| = V$ et V_{se} en quadrature avec le courant de la ligne, est donné par la figure II.5 sur laquelle on constate que l'angle de phase du courant de la ligne est $\delta/2$; l'expression du courant sera:

$$I_l = \frac{[V \cdot \sin(\delta) + V_{se} \cos(\delta/2)] + j[V + V \cdot \cos(\delta) + V_{se} \sin(\delta/2)]}{X_l} \quad (\text{II.6})$$

D'où on peut exprimer la puissance transportée par cette ligne par les équations suivantes, en prenant V_r comme référence des phases:

$$P_s = \frac{V^2}{X_l} \sin \delta + \frac{V \cdot V_{se} \cos(\delta/2)}{X_l} = P_{old} + \Delta P \quad (\text{II.7})$$

$$Q_s = \frac{V^2}{X_l} (1 - \cos(\delta)) - \frac{V \cdot V_{se} \sin(\delta/2)}{X_l} = Q_{old} + \Delta Q \quad (\text{II.8})$$

On comparant ces équations avec ceux d'une ligne sans compensation on trouve que les puissances active et réactive transmises sont augmentées par les termes $\frac{V \cdot V_{se} \cos(\delta/2)}{X_l}$ et $\frac{V \cdot V_{se} \sin(\delta/2)}{X_l}$ ces puissances additionnelles sont fonction de l'amplitude de la tension série se V injectée par l'SSSC. [18]

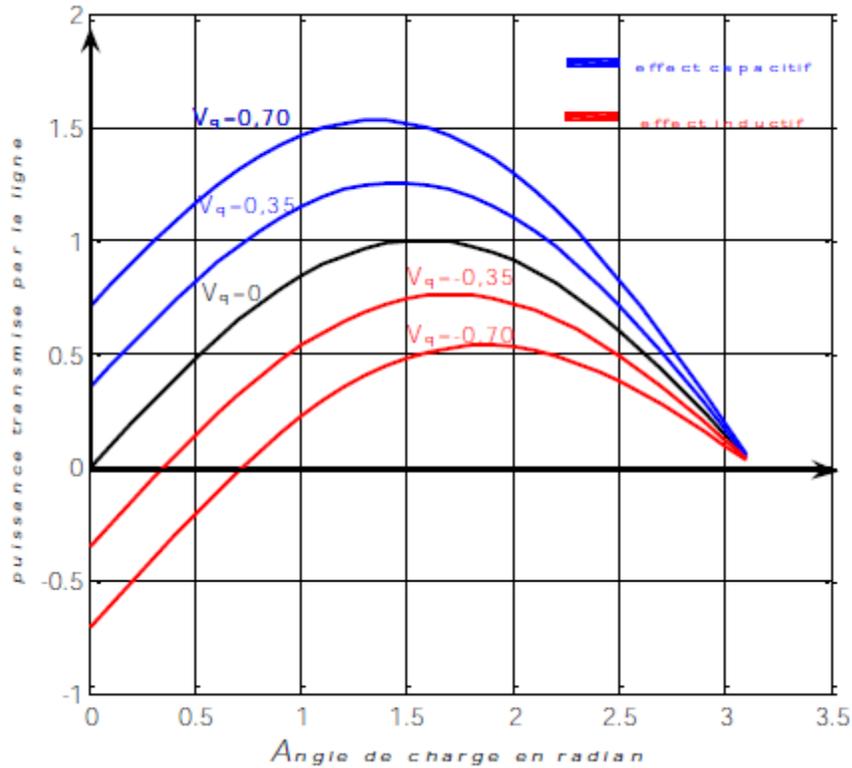


Figure. II.5 la puissance transportée en fonction de la compensation série

Selon les courbes de la figure II.5 qui représentent la variation de la puissance active en fonction de l'angle de charge pour différentes valeurs de la tension injectée V_{se} et conformément à l'équation (II.7), on constate qu'un SSSC destiné au contrôle du flux de puissance dans une ligne électrique peut augmenter ou diminuer ce dernier avec le même degré simplement en inversant la polarité de la tension V_{se} injectée. Aussi il paraît clair, d'après ces courbes, l'augmentation de la capacité de transport de la ligne par une compensation capacitive. [18]

Aussi on peut voir l'effet de la compensation série sur le flux de puissance réactive en traçant la courbe de celle-ci en fonction de la puissance active pour plusieurs valeurs de la tension série injectée, voir la figure II.6

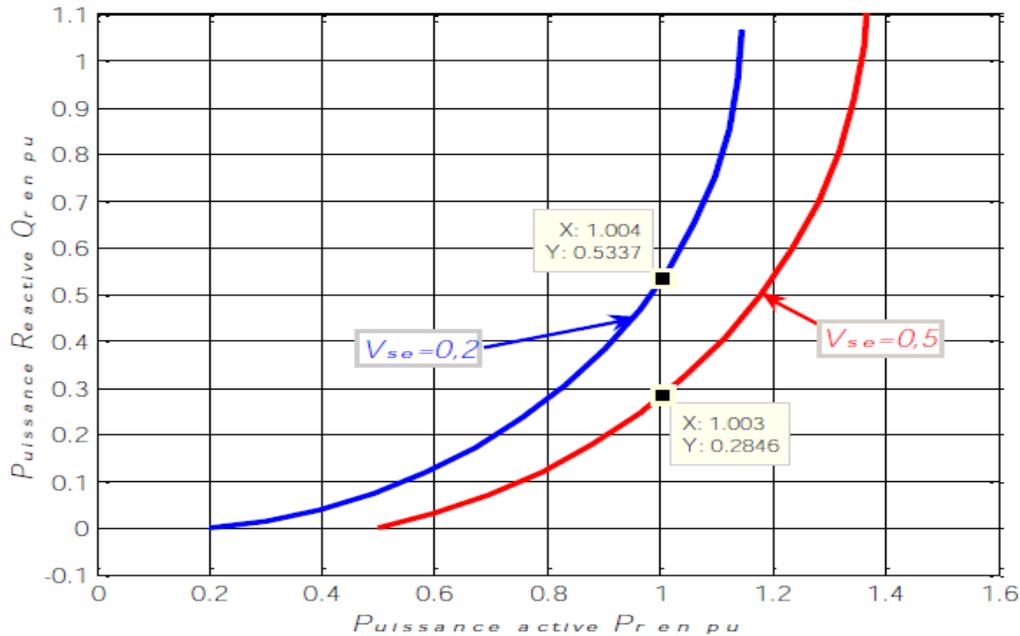


Figure. II.6 Q_r en fonction de P_r pour différentes valeurs de V_{se}

L'injection d'une tension série plus élevée fait diminuer la puissance réactive à transportée pour le même flux de puissance active :

Pour transporter donc une puissance active de 1 pu par une ligne électrique avec une tension série de l'SSSC $V_{se}=0,2$ pu on doit transmettre une puissance réactive $Q_s=0,53$ pu, par contre si la tension série sera $V_{se}=0,5$ pu la puissance réactive à transmettre diminue jusqu'à 0,28 pu en transportant la même valeur (un pu) de la puissance active $P_s=1$ pu.

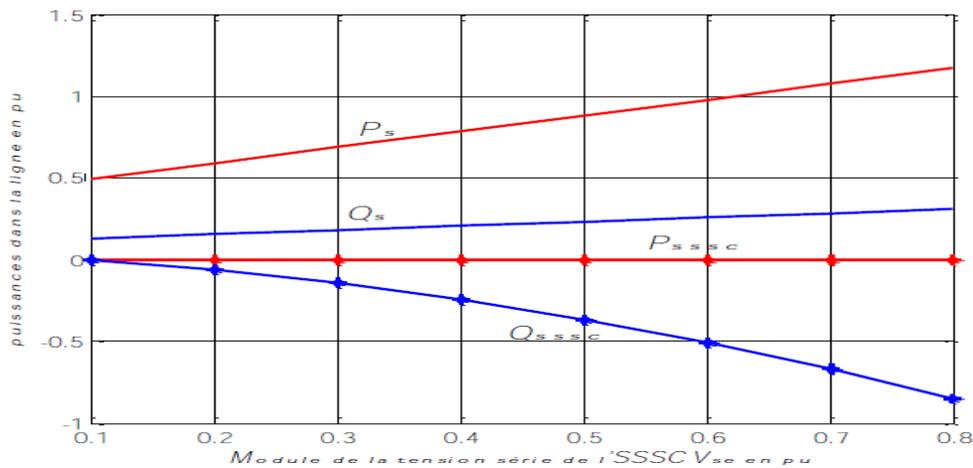


Figure. II.7 P_s , Q_s , P_{sssc} , Q_{sssc} en fonction de $|V_{se}|$

De même on peut voir clairement les variations des puissances dans cette ligne électrique à partir de la figure ci-dessus "Fig. II.7" qui prouve qu'on injectant une tension série en quadrature avec le courant de la ligne aucun échange de puissance active n'aura lieu entre le SSSC et le réseau électrique, et que l'augmentation de l'amplitude de la tension série injectée de l'SSSC influe beaucoup plus sur la puissance active que sur la puissance réactive à transportée.

II.3. Modélisation du SSSC

La description mathématique est basée sur la transformation du système tri phase à un système biphasé orthogonal stationnaire ou tournant au synchronisme par les transformation de PARK afin d'aboutir à un système d'équations différentielles d'état dans le plan (d,q) Pour cette modélisation

Nous avons opté pour les hypothèses suivantes :

- Tous les interrupteurs sont supposés idéals.
- Les trois tensions de la source alternative sont équilibrées.
- Les harmoniques causées par l'action d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sont négligées et on ne considère que le fondamentale.
- L'inductance de la ligne plus l'inductance de fuite du transformateur de couplage série de l'SSSC sont représentées par l'inductance L_s .

II.3.1. Modèle Mathématique Simplifié

Le convertisseur de tension est maintenant connecté en série avec la ligne de transmission. Son schéma équivalent consiste donc en une source de tension en série avec l'impédance de la ligne ainsi que l'impédance du transformateur de couplage comme le présente le schéma de la figure II.8.

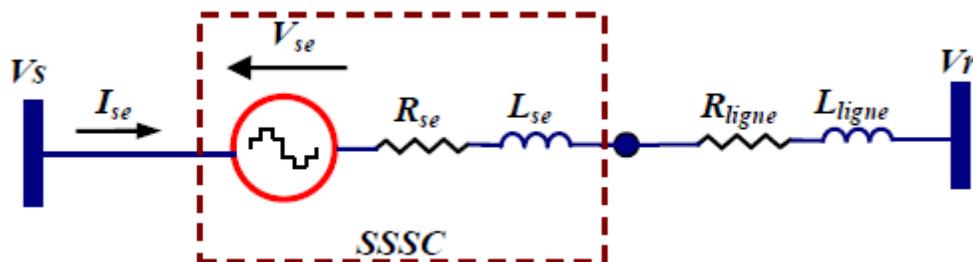


Figure. II.8 schéma équivalent du SSSC

L'équation du circuit continu est omise pour le modèle simplifié de ce dispositif dans l'hypothèse de condensateur de grande capacité ayant l'habilité de tenir la tension continue dc U constante. [24]

Le courant dans la ligne dépend en premier de la différence du potentiel des deux extrémités de la ligne et en second de la tension série injectée, L'équation régissant ce circuit donc est :

$$\bar{V}_s - \bar{V}_r - \bar{V}_{se} = (R_{se} + R_{linge})\bar{I}_{se} + (L_{se} + L_{linge})\frac{d\bar{I}_{se}}{dt} \quad (\text{II.9})$$

Avec : R_{se} , L_{se} sont la résistance représentant les pertes des interrupteurs de l'onduleur et dans le transformateur de couplage, et l'inductance du transformateur série respectivement.

$$(\text{II.9}) \Leftrightarrow \bar{V}_s - \bar{V}_r - \bar{V}_{se} = R \bar{I}_{se} + L \frac{d\bar{I}_{se}}{dt} ; R = R_{se} + R_{linge} ; L = L_{se} + L_{linge}$$

En passant au référentiel (d,q) avec la transformation de Park l'équation (II.9) devient

$$\bar{V}_s - \bar{V}_r - \bar{V}_{se} = R \bar{I}_{se} + L \frac{d\bar{I}_{se}}{dt} + jL\omega I_{se}$$

Et sous forme matricielle dans le repère d,q:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega \\ -\omega & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{sd} & -V_{rd} & -V_{sed} \\ V_{sq} & -V_{rq} & -V_{seq} \end{bmatrix} \quad (\text{II.10})$$

Le système d'équations différentielles (II.10)représente le modèle d'état simplifié de l'SSSC dans le référentiel synchrone (d, q) qui présente un couplage entre les deux grandeurs I_{sed} et I_{seq} par le terme w.

II.3.2. Modèle Mathématique en Considérant le Circuit DC

Dans le cas où il n'y a pas de source d'énergie extérieur sur le côté continu de ce dispositif ou bien le condensateur est relativement petit, la dynamique du circuit continu représentée par ce condensateur doit être prise en considération dans le modèle mathématique.

On peut réécrire la tension V_{se} de la forme suivante: [16]

$$V^{(d,q)} = V_{sed} + jV_{seq} = V \cos\varphi + jV \sin\varphi \quad (\text{II.11})$$

V : étant le module de la tension injectée

$$V = m * U_{dc} \quad (\text{II.12})$$

m : est l'indice de modulation de l'onduleur.

En remplaçant (II.12) dans (II.11) nous aurons :

$$\begin{cases} V_{sed} = m * U_{dc} \cdot \cos \varphi \\ V_{seq} = m * U_{dc} \cdot \sin \varphi \end{cases} \quad (\text{II.13})$$

La dynamique du circuit continu est décrite par l'équation qui suit :

$$I_{dc} = C \frac{dU_{dc}}{dt} + \frac{U_{dc}}{R_c} \quad (\text{II.14})$$

La puissance active échangée avec le circuit continu est exprimée par les équations suivantes :

$$P_{se} = \frac{3}{2} (V_{sed} \cdot I_{sed} + V_{seq} \cdot I_{seq}) \quad (\text{II.15})$$

$$U_{dc} \cdot I_{dc} = \frac{3}{2} (V_{sed} \cdot I_{sed} + V_{seq} \cdot I_{seq}) \quad (\text{II.16})$$

On remplace (II.13) dans (II.16) pour avoir l'équation du circuit continu la suivante :

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} m (I_{sed} \cos \varphi - I_{seq} \sin \varphi) - \frac{U_{dc}}{R_c} \quad (\text{II.17})$$

En injectant cette équation (II.17) dans le modèle précédant ainsi que les équations (II.13) et après réorganisation des équations nous arrivons au système d'équation d'état du modèle de l'SSSC en tenant compte du circuit continu suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & \omega & \frac{-m}{L} \cos \varphi \\ -\omega & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & \frac{-m}{L} \sin \varphi \\ \frac{3m}{2C} \cos \varphi & \frac{-3m}{2C} \sin \varphi & \frac{-1}{R_c \cdot C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{rd} & -V_{rd} \\ V_{sq} & -V_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{II.18})$$

La linéarisation de ce système autour d'un point de fonctionnement φ_0 nous donne:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & \omega & \frac{-m}{L} \cos \varphi \\ -\omega & \frac{-R}{L} & \frac{-m}{L} \sin \varphi \\ \frac{3m}{2C} \cos \varphi & \frac{-3m}{2C} \sin \varphi & \frac{-1}{R_c \cdot C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sed} \\ I_{seq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & \frac{m}{L} U_{dc} \sin \varphi_0 \\ 0 & \frac{1}{L} & \frac{m}{L} U_{dc} \cos \varphi_0 \\ 0 & 0 & \frac{-3m}{2C} (I_{sed} \sin \varphi_0 + I_{seq} \cos \varphi_0) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sd} & -V_{rd} \\ V_{sq} & -V_{rq} \\ \varphi \end{bmatrix} \quad (\text{II.19})$$

On constate que la matrice d'application de la commande présente un couplage entre les grandeurs de ce système. Pour cela on doit procéder par une commande pour éliminer ce couplage et commander ces paramètres indépendamment. [26] [27]

II.4. Contrôle du SSSC

II.4.1. La méthode Watt-Var découplée

Cette méthode consiste à contrôler la puissance active et réactive séparément l'une de l'autre. On considérant les équations du système (II.10) nous pouvons appliquer une commande par découplage des courants I_{sed} et I_{seq} de la manière suivante:[25]

$$\text{On pose : } X_1 = \frac{1}{L}(V_{sd} - V_{rd} - V_{sed}) \text{ et } X_2 = \frac{1}{L}(V_{sq} - V_{rq} - V_{seq}) \quad (\text{II.20})$$

$$X_1 = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \cdot (I_{sed}^* - I_{sed}) - \omega \cdot I_{seq} \quad (\text{II.21})$$

$$X_2 = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \cdot (I_{seq}^* - I_{seq}) - \omega \cdot I_{sed} \quad (\text{II.22})$$

X_1 , X_2 sont les sortie des deux régulateur PI des courants I_{sed} et I_{seq} complétés par les termes de compensation ($-\omega \cdot I_{seq}$) et ($-\omega \cdot I_{sed}$) respectivement. En substituant les équations (II.20) (II.21) et (II.22) dans le système d'équations (II.10) on aboutit à un système de deux équations découplées avec les fonctions de transfert en boucle fermée suivantes :

$$F(s) = \frac{I_{sed}(s)}{I_{sed}^*(s)} = \frac{I_{seq}(s)}{I_{seq}^*(s)} = \frac{K_i + K_p \cdot s}{K_i + \left(\frac{R}{L} + K_p \right) \cdot s + s^2} \quad (\text{II.23})$$

Le schéma bloc de ce système Watt-Var découplé est représenté sur la figure II.9 suivante :

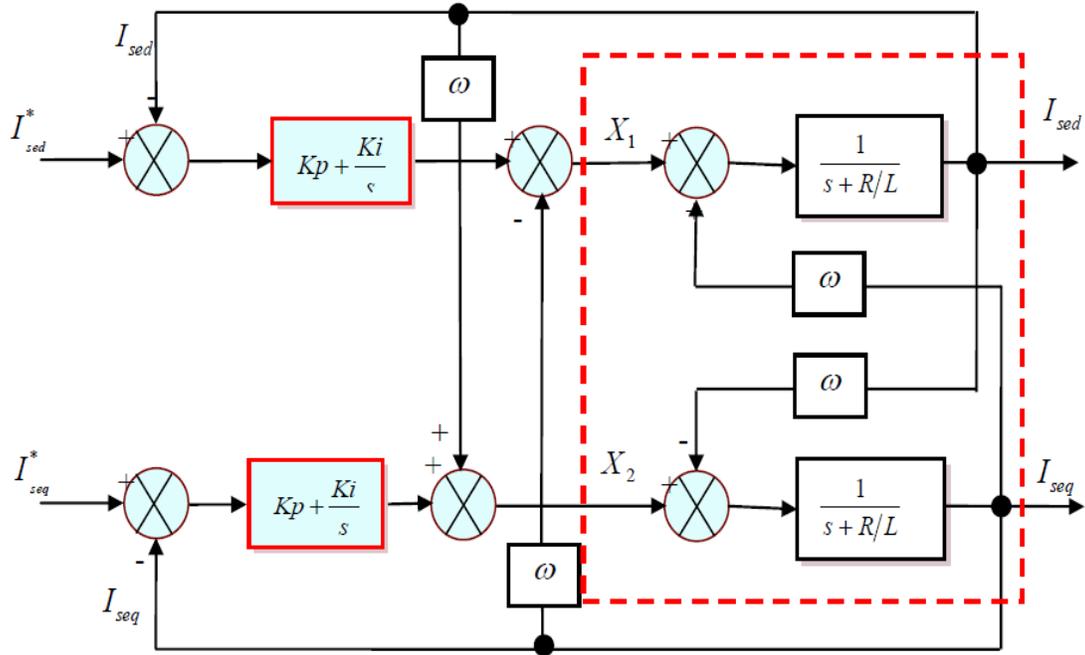


Figure. II.9. Modèle de Régulation de du SSSC (Watt-Var découplée)

II.4.2. Détermination des Références

Le SSSC est installée en série pour le contrôle du flux de puissance dans la ligne de transport, en d'autre terme afin d'obtenir la puissance active et réactive désirées au jeu de barre de réception. [26] [27]

Ces puissances dans l'hypothèse de la superposition de la composante V_{rd} sur l'axe q du référentiel synchrone (d, q) ($V_{rq} = 0$ et $V_{rd} = V_r$) sont exprimées par les équations suivantes:

$$P_r = \frac{3}{2} V_{rd} * I_{sed} \quad Q_r = \frac{3}{2} V_{rd} * I_{seq} \quad (II.24)$$

Les grandeurs d'entrée de cette méthode de régulation, expliquée ci-dessus, étant les courants de l'SSSC qui sont également les courants de la ligne. Il est possible de calculer leurs valeurs de référence dans le repère (d, q) à partir des équations suivantes :

$$I_{sed}^* = \frac{2P_r^*}{3V_{rd}} \quad \text{et} \quad I_{seq}^* = \frac{2Q_r^*}{3V_{rd}} \quad (II.25)$$

Avec P_r^* , Q_r^* les puissances désirées transporter par la ligne.

Les variables X_1 et X_2 associées au schéma de contrôle de la figure Fig.II.9 sont utilisées pour déterminer les composantes de la tension série du convertisseur V_{sed} et V_{seq} en s'appuyant sur les équations (II.20) comme suit:

$$V_{sed} = (V_{sd} - V_{rd}) - L.X_1 \qquad V_{seq} = (V_{sq} - V_{rq}) - L.X_2$$

Le schéma bloc de cette méthode de régulation est donné par la figure II.10 suivante :

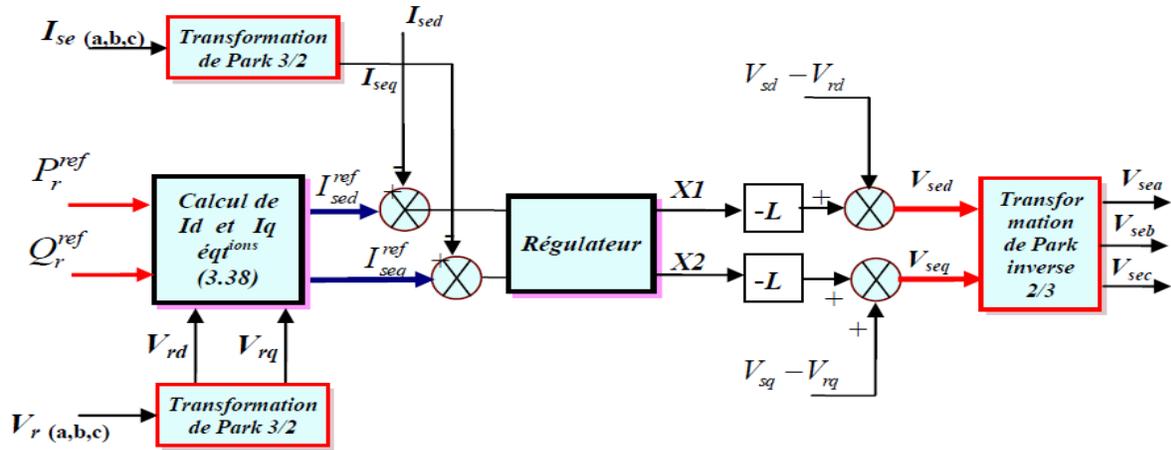


Figure. II.10 Schéma globale de contrôle du SSSC par la méthode Watt-Var découplée

II.4.3. Calcul des Régulateurs PI

La régulation proportionnelle intégrale utilisée dans le modèle de la figure II.9 assure un contrôle optimal par rapport au critère quadratique de l'erreur dynamique si les gains sont maximaux donc : [25]

$$K_p = K_{p \max} \qquad \text{et} \qquad K_i = K_{i \max}$$

La fonction de transfert de cette régulation en boucle ouverte FTBO est :

$$G(s) = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \cdot \left(\frac{1}{s + \frac{R}{L}} \right) = K_p \cdot \left(\frac{s + \frac{K_i}{K_p}}{s} \right) \cdot \left(\frac{1}{s + \frac{R}{L}} \right) \qquad \text{(II.26)}$$

Et par compensation du pôle on doit avoir :

$$\frac{K_i}{K_p} = \frac{R_{sh}}{L_{sh}} = \frac{1}{T_{BO}} \qquad \text{(II.27)}$$

Et $G(s)$ dévient $G(s) = K_p \cdot \left(\frac{1}{s} \right)$

T_{BO} : Constante de temps en boucle ouverte.

La fonction de transfert de la régulation précédente après compensation du pôle sera de la forme qui suit :

$$F(s) = \frac{G(s)}{1+G(s)} = \frac{K_p}{s + K_p} = \frac{1}{T_{BO}(s)+1} \quad (\text{II.28})$$

$$T_{BF} = \frac{1}{K_p}$$

Avec T_{BF} est la constante de temps de la régulation en boucle fermée.

On faisant un choix convenable de la valeur de BF Tse les gains K_p et K_i seront obtenus

comme suit:

$$K_p = \frac{1}{T_{BF}} \text{ et } K_i = K_p \times \frac{R}{L} \quad (\text{II.29})$$

Ou $R = R_{se} + R_{linge}$ et $L = L_{se} + L_{linge}$

II.5. Régulation de la tension continue U_{dc}

La tension continue aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur constante. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction d'un courant actif au courant de référence du SSSC qui traduira l'absorption ou la fourniture d'une puissance active sur le réseau. La puissance échangée avec le condensateur peut être exprimée par l'équation suivante : [26]

$$P_{dc} = P_{se} = \frac{1}{2} C \frac{dU_{dc}^2}{dt} \Rightarrow \frac{dU_{dc}^2}{dt} = \frac{2.P_{se}}{C} \quad (\text{II.30})$$

En passant au domaine fréquentiel (Laplacien) on aura :

$$\frac{dU_{dc}^2}{P_{se}} = \frac{2}{C.s} \quad (\text{II.31})$$

Pour obtenir le signal nous avons le choix entre un régulateur proportionnel et un régulateur proportionnel intégral. Ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique

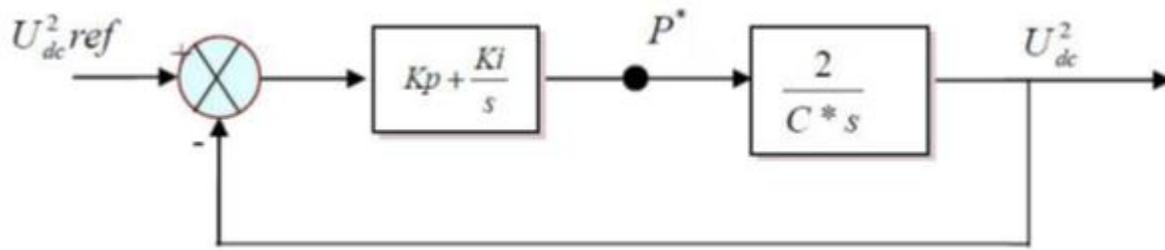


Figure II.11 : Régulation de la tension continue Udc.

La fonction de transfert en boucle fermée de ce système sous forme de Bode est

$$F(s) = \frac{U_{dc}^2}{U_{dc.ref}^2} = \frac{\frac{2.K_p}{C} \cdot s + \frac{2.K_i}{C}}{s + \frac{2.K_p}{C} \cdot s + \frac{2.K_i}{C}} \quad (\text{II.32})$$

Avec :

$$\omega_n^2 = \frac{2.K_i}{C}, \quad \xi = K_p \cdot \sqrt{\frac{1}{2.C.K_i}} \quad (\text{II.33})$$

Pour avoir un bon coefficient d'amortissement du système en boucle fermée nous avons

Choisi $\xi = 0.7$

Et à fin d'atténuer les fluctuations à 300 Hz, et pour avoir un bon filtrage on va

choisir $\omega_n = \frac{2\pi \cdot 300}{10}$ Red/sec et finalement on détermine à partir des équations (II.33) les valeurs

des gains K_p et K_i .

II.7. Conclusion

Les modèles mathématiques des convertisseurs de tension pour les différentes connexions dans un réseau électriques, série, sont très utiles sinon obligatoire pour analyser leurs fonctionnements et déterminer des lois de commande des dispositifs (FACTS) à base de ces convertisseurs.

Ce chapitre a été consacré à l'étude et la modélisation d'un dispositif " SSSC". Effet de la compensation série (SSSC) sur le réseau électrique alimentant des stations de pompage sera présenter dans le prochain chapitre.

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous examinons l'effet d'un ensemble des stations de pompages connectés au réseau sur le comportement de ce dernier en grands mouvement. Une série de simulation à l'aide de **Simulink/ SimPowerSysteme** sera effectué. La performance du dispositif FACTS série qu'est le SSSC sera aussi traité afin d'améliore la stabilité du réseau test en présence de l'ensemble des stations de pompages et en cas de défaut de court-circuit.

III.2 Description du réseau test

Le schéma unifilaire du réseau test est présenté par la figure (III.1), les données des alternateurs et des régulateurs sont données par les tableaux ci-dessous :

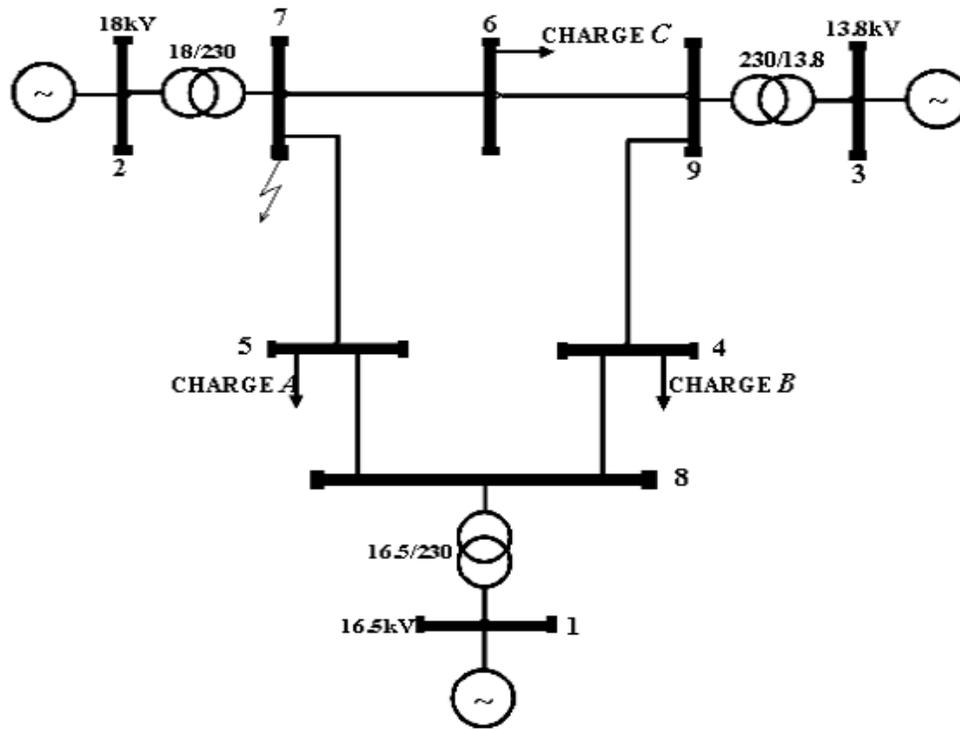


Figure III.1. Réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres

Tableau III.1: Caractéristique du modèle

Nombre des jeux de barres	Nombre des charges	Nombre des lignes de transmission	Nombre des Générateurs	Nombre des Transformateurs
09	03	6	3	03

Tableau III.2: Caractéristiques des alternateurs

Alternateur	1	2	3
Puissance apparente nominale (MVA)/ voltage (kv)	100/16.5	100/18	100/13.8
Facteur de puissance	0.95	0.95	0.95
Resistance de l'induit	0.0	0.0	0.0
Reactance synchrone directe X_d (p.u)	0.1460	0.8958	1.3125
Reactance synchrone transversal X_q (p.u)	0.0969	0.8645	1.2578
Constante d'inertie H (s)	9.55	3.3	2.34
Coefficient d'amortissement D	0	0	0
Réactance transitoire X_d (p.u)	0.0608	0.1198	0.1813
Réactance transitoire X_q (p.u)	0.0969	0.1969	0.2500
T'_{do} (s)	8.96	6.00	5.89
T'_{qo} (s)	0.310	0.5350	0.600

III.3 Etude de l'impact de l'ensemble des stations de pompage (STEP) sur le comportement dynamique de réseau test

Dans cette partie, nous avons effectué un changement de la charge au niveau de nœuds 5 dans la figure III.1 par une charge non linéaire qui représente un ensemble de station de pompage gardant la même puissance active et réactive en cas de charge classique fixe. Un court-circuit est appliqué à 25% du nœud 7 commencé à 1s et termine à 1.2s de durée de 200ms.

Pour évaluer l'effet des stations de pompage une comparaison entre les caractéristiques des générateurs (vitesse, angle de charge et tension) est effectuée dans les deux cas suivants :

- La charge A dans le jeu de barre 5 est une charge classique de 125MW et 50MVAR
- La charge A dans le jeu de barre 5 est un ensemble des stations de pompage

III.3.1 Résultats de simulation et interprétation

Figures III.2, III.3 et III.4 représentent respectivement les angles de charge des trois machines de production en cas d'un court-circuit de 200ms de durée.

On peut remarquer clairement que dans les deux cas des charges (classique ou ensemble de station de pompage) et à l'absence totale du régulateur au niveau des turbines, le réseau perd sa stabilité et devient complètement instable. D'autre part et pour la même durée du court-circuit, la présence d'un ensemble de station de pompage (courbe rouge) est plus perturbant par rapport au charge classique (courbe bleu) ce qui montre que la connexion d'un ensemble de station de pompage avec le réseau peut avoir un mauvais impact sur le comportement du réseau électrique.

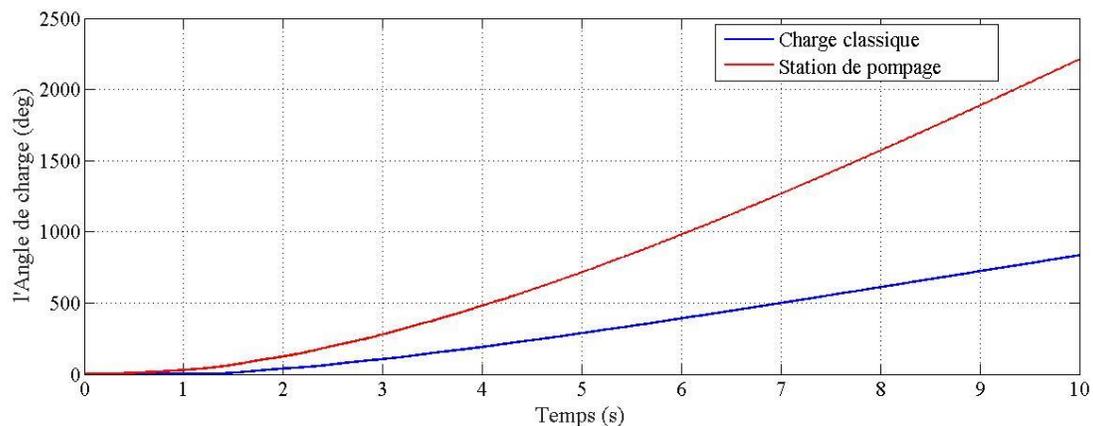


Figure III.2. Angle de charge du générateur 1

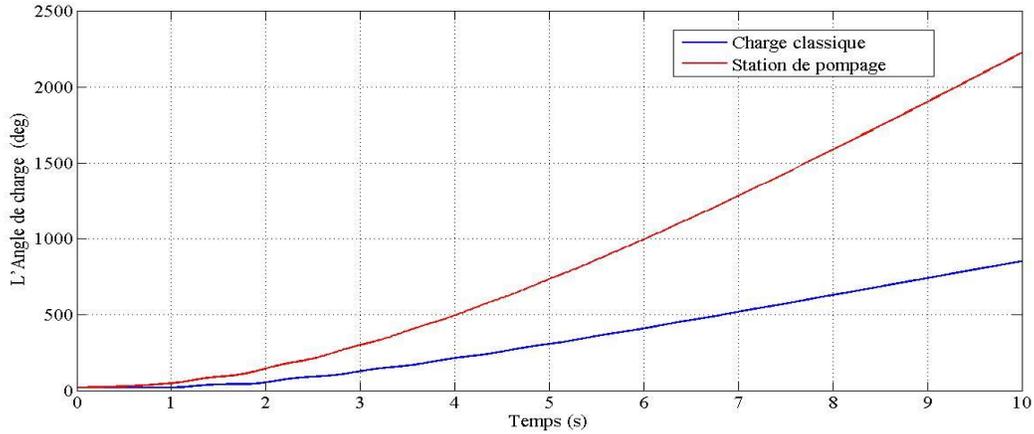


Figure III.3. Angle de charge du générateur 2

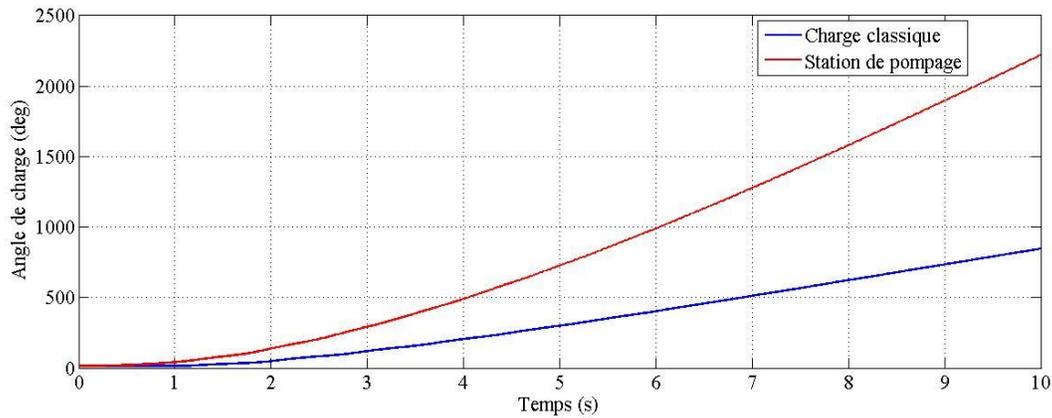


Figure III.4. Angle de charge du générateur 3

Pour confirmer l'impact de la station de pompage, les figures III.5, III.6 et III.7 représentent respectivement les vitesses des 3 machines.

D'après ces figures, les vitesses des trois machines en cas de l'insertion des stations de pompes dans un réseau et complètement divergé (courbe rouge), contrairement au cas des charges classiques fixe (courbe bleu), ou les vitesses sont stable. Pour la même durée du court-circuit et à l'absence de tout type de régulation (classique ou avancée), le réseau perd sa stabilité angulaire.

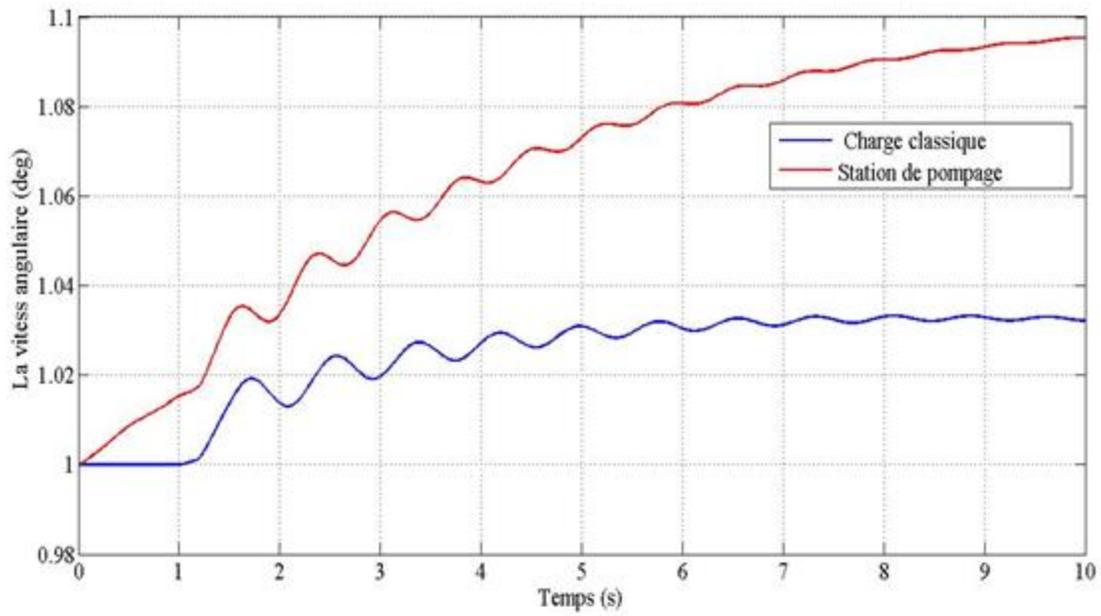


Figure III.5 Vitesse de la machine 1

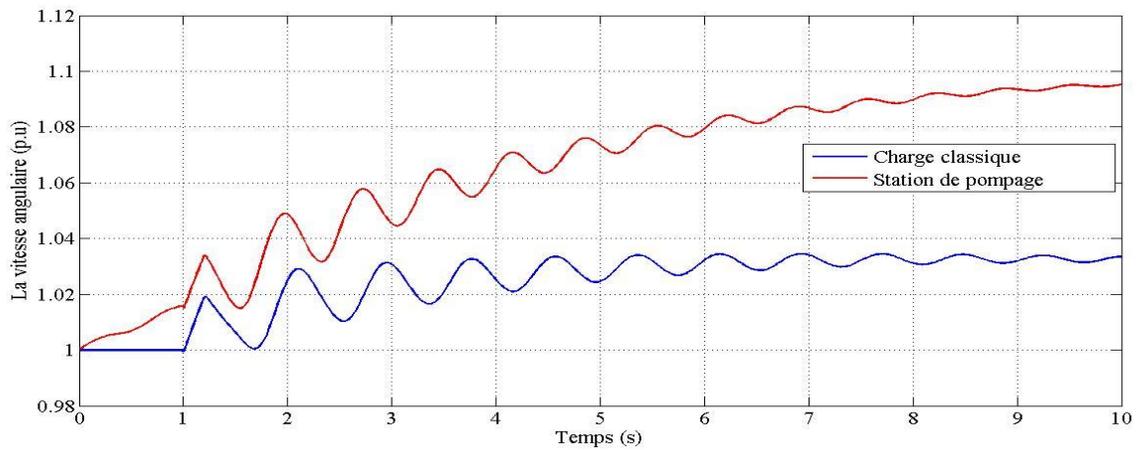


Figure III.6. Vitesse de la machine 2

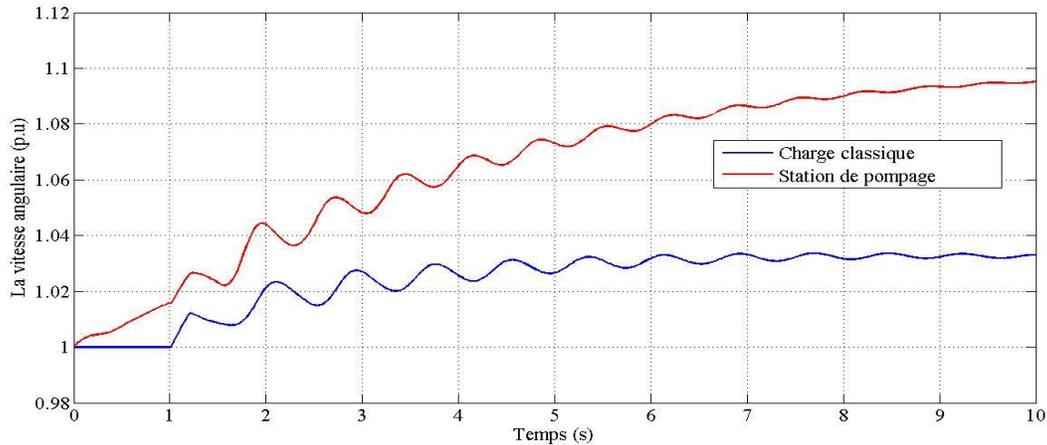


Figure III.7. Vitesse de la machine 3

De même façon pour la stabilité de tension, la comparaison entre les tensions à la sortie des machines nous aide à donner une idée claire sur l'impact d'un ensemble des stations de pompage sur la stabilité de la tension du réseau.

Figure III.8, III.9 et III.10 montrent la variation des tensions au niveau des machines, en cas des charges classique (courbe bleu), les tensions se stabilise après l'élimination du défaut avec une surtension notée dans les trois tensions par rapport aux tensions initiaux.

En cas de l'ensemble des stations de pompage (courbe rouge), on peut voir que les tensions au niveau trois machines devenue complètement instable. Cette remarque peut confirmer que l'intégration des stations de pompage dans le réseau électrique peut influe négativement sur la stabilité de tension du réseau électrique.

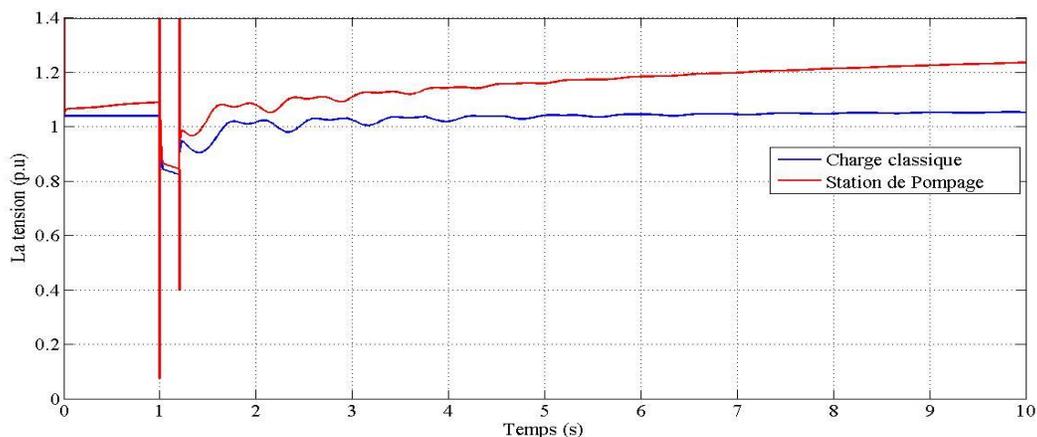


Figure III.8. Tension de la machine 1

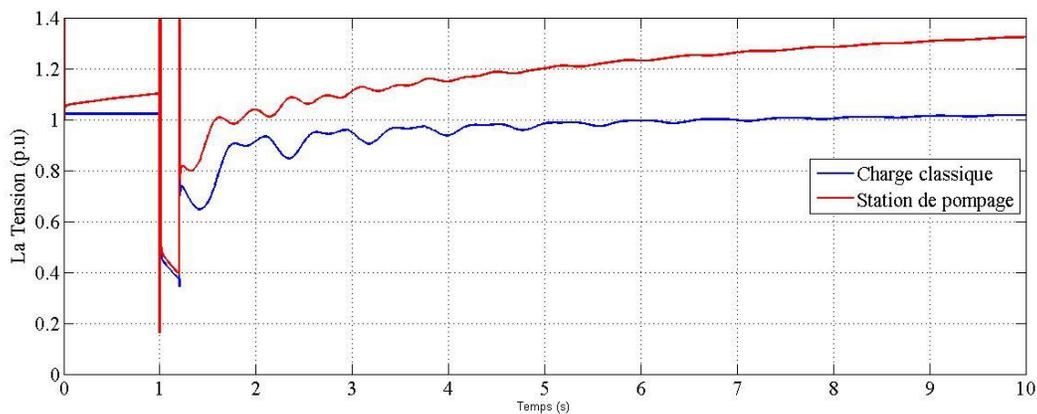


Figure III.9. Tension de la machine 2

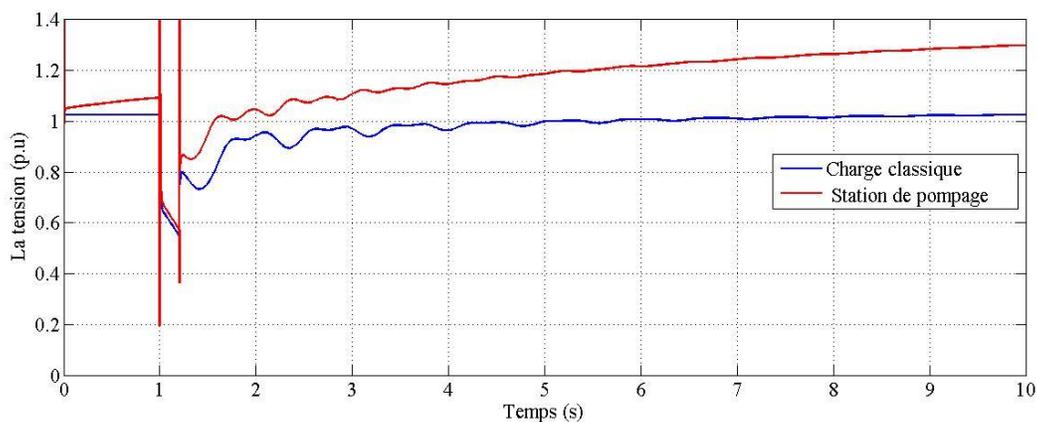


Figure III.10. Tension de la machine 3

Enfin, la figure III.11 qui représente la tension au niveau du jeu de barre 5, montre la différence entre la variation de la tension dans les deux cas.

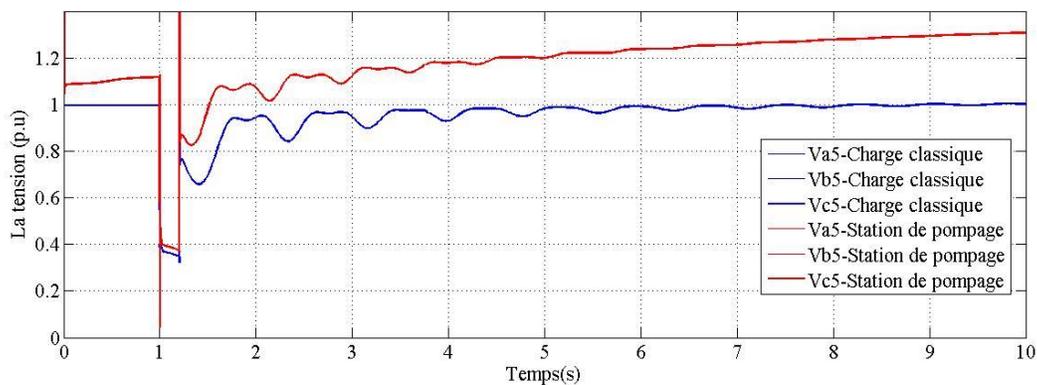


Figure III.11. Tension au jeu de barre 5

L'analyse des résultats obtenus dans cette partie, nous conduit à une première conclusion qu'est l'insertion des stations de pompes dans les réseaux électriques à un effet négatif sur le comportement dynamique du réseau et nécessite forcément de chercher des solutions pour soit éliminer complètement ou bien minimiser l'effet de la charge (STEP).

III.4 Amélioration du comportement dynamique du réseau par les régulateurs conventionnels

A cause de l'effet des stations de pompage sur le comportement dynamique du réseau électrique, dans cette partie, nous avons équipé les trois machines par des régulateurs de tensions et de vitesses de type IEEE classique gardant la même durée du défaut et en remplace la charge classique du nœud 5 par l'ensemble des stations de pompes représenté par une charge non linéaire.

Figure III.12 et III.13, représentent respectivement les modèles d'états des régulateurs de vitesse et de tension dont ces paramètres se trouvent dans les tableaux.

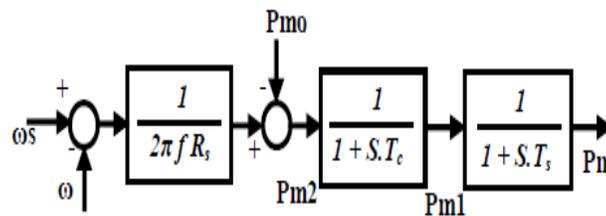


Figure III.12. Régulateurs de vitesse

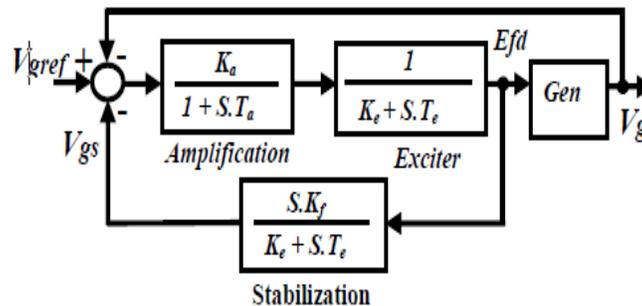


Figure III.13. Régulateurs de tension

Tableau III.3: Paramètres des régulateurs de tension

AVR	1	2	3

Ka	1400	50	25
Ta(s)	0.40	0.3	0.3
Ke	0.17	-0.17	-0.17
Te(s)	0.60	0.50	0.65
Kf	0.05	0.05	0.05
Tf(s)	1	1	1
A_{ex}	0	0.0013	0.0015
B_{ex}	3.7884	1.3547	1.5833

Tableau III.4: Paramètres des régulateurs de vitesse

GOV	1	2	3
Rs	-0.04	0.05	0.06
Tc(s)	-0.04	0.05	0.06
Ts(s)	-0.04	0.05	0.06

III.4.1 Résultats de simulation et interprétation

Commençons par l'angle de charge, figures III.14, III.15 et III.16 représentent respectivement les angles de charges des trois machines 1, 2 et 3.

L'utilisation des régulateurs conventionnels (courbe bleu), aide le réseau à trouver un nouveau point de fonctionnement, après l'apparition du défaut on remarque que les trois angles de charge ont changé et le réseau garde sa stabilité angulaire après quelque seconde du défaut. En absence des régulateurs classique (courbe rouge), le réseau ne peut pas rétablir sa stabilité.

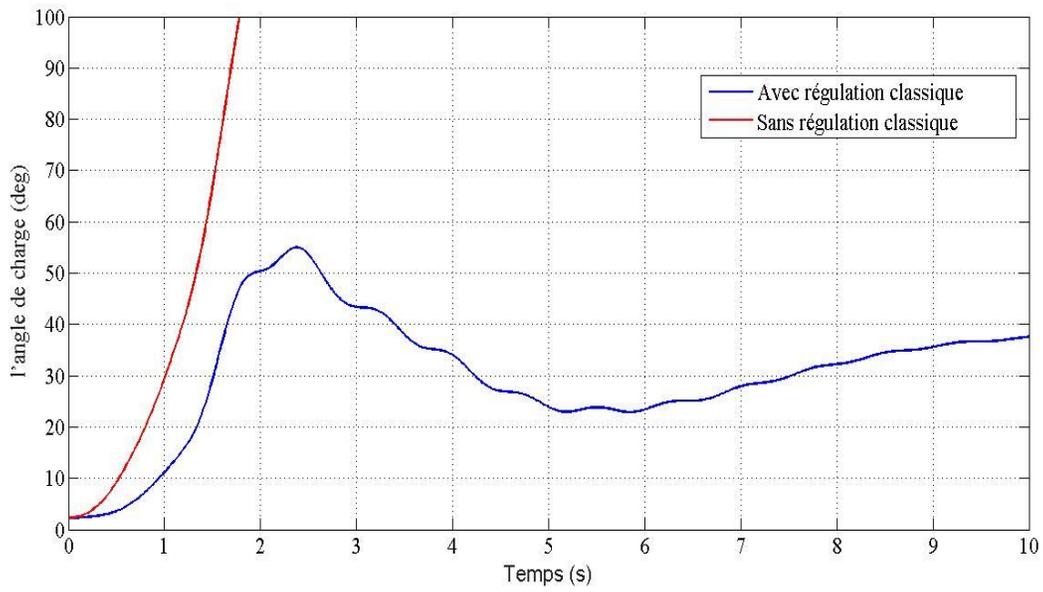


Figure III.14. Angle de charge du générateur 1

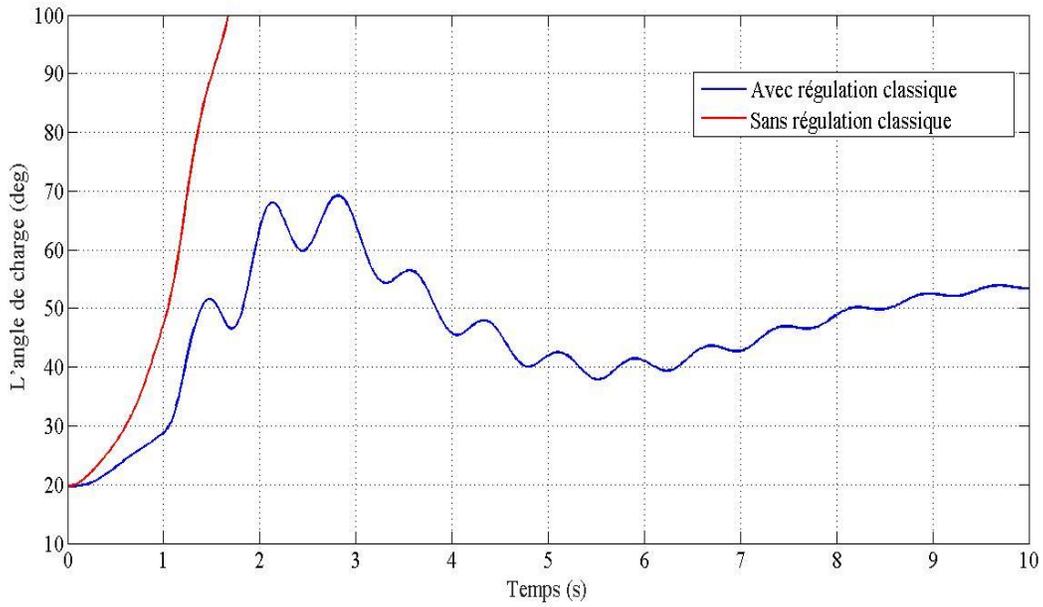


Figure III.15. Angle de charge du générateur 2

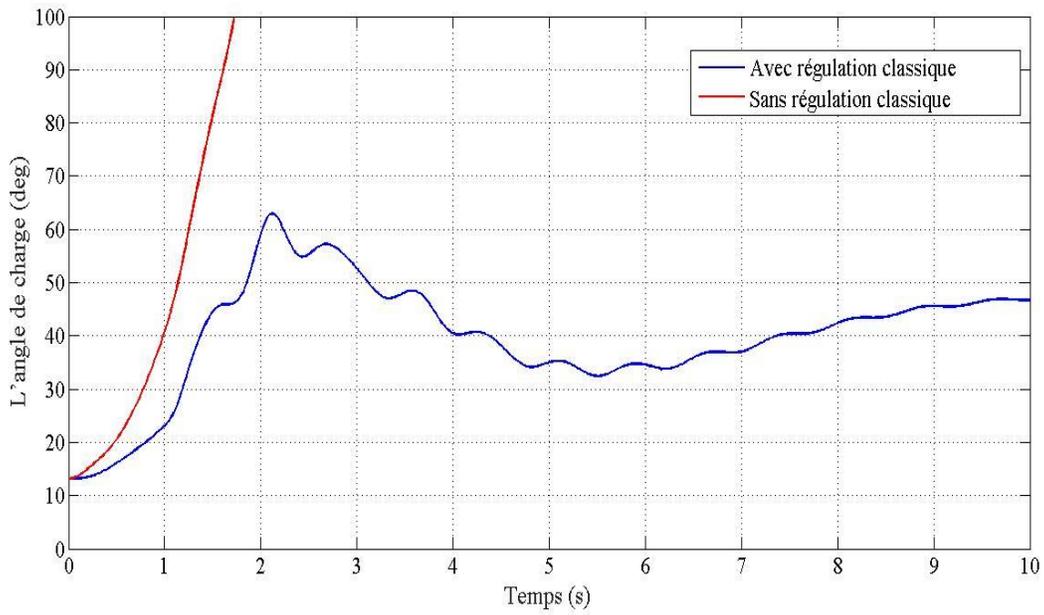


Figure III.16. Angle de charge du générateur 3

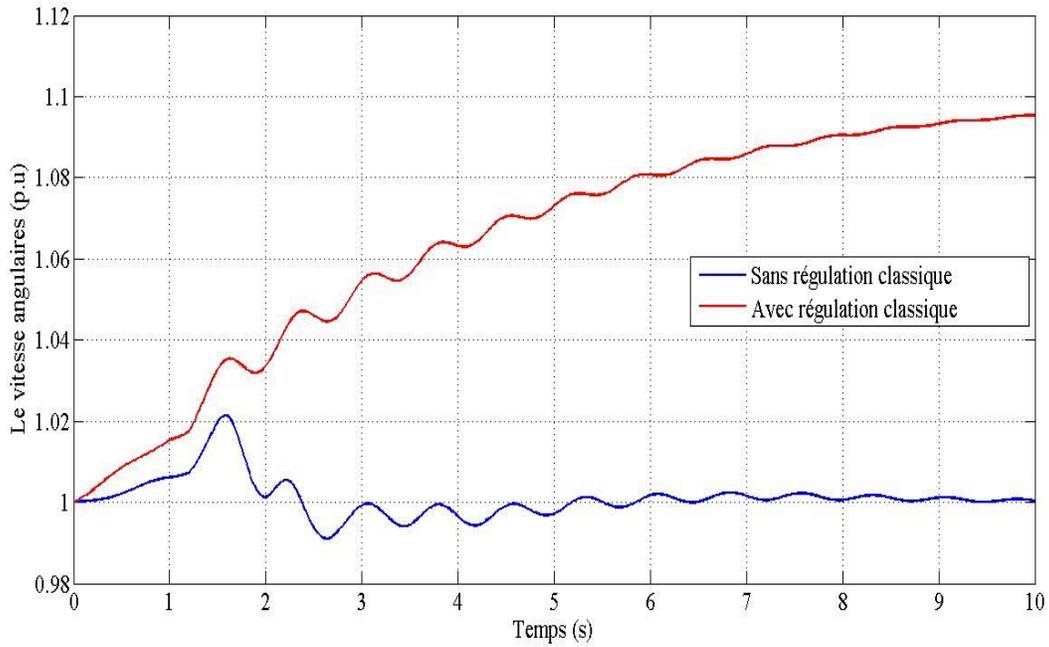


Figure III.17. Vitesse du générateur 1

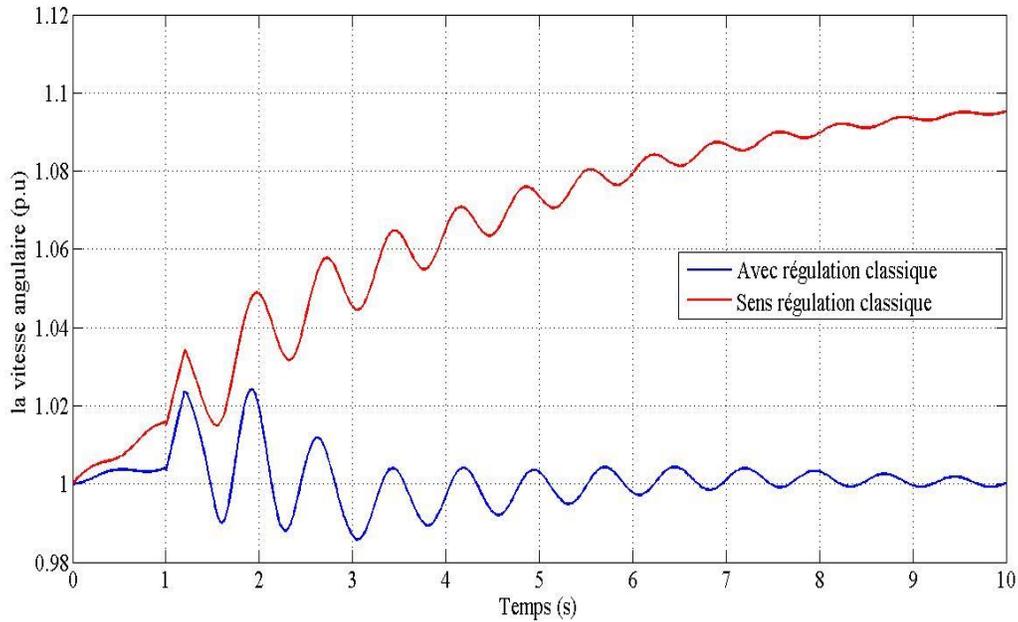


Figure III.18. Vitesse du générateur 2

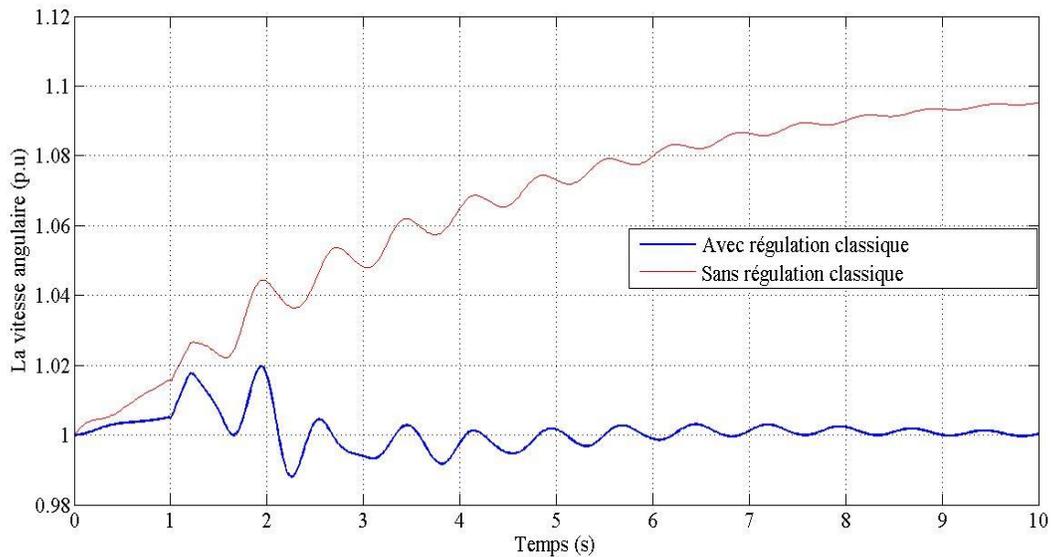


Figure III.19. La vitesse du générateur 3

La stabilité angulaire peut être confirmée par les figures III.17, III.18 et III.19 qui représentent les vitesses des 3 machines. Après le défaut, les 3 machines reprennent les vitesses initiaux 1 pu (courbe bleu). Or, en cas d'absence des régulateurs conventionnels (courbe rouge), les trois vitesses sont clairement instables.

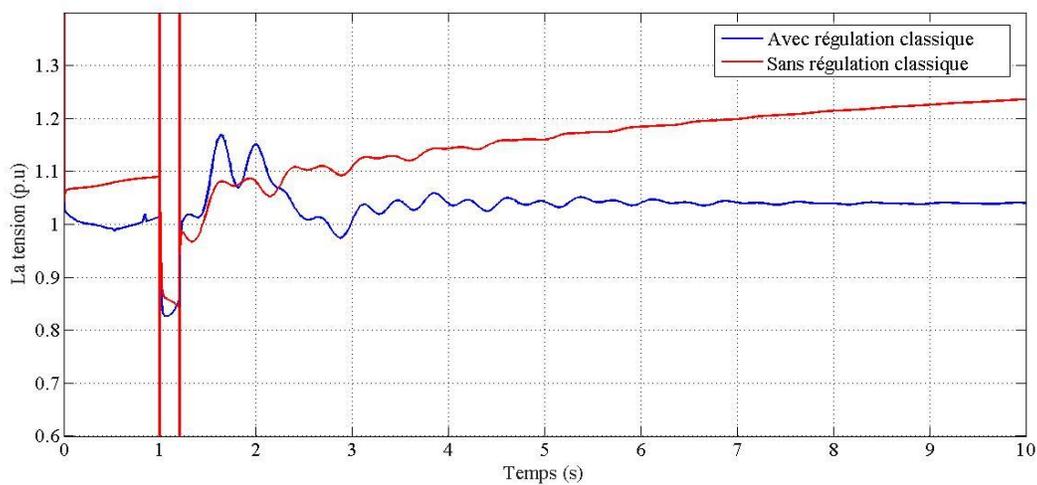


Figure III.20. Tension du générateur 1

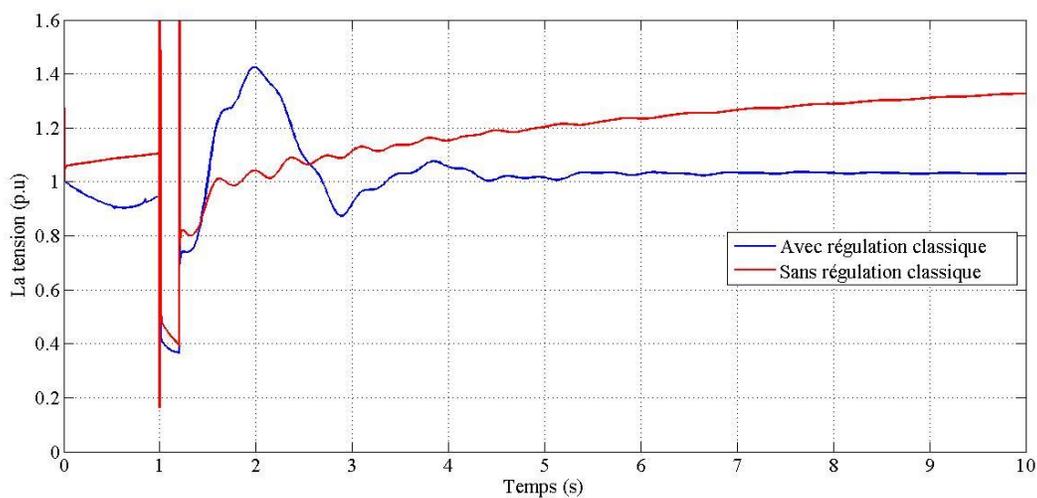


Figure III.21. Tension du générateur 2

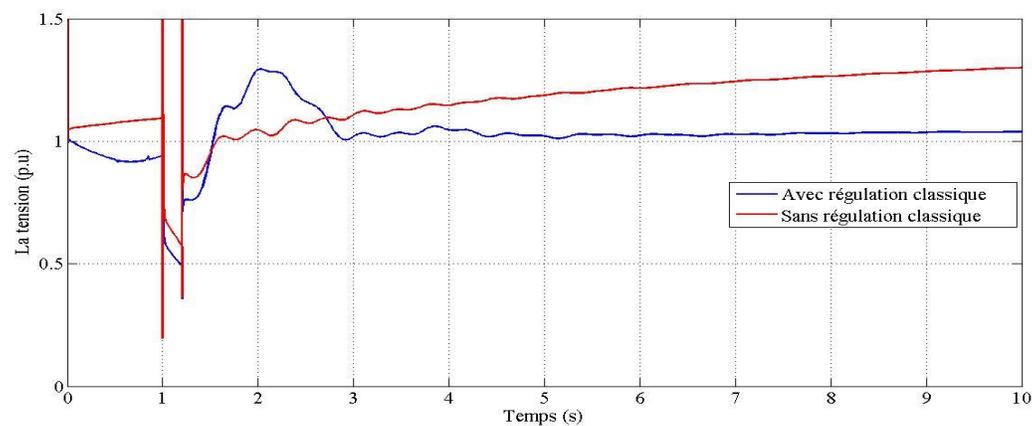


Figure III.22. Tension du générateur 3

Les figures III.20, III.21 et III.22 représentent les tensions à la sortie des générateurs, un régulateur de tension peut aider le générateur à reprendre à sa valeur initiale après le défaut et par la suite assure la stabilité en tension du réseau.

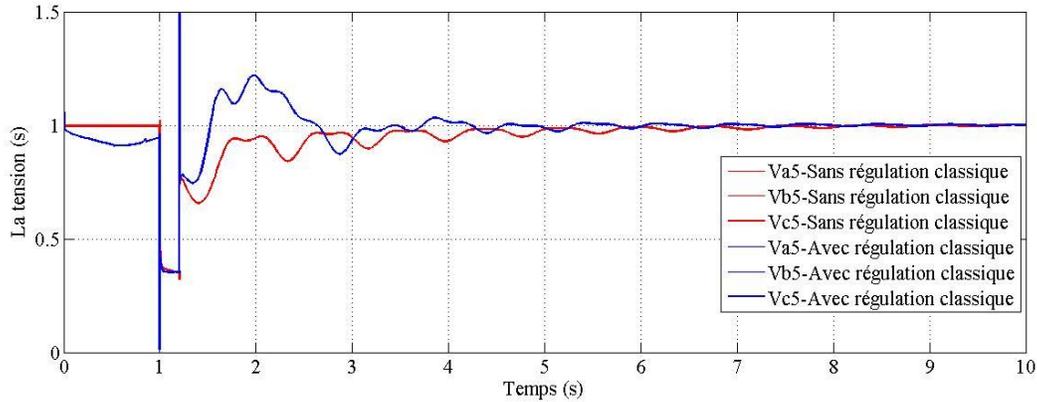


Figure III.23. Tension au jeu de barre 5.

La stabilité de la tension à la sortie du générateur agit sur les autres tensions ce qui est montré par la figure III.23 ou les modules des 3 tensions Va, Vb et Vc au niveau de jeu de barre 5 devient stable.

III.5. Le SSSC pour l'amélioration du comportement du réseau électrique

Malgré l'amélioration du comportement dynamique du réseau test connecté à un ensemble des stations de pompage et subit d'un défaut triphasé à la terre de durée de 200ms, la flexibilité des dispositifs FACTS peut être une solution distinguée à l'amélioration de la stabilité du réseau électrique.

Pour évaluer la performance des systèmes FACTS, nous choisissons d'installer un SSSC dans le réseau test entre les nœuds 7 et 5. Ce choix de la position est dû à la position du court-circuit ainsi le jeu de barre ou l'ensemble des stations de pompages installé. D'autre part, le dimensionnement du SSSC est un facteur indispensable, or tout un surdimensionnement de SSSC peut affecter le réseau négativement. Dans notre cas, et par tâtonnement, un SSSC de 1 MVAR est utilisé.

III.5.1. Résultats de simulation et interprétation

Dans cette partie, gardent les mêmes conditions de la deuxième partie avec un ensemble de station de pompage de 125MW et 50MVAR installé au nœud 5, un défaut triphasé à la terre commencé à 1s et se termine à 1.200s. Les régulateurs conventionnels de la vitesse et de la tension

sont toujours présents sur les machines. La comparaison dans cette partie est faite entre le cas d'absence du SSSC et en cas de présence du SSSC.

Commençant toujours par les angles de charges, les figures III.24, III.25 et III.26 représentent respectivement les angles des machines 1, 2 et 3.

L'impact du SSSC est important (courbe bleu), la présence du SSSC dans le réseau rétablir la stabilité angulaire de ce dernier dans un temps très court. En présence du SSSC on peut noter un angle maximal de la machine 1 après le défaut égale à 40° et un angle de 20° à la fin de simulation, par contre, en absence du SSSC, l'angle maximale de la machine 1 après le défaut est 55° or l'angle finale est 39° .

Par même analogie pour les deux autres angles de charges, l'insertion d'un SSSC au réseau minimise l'angle maximal après le défaut et le changement de l'angle final.

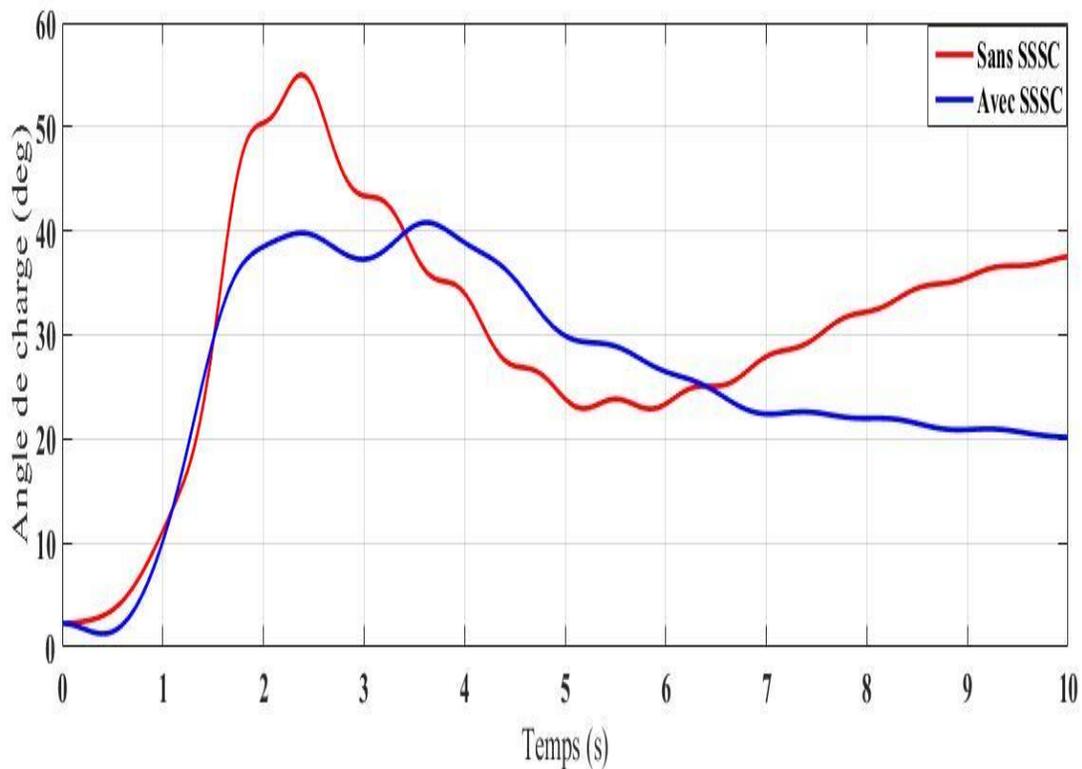


Figure III.24. Angle de charge de la machine 1

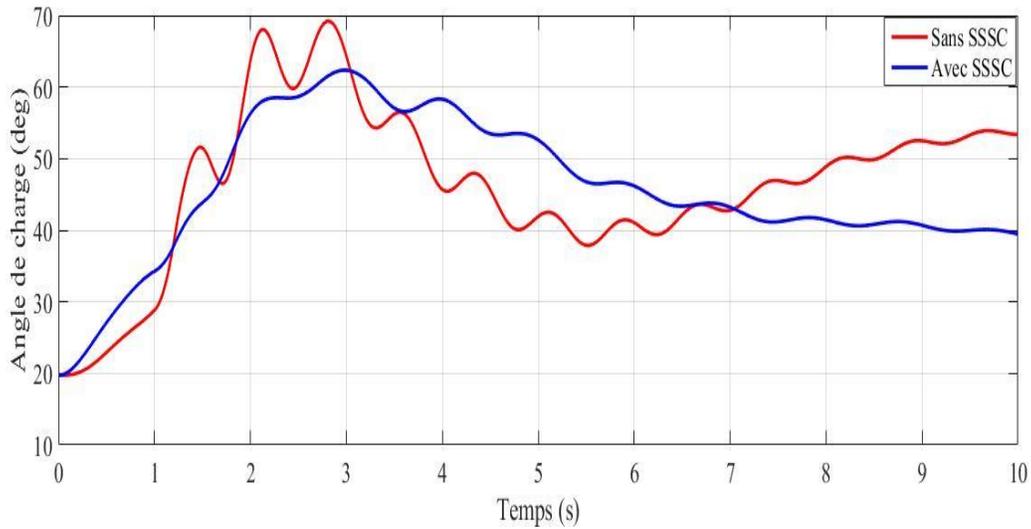


Figure III.25. Angle de charge de la machine 2

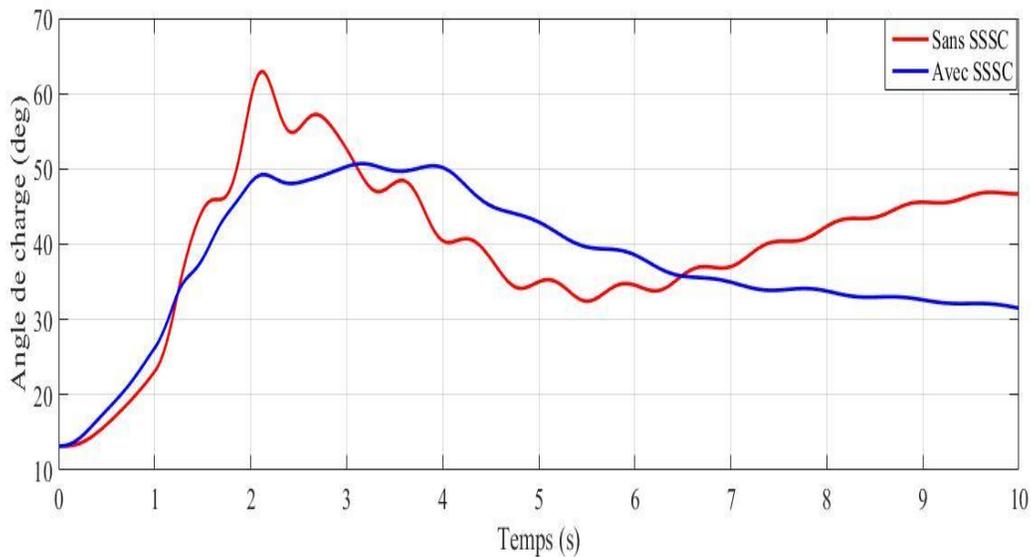


Figure III.26. Angle de charge de la machine 3

Les figures III.27, III.28 et III.29 représentent les vitesses des 3 machines, avec le SSSC (courbe bleu), on peut remarquer le maintien des vitesses des machines dans un temps très court par rapport au cas sans SSSC (courbe rouge). La vitesse reprend sa valeur initiale 1pu après le défaut.

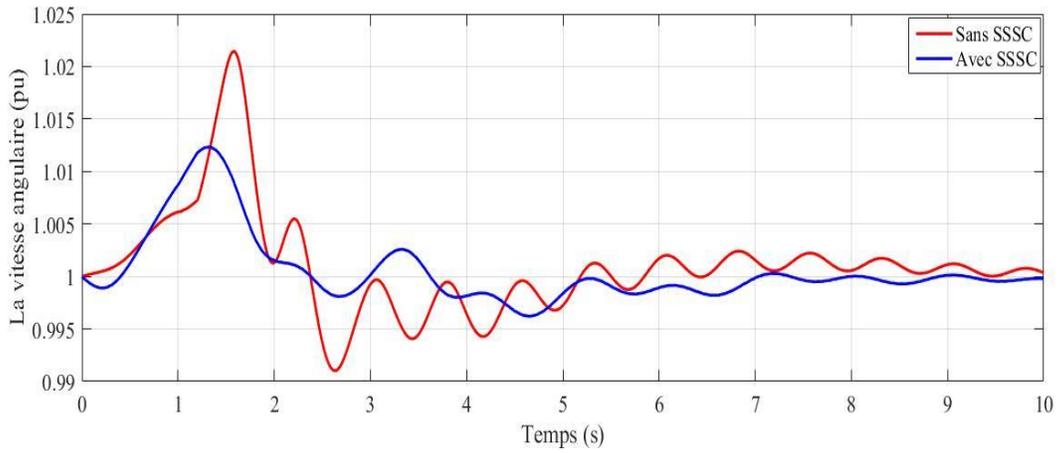


Figure III.27. Vitesse de la machine 1

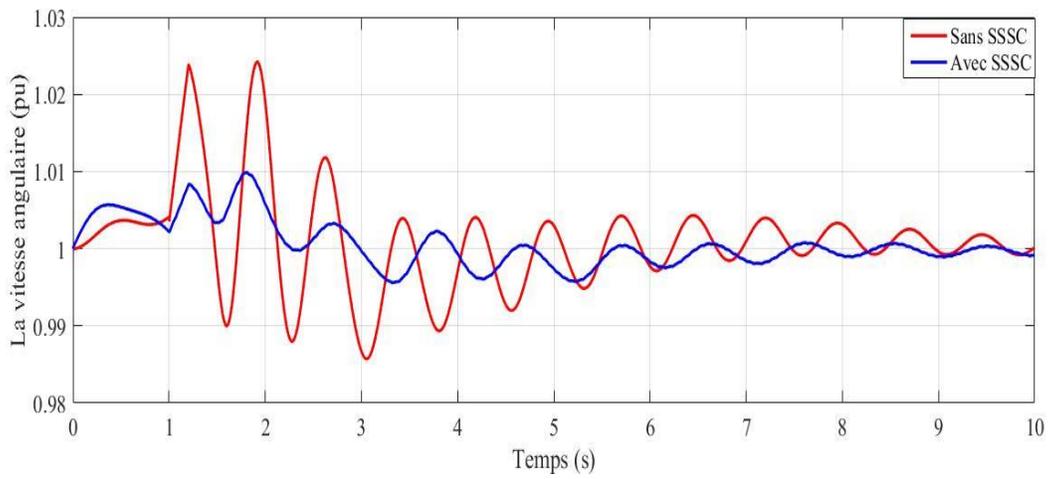


Figure III.28. Vitesse de la machine 2

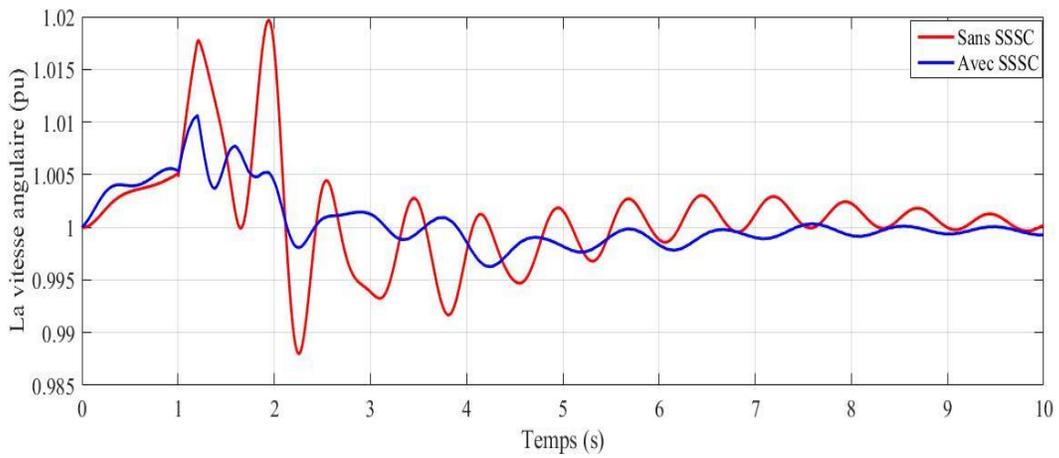


Figure III.28. Vitesse de la machine 3

L'analyse de la réponse des angles de charges et les vitesses des 3 machines confirme l'efficacité du SSSC à maintenir la stabilité angulaire au cas où un ensemble de station de pompage est relié au réseau électrique.

Pour la stabilité en tension du réseau test, figures III.29, III.30 et III.31 montrent la réponse des tensions à la sortie des générateurs.

En présence du SSSC (courbe bleu), on peut remarquer que la chute des tensions après le défaut est très inférieure par rapport au cas sans SSSC (courbe rouge), cette chute de tension est suivie par une réponse rapide dans le cas avec le SSSC.

Par la suite, on peut dire que le SSSC améliore la stabilité en tension du réseau test.

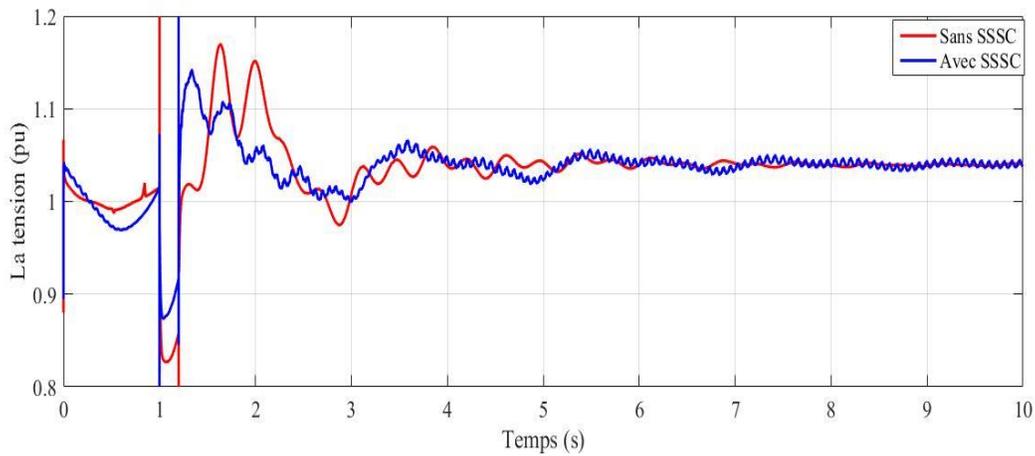


Figure III.29. Tension de la machine 1

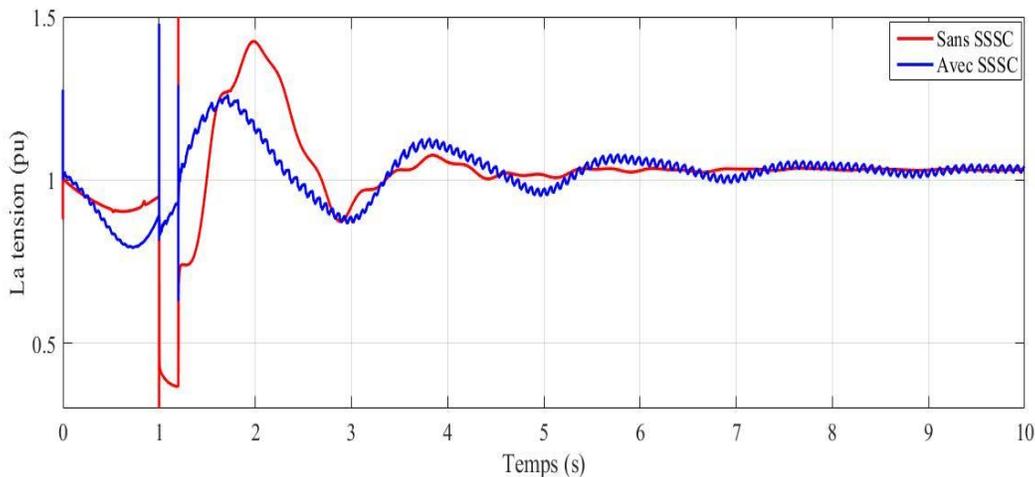


Figure III.30. Tension de la machine 2

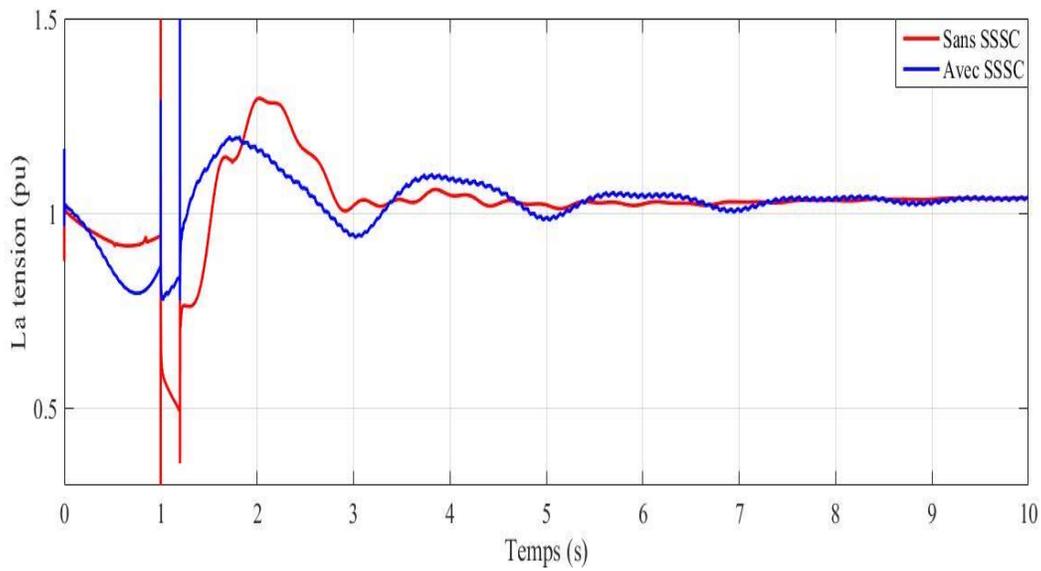


Figure III.31. Tension de la machine 3

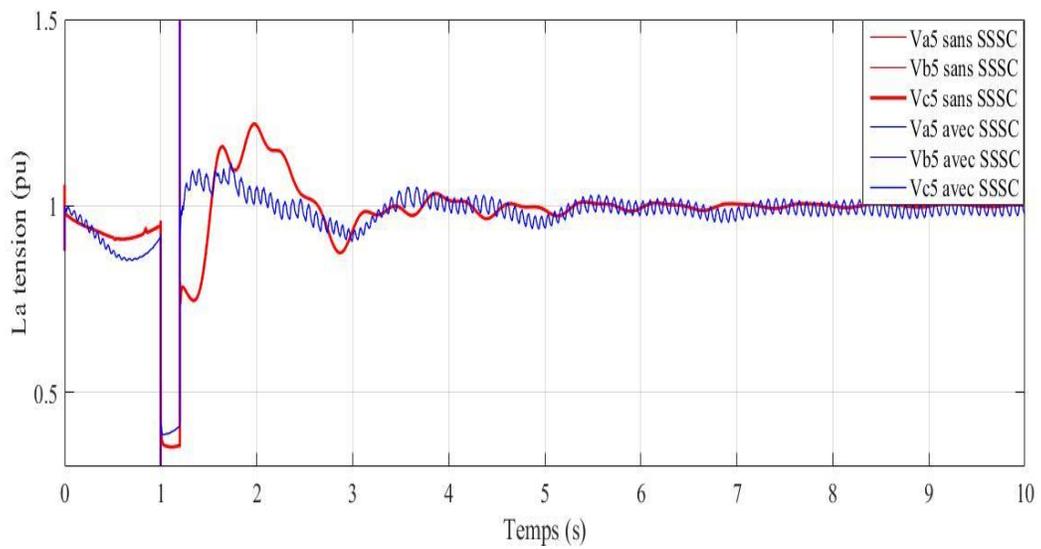


Figure III.32. Tension au jeu de barre 5

De même façon, le SSSC améliore la réponse de la tension au niveau du jeu de barre 5, ce qui peut évaluer par la figure III.32

Enfin la figure III.33 représente la composante quadrature de la tension injectée par le SSSC dans la ligne.

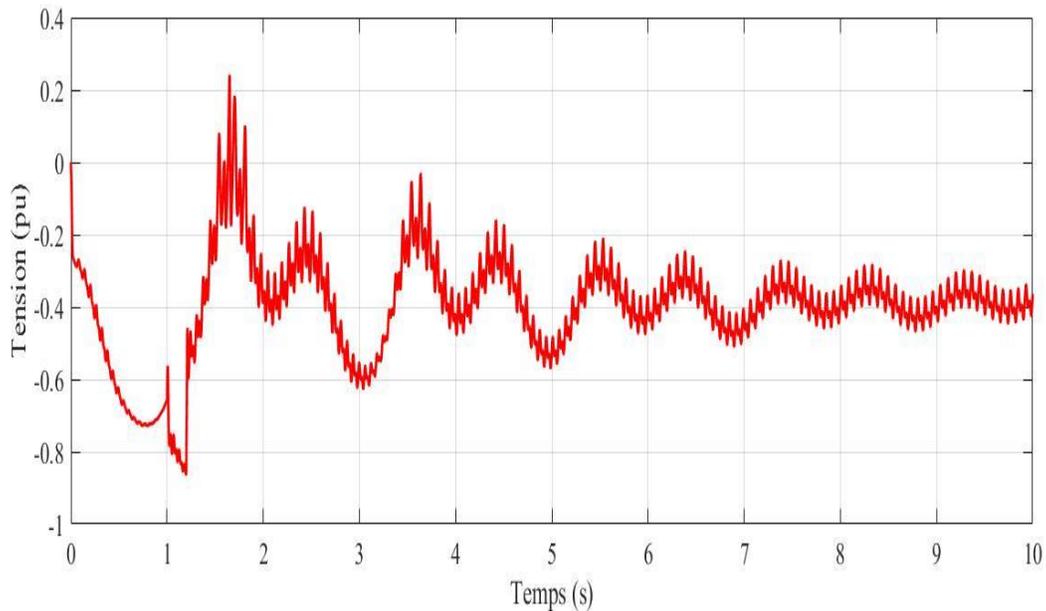


Figure III.33. Tension injectée par le SSSC

III.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons examiné le comportement du réseau électrique face aux perturbations. La conséquence de ces défauts peut être très grave, peuvent même conduire à l'effondrement. Pour améliorer la stabilité du réseau nous avons ajouté des contre poids pour équilibrer le réseau électrique. Comme objectif de ce chapitre est de traiter l'effet d'un ensemble de station de pompage sur le comportement d'un réseau électrique ainsi de montrer l'efficacité du SSSC pour faciliter le raccordement de ces stations au réseau national ; l'étude montre bien l'impact de l'ensemble des stations de pompage (STEP) ; montrons que ces dernières peuvent perturber le réseau et par la suite le déséquilibrer. D'autre part ; les résultats obtenus en présence du SSSC dans le réseau test affirme son efficacité à maintenir la stabilité du réseau muni d'un ensemble de station de pompage.

Conclusion générale

L'objectif de ce type d'étude qui est d'examiner le comportement du réseau face aux perturbations. La conséquence de ces défauts peut être très grave, pouvant même conduire à l'effondrement. Dans ce travail, nous avons étudié le problème de la stabilité des réseaux électriques alternatifs interconnectés qui alimentent un ensemble des stations de pompage STEP par l'intermédiaire d'un dispositif FACTS qu'est le dispositif SSSC.

Dans ce travail nous avons présenté :

- Les réseaux électriques et nous avons défini les différents types de la stabilité et une présentation générale d'une station de pompage (considère la station l'oléoduc NK1 comme un exemple). En même temps les STEP présentent des inconvénients techniques et économiques et même écologique en compassion avec les charges classiques.
- Etude et modélisation du système de transmission SSSC.
- Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques qui alimente les stations de pompage STEP par un dispositif SSSC.

Le travail mené avait l'objectif de mettre en œuvre le programme de Simulink sous l'environnement Matlab, qui peut assurer un fonctionnement robuste vis-à-vis des perturbations qui affectent les réseaux électriques, telle que le court-circuit triphasé qui est le plus dangereux et la variation de la charge.

Les simulations de réseau IEEE 0309 vis-à-vis des perturbations, telle que le court-circuit triphasé qui est le plus dangereux et la variation de la charge a montré :

- L'effet de l'ensemble des stations de pompage sur le comportement de réseau électrique.
- L'efficacité du dispositif SSSC pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux

Les perspectives de ce travail peuvent être mentionnées comme suit :

- Analyse de la stabilité des réseaux électriques en présence des FACTS en tenant compte les harmoniques et les interactions entre ces FACTS et les éléments du réseau.

- Développement d'une stratégie de commande afin de trouver les paramètres optimaux pour lesquels le compensateur soit rentable,
- Etude de la stabilité transitoire en présence des défauts asymétriques.
- L'utilisation des autres logiciels de simulation pour confirmer les résultats obtenus par exemple logiciel PSAT.

Références bibliographiques

- [1] Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003
- [2] A. A. Alcázar
Choix D'investissement Sous Incertitude des Gestionnaires des Réseaux de Distribution (GRD) en Europe à l'horizon 2030. Thèse Doctorat, Université PARIS-DAUPHINE, Octobre 2012
- [3]. F. HAMOUDI., RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE, université de Bejaïa
- [4] [Site Smart Grids de la CRE](#)
- [5] J .Monereau SMART GRIDS: Les réseaux électriques intelligents et le cyber sécurité Technologies de l'information et développement durable, Juin 2011
- [6] (Kundur, 1994) Kundur P., Power System Stability and Control. The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill. Inc.1994.
- [7] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A.Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou , D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T.V. Cutsem , and V. Vittal, “Definition and classification of power system stability”, IEEE Trans, actions on Power Syst., 19-2-2004/1387-1401.
- [8] Bendecheche Nora, “ Influence combinée des UPFC et des PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques” Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas– Setif 1, Faculté de Technologie, 12 décembre 2013.
- [9] Lamia Kartobi, “Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques”, Thèse de magister, Laboratoire de Recherche en Electrotechnique de l'ENP, 29 Novembre 2006.
- [10] (Custem, 2002, II) Custem T.V., Systèmes électriques de Puissance II. Cours ELEC 047, Département d'Electricité,

Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.

[11] (Basler et al., 2005) Basler M.J. and Schaefer, R.C., « Understanding power system stability », Proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 46-67, April 2005.

[12] (Anderson et al., 2003) Anderson P.M. and Fouad A.A., Power System Control and Stability, IEEE. Press. 2003.

[13] (Hasan ALKHATIB, 2008) «Etude de la stabilité aux petites perturbation dans la grands réseaux électriques» Doctorat de l'université paul-Cézanne D'aix Marseille.

[14]. BARAR ; LADJICI "Introduction aux Systèmes Flexibles de Transmission en Courant Alternatif « FACTS »" projet de fin d'études école nationale polytechnique 2002.

[15] Hadri Ahmed. Djahara Houssam. «Système de sécurité Anti incendie ; feu et gaz ; basé sur l'automate SILVANI (CS 400-R) dans la station SONATRACH SP3 NK1» Mémoire de MASTER Université Mohamed Khider Biskra 2012 / 2013

[15] P. Yan, A. Sekarm "Steady-state analysis of power system having multiple FACTS devices using line-flow-based equations", January 2005.

[16] Et B.De Metz-Noblat, G .Jeanjean « Stabilité dynamiques des réseaux électriques industriels » Cahier Technique Schneider n° 185.

[17] Giuseppe Fusco, Mario Russo « Adaptive Voltage Control in Power Systems; Modeling, Design and Applications » Université degli Studi di Cassino, Italie.

[18] Joshua C. Hawley, "The Modeling and Simulation of a Cascaded Three-Level Converter-Based SSSC", Thèse de magister de l'université Blacksburg, Virginia USA, 19 juillet 2004.

[19] Kalyan K. Sen, "SSSC - Static Synchronous Series Compensator: Theory, Modeling, and Application", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998

[20] Amir H. Norouzi, " Flexible AC Transmission Systems: Theory, Control and Simulation of the STATCOM and SSSC", Thèse de magister de l'université de New Brunswick, 2003.

[21] Xia Jiang, "Operating Modes and Their Regulations of Voltage-sourced

Converters Based FACTS Controllers", thèse de Doctorat de L'institut Polytechnique Troy New York, mars 2007.

[22] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho, "FACTS Modelling and Simulation in Power Networks", John Wiley & Sons Ltd, 2004.

[23] Cristina I. Terek, "A new static synchronous series compensator for real power control on ac transmission lines", Thèse de magister, Université de Western Ontario, London Mai1999.

[24] Kalyan K. Sen, "SSSC - Static Synchronous Series Compensator: Theory, Modeling, and Application", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998

[25] Allaoui Tayeb, "réglage robuste de L'UPFC pour optimiser l'écoulement des puissance dans un réseau électrique", mémoire de magister, université Mohamed Boudiaf Oran -04/2002.

[26] Liming Liu, Pengcheng Zhu, Yong Kang, Jian Chen, "Design and dynamic performance analysis of unified power flow controller", publication IEEE 2005.

[27] I. Papiê, "Mathematical analysis of FACTS devices based on a voltage source converter, Part1: mathematical models", electric power systems research, Elsevier science 56 (2000) 139-148.

يهدف هذا العمل الي دراسة توازن شبكات التيار الكهربائي التي تغذي محطات الضخ , محطات الضخ يتم تغذيتها عموما عبر شبكات كهربائية معزولة ويعود سبب ذلك ألي انها ضارة لتوازن واستقرار الشبكات الكهربائية باعتبارها عناصر ملوثة ومتغيرة القدرة . في هذا العمل وبهدف تحسين استقرار وتوازن الشبكات الكهربائية التي تغذي محطات الضخ , SSSC من بين انظمة تحويل التيار الكهربائي المرنة وهو نظام مرن الاستعمال اخترناه في هذا العمل كعنصر لتحسين استقرار وتوازن الشبكة الكهربائية وقد اثبتت نتائج المحاكات فعاليته.

كلمات مفتاحية : استقرار الشبكات الكهربائية, محطات الضخ, انظمة تحويل التيار الكهربائي المرنة, الضخ

Résumé

Ce travail est pour objectif d'étudier la balance d'un réseau électrique aliment un ensemble des stations de pompage STEP. Les stations de pompage (STEP) sont généralement alimentées par des réseaux isolés car ils se comportent comme des charges polluantes et variables. Afin d'améliorer le comportement du réseau interconnecté tel que le réseau d'alimentation national alimentant une charge STEP, le SSSC est choisi comme l'élément de soutien du réseau grâce à sa flexibilité. Les résultats obtenus montrent l'efficacité du SSSC à garder la balance et l'équilibre des réseaux électriques alimentant des charges STEP.

Mots clés : la balance, la stabilité, les STEP's, FACTS, le SSSC, pompage,

Abstract

This work is aimed to study the balance of an electrical network powering pumping stations STEP. Pumping stations (STEPs) are generally powered by isolated networks because they behave as polluting and variable loads. In order to improve the dynamic behavior of the network to connect STEP's with the national power supply networks, the SSSC is chosen as the support element of the network because of its flexibility. The results obtained show the efficiency of the SSSC in maintaining the balance and stability of the electrical networks connected with STEP's.

Key words: balance, stability of the electrical network, FACTS, SSSC, pumping