

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF1

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THESE

Présentée au Département de d'électrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Réseaux électriques

Par

BOUHADOUZA Boubekour

THÈME

Contribution à l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques en présence des sources renouvelables et des dispositifs de stockage en présence des éléments facts par les méthodes méthaheuristiques : application au réseau Algérien

Soutenue le 15/12/2022 devant le Jury:

RAHMANI Lazhar	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Président
SLIMANI Linda	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Directrice de thèse
RADJELI Hammoud	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Examineur
BETKA Achour	Professeur	Univ. Mohamed khider Biskra	Examineur
BAHI Tahar	Professeur	Univ. Badji Mokhtar Annaba	Examineur
BOUKADOUM Aziz	MCA	Univ. Larbi Tébessi Tébessa	Examineur

Dédicace

Je dédie ce travail

A mes parents

A ma femme et mes enfants

A mes frères et sœurs

A la mémoire de mon Encadreur Tarek Bouktir

A mes collègues

Remerciement

Je tiens à envoyer mes chaleureux salutations plus vifs remerciements à ma directrice de la thèse madame **SLIMANI Linda**, Professeur à l'université Ferhat Abbas de Sétif 1, qui ma orienté, en me faisant de ses conseils prometteuse afin de traiter les meilleures idées dans le domaine des réseaux électriques.

Je tiens à exprimé mes sentiments infini devant le Professeur de l'université de Sétif1, le grand Monsieur **BOUKTIR Tarek** qu'on prie qu'**ALLAH** demeure dans ses vastes paradis.

J'adresse mes sincères remerciements à Monsieur **RAHMANI Lazhar**, Professeur à l'université Ferhat Abbas de Sétif 1, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de ma thèse.

Mes vifs remerciements sont adressés à Monsieur **RADJELI Hammoud**, Professeur à l'université Ferhat Abbas de Sétif 1, pour avoir accepté d'examiner en patience et de rapporter ce travail.

Je remercie profondément Monsieur **BETKA Achour**, Professeur à l'université Mohamed Khider Biskra, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner notre travail.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur **BAHI Tahar**, professeur à l'université Badji Mokhtar Annaba, pour l'honneur qu'il m'a fait d'avoir accepté d'être membre du jury et d'évaluer mon travail malgré son éloignement.

J'adresse mes vifs remerciements à Monsieur **BOUKADOUM Aziz**, Maitre conférencier classe (A) à l'université Larbi Tébessi Tébessa, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner notre travail.

Egalement, Je remercie Monsieur **SAADAWI Fares**, Docteur à l'université de Kasdi Merbah Ouargla pour leurs aides continues et ses encouragements infini afin de finaliser ce travail.

Je remercie encore un fois messieurs **AMROUNE Mohamed** docteur de l'université de Sétif, **BOUKAROURA Abdelkader** docteurs de l'université de Ouargla pour ses encouragements amicaux.

Mes sincères remerciements vont également à tous ceux qui ont participé de près ou de loin pour faire aboutir cette thèse.

Sommaire

Introduction Générale.....	1
1 Chapitre 01 État de l'Art des Systèmes de puissance.....	5
1.1 Introduction	5
1.2 La stabilité.....	5
1.3 Classification de la stabilité des systèmes électriques	6
1.3.1 Stabilité de fréquence	7
1.3.2 Stabilité de la tension	7
1.3.3 Stabilité de l'angle du rotor.....	8
1.3.3.1 Stabilité de l'angle rotorique à petite perturbation.....	9
1.3.3.2 Stabilité de l'angle de rotor à fortes perturbations (stabilité transitoire).	10
1.4 Les prétextes de la stabilité transitoires.....	11
1.4.1 Les facteurs pratiques de la stabilité transitoire.....	11
1.4.2 Facteurs de la stabilité transitoire sur la conception de système	12
1.4.3 Facteurs de la stabilité transitoire sur l'opération de système.....	13
1.5 Analyse de la stabilité transitoire.....	13
1.5.1 Caractéristiques d'un réseau avant, pendant et après une perturbation.....	15
1.5.2 Méthodes direct d'évaluation de la stabilité transitoire	16
1.5.2.1 Méthodes temporelles (Intégration numérique)	16
1.5.2.2 Les Méthodes Energétiques (Directes).....	16
1.5.2.2.1 Critère d'égalités des aires (EAC) et leur extension.....	17
1.5.2.2.2 Méthodes directes de Lyapunov	20
1.5.2.3 Méthode hybride	21
1.5.2.3.1 Méthode directe avec la simulation temporelle.....	21
1.5.2.3.2 Méthode SIME (Single Machine Equivalent)	21
1.6 Systèmes renouvelables	21
1.6.1 Sources éoliennes	22
1.6.2 Sources photovoltaïques.....	25

Sommaire

1.6.2.1	Principe	26
1.7	Les systèmes FACTS	27
1.8	Les systèmes de stockage d'énergie électrique	29
1.8.1	Stockage de l'énergie dans les réseaux électriques	30
1.8.2	Catégories de stockage d'énergie électrique	30
1.9	Conclusion	31
2	Chapitre 02 Effets de système d'excitation des générateurs synchrone sur la stabilité transitoire du réseau	33
2.1	Introduction	33
2.2	Modélisation dynamique du réseau électrique	33
2.3	Modélisation dynamique de la machine synchrone	35
2.4	Modélisation dynamique du système d'excitation	36
2.4.1	Système d'excitation IEEE type 1	38
2.4.2	Système d'excitation simple	39
2.4.3	Influence du système d'excitation sur la stabilité angulaire	39
2.5	Dynamique du régulateur de vitesse	40
2.6	Dynamique du réseau de transport	40
2.7	Calcul des conditions initiales du système dynamique	41
2.8	Analyse de la stabilité transitoire	43
2.8.1	Calcul de l'état du système avant le défaut	43
2.8.2	Calcul de l'état du système en présence de défaut	43
2.8.3	Élimination de défaut	44
2.8.4	Calcul des trajectoires du système après le défaut	44
2.9	Analyse de la stabilité transitoire d'un système à jeu de barres infini (SMIB)	44
2.9.1	Impact du système d'excitation de la machine synchrone sur la stabilité transitoire	44
2.10	Analyse de la stabilité transitoire d'un système multi-machines	49
2.11	Conclusion	52

Sommaire

3	Chapitre 03 Analyse de la stabilité transitoire en présence des énergies renouvelables et systèmes FACTS	55
3.1	Introduction	55
3.2	Impact des sources éoliennes sur le réseau électrique	55
3.2.1	Model de la machine asynchrone à vitesse constante.....	56
3.2.2	Model de la machine asynchrone à double alimentation(DFIG).....	57
3.2.3	Comparaison entres les machines synchrones et asynchrones	59
3.2.3.1	Écoulement de puissance	60
3.2.3.2	Analyse de la stabilité transitoire du système étudié.....	61
3.2.3.3	Impact de compensateur réactif SVC sur la stabilité transitoire	64
3.3	Augmentation de la stabilité transitoire d'un réseau Algérien-Sud - Est en présence des panneaux solaire et STATCOM.....	68
3.3.1	Model du régulateur Automatique de Tension AVR.....	69
3.3.2	Model des panneaux solaires.....	70
3.3.3	Model du STATCOM	71
3.3.4	Implémentation du réseau Algérien Sud Est	72
3.3.5	Simulation dynamique de réseau Sud Est Algérien.....	75
3.3.5.1	1 ^{er} scénario : contingence au jeu de barres 1 (ligne 1-9 hors service)	76
3.3.5.2	2 ^{eme} scénario : la contingence au jeu de barres 2 (la ligne 1-2 hors service)	78
3.4	Conclusion	80
4	Chapitre 04 Optimisation du système de puissance dans un régime non perturbé	82
4.1	Introduction	82
4.2	L'écoulement de puissance optimal.....	82
4.2.1	Minimisation de la fonction objectif	84
4.2.2	Fonction de coût de combustible	84
4.2.3	Fonction d'émission des gaz à effet de serre	84
4.2.4	Fonction des pertes de puissance.....	85
4.2.5	Fonction de la déviation de la tension	85

Sommaire

4.2.6	Fonction de l'indice de la stabilité de la tension	85
4.2.7	Contraintes d'égalités	86
4.2.8	Contraintes d'inégalités	86
4.3	Problème d'optimisation	87
4.4	Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance	87
4.4.1	Optimisation conventionnelles	88
4.4.1.1	Méthode de Newton	89
4.4.1.2	Méthode de programmation linéaire	90
4.4.1.3	Méthode de points Intérieur : algorithme primal-dual(IP)	92
4.4.1.3.1	Formulation du problème et conditions d'optimalité	92
4.4.1.3.2	Test de convergence	95
4.4.1.3.3	Algorithme de la méthode IP	95
4.4.1.4	Optimisation appliquée au réseau Algérien sud Est en présence de sources solaires et stockage	96
4.4.2	Méthodes d'optimisation méta-heuristiques	100
4.4.2.1	Le recuit simulé	101
4.4.2.2	Les algorithmes génétiques	102
4.4.2.3	L'optimisation par essaims de particules	103
4.4.2.4	Applications de l'optimisation par les essaims de particules (PSO) aux systèmes de puissance	104
4.4.2.4.1	Application au réseau IEEE30 jeux de barres	104
4.4.2.4.2	Application sur le réseau électrique Algérien 114 jeux de barres	110
4.5	Conclusion	113
5	Chapitre 05 Optimisation des systèmes de puissance dans un régime perturbé	116
5.3	Résolution de l'écoulement de puissance en présence des contraintes de stabilité transitoire par la méthode (IP-OPF)	118
5.3.1	Écoulement de puissance	119
5.3.1.1	Modélisation des générateurs synchrones	120

Sommaire

5.3.1.2	Modélisation des sources renouvelables	122
5.3.1.3	Application au réseau IEEE 39 jeux de barres modifie.....	124
5.4	Conclusion	129
6	Conclusion Générale	132
7	Référence.....	134
8	Annexe	139

Listes des abréviations et symboles

Abréviations

EAC: equal airs criteria

SMIB: Single machine infinite bus

DAE: Deferential Algebraic Equation

EEAC: intended equal airs criteria

SIME: single machine equivalent

CCT: Critical Clearing Time.

SEP: Stable Equilibrium Point

PEBS: Potential Energy Boundary Surface

GWEC: General Global Wind Energy Council.

ONM: Office National de la Météorologie.

CDER: Centre de Développement des Énergies Renouvelables.

AVR: Automatic Voltage Regulator.

FACTS: Flexible Alternating Current Transmission System.

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistors

IGCT: Insulated Gate Commutated Thyristors

STATCOM: Static Compensator

SVC: Static Var Compensator

TCSC: Thyristors Controlled Series Compensator

HVDC: High Voltage direct Curent

SSSC: Synchronous Source Series Compensator

UPFC: Unified Power Flow Controller

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion

Listes des abréviations et symboles

SEE: Système Électro-Énergétique

SSE: Systèmes de Stockage D'énergie

STEP: stockage par pompage hydraulique

CAES : Compressed-Air Energy Storage

SMES: Stockage d'énergie magnétique dans des bobinages Supraconducteur

PSAT: Power System Analysis Toolbox.

PSS: Power System Stabilizer.

SG: Synchronous Generator.

SCIG: Synchronous Cage Induction Generator.

DFIG: Doubly feed Induction Generator.

VDL: Voltage Dependent Load.

EMT: Electromagnetic transient.

COI: Centre of Inertia.

OPF: Optimal Power Flow.

Symboles

H : La constante d'inertie.

ω_s : La vitesse de synchronisme.

P_m : La puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : La puissance électrique du générateur.

δ_i : L'angle de rotor.

R_i, X_{epi} : Résistance et réactance de la charge de jeu de barre i .

I_{Di}, I_{Qi} : Courant direct et quadratique de jeu de barre i .

V_{Di}, V_{Qi} : Tension direct et quadratique de jeu de barre i .

P_{Li}, Q_{Li} : Puissances active et réactive de la charge au jeu de barre i .

$Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}}$: Admittance de la branche (i,k) .

Listes des abréviations et symboles

α_{ik} : Angle de l'admittance de la branche (i,k) .

X_i et X_i' , Réactances inductive et transitoire de la machine synchrone respectivement.

E_i' : Tension interne de générateur i .

E_{fd} : Tension d'excitation.

T : Constante de temps.

x : est un vecteur des variables d'état.

u : est un vecteur des variables de contrôle.

a_i , b_i , et c_i représentent les coefficients de cout de chaque générateurs i

Liste des Figures

Figure 1-1 Classification des différents types des stabilités des systèmes de puissance.....	6
Figure 1-2 Variation de l'angle de rotor, Cas 1 : instabilité de première oscillation, Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.....	15
Figure 1-3 Fréquence de système avant, pendant et après la perturbation.....	15
Figure 1-4 Analogie de la boule roulante sur la surface interne d'un bol.....	17
Figure 1-5 Critère des aires égales	18
Figure 1-6, Les aires d'accélération et de décélération.....	20
Figure 1-7 Évolution de la capacité de production éolienne en GW [18]	23
Figure 1-8 Atlas Algérien du vent [19]	23
Figure 1-9 Allure du vent mesuré sur le site Dunkerque	24
Figure 1-10 Allure de puissance fournie par la turbine éolienne	24
Figure 1-11 Prévision du marché mondiale de PV[24].....	25
Figure 1-12 Caractéristiques d'une jonction PN polarisée sous différents éclairagements (E).	27
Figure 1-13 Application du stockage d'énergie [31]	30
Figure 2-1 Circuit dynamique d'une machine synchrone (modèle à deux axes)	36
Figure 2-2. Système d'excitation. (a) machine d'excitation à courant continu ; (b) machine d'excitation à reluctance avec redresseur ; (c) machine synchrone inversée avec redresseur rotatif.....	37
Figure 2-3 Simple système d'excitation	39
Figure 2-4 Réseau à jeu de barres infini.....	44
Figure 2-5 Circuit équivalent de système étudié et leur diagramme de phase	45
Figure 2-6 Angles de puissance pour les cas1 et 2.....	47
Figure 2-7 Angle de puissance pour le cas3.....	47
Figure 2-8 Vitesses rotoriques des générateurs dans les cas 1 et 2	47
Figure 2-9 Tensions du jeu de barres en défaut pour les trois cas.....	47
Figure 2-10 Puissances générées pour les 3 cas (surface d'accélération et de décélération).....	48
Figure 2-11 Angles de puissance de générateur	48
Figure 2-12 Tensions du jeu de barres en défaut.....	48
Figure 2-13, vitesses angulaires de générateur.....	49

Liste des Figures

Figure 2-14, puissances générées	49
Figure 2-15 Réseau IEEE39 JBs étudié.	50
Figure 2-16 Système d'excitation PSAT type02	50
Figure 2-17 Amplitude des tensions des jeux de barres.....	51
Figure 2-18 Amplitude des tensions des jeux de 1, 2, 3, 25 et 30.....	52
Figure 2-19 Vitesse rotorique des générateurs	52
Figure 3-1 Système étudié[41]	59
Figure 3-2 Charge consommée (pu).....	61
Figure 3-3 Tension des jeux de barres PQ	61
Figure 3-4 Effet de mode de charge sur les tensions : a, c et e : tension de génération ; b, d, et f : tension de charge	62
Figure 3-5 Effet des types de générateur sur les modes de charge ; a, c, et e : tension de génération ; b, d, et f : tension de charge.....	63
Figure 3-6 Évolution des vitesses rotoriques des différentes machines ; a : machine synchrone, b : machine asynchrone à vitesse fixe, et c : machines double alimentation pour différents cas de charge	64
Figure 3-7 Model d'un SVC	65
Figure 3-8 Régulateur du SVC.....	65
Figure 3-9 Vitesse rotorique de la machine synchrone	66
Figure 3-10 Angle de puissance de la machine synchrone	66
Figure 3-11 Tension de charge.....	66
Figure 3-12 Tension de source	66
Figure 3-13 Puissances réactives fournies.....	67
Figure 3-14 Vitesses rotoriques de l'éolienne	67
Figure 3-15 Amplitudes des tensions de source éolienne à vitesse fixe.....	67
Figure 3-16 Tension de charge.....	67
Figure 3-17 Puissance réactive de l'SVC	67
Figure 3-18 Vitesses rotoriques de machine asynchrone à vitesse variable.....	68
Figure 3-19 Tensions avec/sans SVC de DFIG.....	68

Liste des Figures

Figure 3-20 Puissance réactive de SVC	68
Figure 3-21 Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque	70
Figure 3-22 Circuit équivalent du STATCOM	71
Figure 3-23 Schéma block de la commande du STATCOM	72
Figure 3-24 Système étudié avec PV et STATCOM	73
Figure 3-25 Tension des trois cas.....	75
Figure 3-26 Tensions du jeu de barres en défaut.....	76
Figure 3-27 Vitesses angulaires du générateur G2.....	76
Figure 3-28 Vitesses angulaires du générateur G1.....	77
Figure 3-29 Puissances actives du génération G1 et PV	77
Figure 3-30 Angles relatifs des générateurs	78
Figure 3-31 Puissances réactives du G1.....	78
Figure 3-32 Puissances actives générées G1.....	78
Figure 3-33 Puissances actives générées G2.....	78
Figure 3-34 Puissance réactive générée G1	78
Figure 3-35 Puissance réactive générée G2	78
Figure 3-36 Angles relatives du générateur	79
Figure 3-37 Tensions du jeu de barres2	79
Figure 3-38 Puissances actives & réactives du PV-PWM	79
Figure 3-39 Courants du PWM	79
Figure 4-1 Différence entre un optimum global et des optima locaux	87
Figure 4-2 Classification des méthodes d'optimisation	88
Figure 4-3 Approximation linéaire de la courbe du cout par 3 segments de droites.....	91
Figure 4-4 Évolution de puissance générée par un panneau solaire [62]	96
Figure 4-5 Évolution de la puissance demandée par l'Opérateur Système.....	96
Figure 4-6 Évolution de la puissance générée par une ferme solaire en MW	97
Figure 4-7 Evolution de la puissance demandée par la charge estimée	97

Liste des Figures

Figure 4-8 Puissances demandée, générée, et stockée	100
Figure 4-9 Puissances chargée et déchargée par le système de stockage	100
Figure 4-10 Organigramme de la méthode recuit simulé[67]	101
Figure 4-11 Schéma de principe de déplacement d'une particule	104
Figure 4-12 Amplitude de tension de jeux de barre avec/sans STATCOM.....	106
Figure 4-13 Minimisation de puissance active.....	109
Figure 4-14 Profile de tension optimisée	109
Figure 4-15 Schéma unifilaire d'un réseau Algérien [69]	111
Figure 4-16 Niveaux des tensions de jeux de barres avec compensation.....	111
Figure 4-17 Tensions optimisées des JB's de génération	113
Figure 4-18 Prises de transformateurs optimisés	113
Figure 5-1 Évolution de puissance réactive en fonction de la tension [81].....	123
Figure 5-2 Réseau NEW ENGLAND avec sources renouvelables.....	125
Figure 5-3 Puissance optimisée des sources renouvelables	126
Figure 5-4 Angle rotorique des générateurs avec RE de 200W	127
Figure 5-5 Erreur angulaire des générateurs synchrones	127
Figure 5-6 Angle rotorique des générateurs avec RE de 500MW.....	127
Figure 5-7 Erreur angulaire des générateurs synchrones	127
Figure 5-8 Erreur de la vitesse des générateurs.....	128
Figure 5-9 Tensions de jeu de barres en défaut et adjacents	128
Figure 5-10 Erreur de la vitesse rotoriques de générateur au JB33.....	128
Figure 5-11 Erreur de la vitesse rotoriques de générateur au JB30.....	128
Figure 5-12 Erreur de la vitesse de générateur au JB30 avec différentes durées de défaut	129
Figure 5-13 Erreur de la vitesse de générateur au JB33 avec différentes durées de défaut	129
Figure 5-14 Erreur de la vitesse rotoriques de générateur au JB34 avec différentes durées de défaut	129

Liste des tableaux

Tableau 1-1 Classification de la stabilité de système de puissance dans le domaine temporel.....	6
Tableau 1-2 Le potentiel solaire Algérien [25]	26
Tableau 1-3 Principaux dispositifs FACTS [29].....	28
Tableau 1-4 La correction via les FACTS [30].....	29
Tableau 2-1 Durée de défaut appliqué (TC représente le temps critique du défaut).....	46
Tableau 2-2 Paramètres de système d'excitation PSAT type02	50
Tableau 3-1 Type de charge	60
Tableau 3-2 Puissance active fournir[42].....	60
Tableau 3-3 Scénarios de système étudié.....	73
Tableau 3-4 Écoulement de puissance de cas(i).....	73
Tableau 3-5 Écoulement de puissance de cas (ii).....	74
Tableau 3-6 Écoulement de puissance de cas (iii)	74
Tableau 3-7 Pertes de l'écoulement de puissance.....	75
Tableau 4-1 Paramètres économique de système étudié	97
Tableau 4-2 Données de système de stockage	98
Tableau 4-3 Etat de stockage d'énergie durant le temps de simulation.....	99
Tableau 4-4 Écoulement de puissance de réseau étudié sans/avec STATCOM	105
Tableau 4-5 Paramètres de PSO	107
Tableau 4-6 Limites des variables utilisés	108
Tableau 4-7 Comparaison entre le cas de base et PSO des variables optimisé sans STATCOM	108
Tableau 4-8 Comparaison entre le cas de base et PSO des variables optimisé avec STATCOM.....	109
Tableau 4-9 Vecteurs optimisé pour les trois cas.....	112
Tableau 5-1 La structure de l'optimisation.....	119
Tableau 5-2 Nomenclateurs des paramètres de machine synchrone	122
Tableau 5-3 Résumé des équations d'égalité et d'inégalités de système étudié.....	124
Tableau 5-4 Effet de taux d'intégration des sources renouvelables sur le système étudié	126
Tableau 5-5, Performance de la méthode (IP-OPF)	129

Introduction Générale

Le développement des systèmes électriques, notamment du réseau électrique, peut contribuer au développement technologique et économique de n'importe quel pays. En effet, par la réponse immédiate à aux besoins en énergie électrique de la société et du secteur industriel. Cependant, le système électrique nécessite un contrôle régulier, permanent et équilibré entre les unités de production, le réseau de transport et la consommation afin d'améliorer sa stabilité.

Par ailleurs, les réseaux électriques sont inévitablement soumis à des perturbations et des transitions d'une opération à une autre qui subit des oscillations aux niveaux des paramètres du système. Cependant, les études de la stabilité d'un réseau électrique traitent la réaction du système suite à des perturbations importantes telles que le déclenchement en cascade des grandes centrales de production, la déconnexion des lignes importantes de transport pouvant engendrer des blackouts régionaux ou totaux importants aient tendance à devenir élevées comme le confirment les différents incidents survenus dans les années (France 1999, Algérie 2003, USA / Italie/ Suède /2003, Russie 2005, etc...)[1]. Les analyses de ces contingences sont généralement de type non linéaire et se basent sur la capacité des générateurs du système de rester en synchronisme. En effet, les moyens classiques de commande des réseaux électriques, tels que, les transformateurs à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteur, etc...) pourraient s'avérer lents et insuffisants pour répondre aux perturbations du réseau. Donc, l'apparition des nouvelles technologies à base d'électronique de puissance avancée, récemment développées et connues sous le nom FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System), permettent également de répondre efficacement aux exigences des réseaux électriques par action rapide et continue sur les paramètres de réseau (tension, puissance, etc...)[2].

Le développement technologique, l'investissement économique et les décisions politiques inspirée pour la protection de l'environnement contre les gaz à effet de serre exigent d'intégrer massivement des sources non polluantes au système de puissance. D'autre part, l'intégration des sources renouvelables peuvent alléger le taux de production des sources à base du fuel. Cependant, l'énergie produite par les générateurs éoliens et/ou solaires est intermittente, est liée à l'intensité du rayonnement solaire et/ou la vitesse du vent, de sorte que la liaison directe au réseau électrique peut affecter sa stabilité, notamment en absence d'un système de commande efficace entre eux. Par

conséquent, la présence des systèmes de stockage d'énergie électrique peut pallier au problème de l'intermittence en stockant lors de la consommation creuse cette énergie résultante du changement de l'énergie primaire de ce type de générateur, et en se déchargeant lors de la demande de pointe.

La philosophie de l'électricité est qu'on produit juste ce qu'on consomme avec des pertes d'énergie en permanence, la gestion optimale des réseaux électriques par l'ajustement des puissances actives et réactives des générateurs selon les limites requises, en satisfaisant l'évolution de la demande avec un coût minimal. Donc, l'optimisation d'écoulement de puissance soumis, à la sécurité de fonctionnement de système électrique, les puissances transitées sur les lignes de transport et les tensions aux jeux de barres doivent être dans les limites requises, le facteur économique doit aussi être minimal tout en satisfaisant les contraintes de fonctionnement.

Dans le premier chapitre nous avons présenté quelques notions sur la stabilité du réseau électrique, notamment l'analyse de la stabilité transitoire, les sources éolienne et solaire, ainsi les systèmes FACTS pour améliorer les performances du réseau et finalement nous avons donné un aperçu sur les moyens de stockage d'énergie électrique.

Dans le deuxième chapitre nous nous intéressons à l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique par la méthode temporel en utilisant un model de 4^{eme} ordre pour les machines synchrone en présence des systèmes d'excitations. Nous nous basons aussi sur la modélisation des différentes éléments constituant le réseau électrique puis simuler et donner les différents résultats afin d'évaluer le comportement transitoires du système étudié.

Dans le troisième chapitre, une série des scénarios sera étudiée pour démontrer quelques aspects sur les caractéristiques dynamiques du réseau électrique en présence des éoliennes et des panneaux solaires. De plus, les dispositifs FACTS type shunts peuvent être adoptés pour plusieurs raisons tel que l'augmentation de la stabilité transitoire de système.

Le quatrième chapitre, l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un régime non perturbé sera, étudiée et analysée afin d'assurer une optimisation adéquate. Nous aurons présenté quelques méthodes d'optimisation conventionnelle et appliqué la méthode à point intérieur (IP-OPF) sur un réseau Sud Est de l'Algérie afin de minimiser le coût de la production des centrales de base. Ce réseau comporte une ferme solaire et un système de stockage. Par la suite, de nouvelles méthodes d'optimisation appelées "*métaheuristiques*" ont présentées et appliquées, notamment, celle dites (particle swarm optimization PSO) sur un réseau national 114 jeux de barres pour minimiser les pertes actives en présence des compensateurs classiques et du STATCOM.

Introduction Générale

Le cinquième chapitre, est dédié à l'optimisation de la fonction objectif du réseau électrique en présence des contraintes de la stabilité transitoire. Par l'utilisation de la méthode IP-OPF, afin de pour minimiser la fonction de coût d'un réseau NEW ENGLAND contenant des sources renouvelables dans un régime perturbé.

Enfin, nous terminerons cette thèse par une conclusion générale portant l'intérêt de nos travaux et quelques perspectives qui pourraient être considérées à l'issue des travaux de cette thèse.

Chapitre 01

État de l'Art des Systèmes de puissance

1 Chapitre 01 État de l'Art des Systèmes de puissance

1.1 Introduction

Les systèmes de puissance (réseaux électriques) actuels sont généralement de tailles largement importantes et sont très complexes à cause de leurs comportements dynamiques. Ils sont soumis régulièrement à des perturbations et des transitions d'une opération à une autre causent des oscillations aux niveaux des paramètres du système. Cependant, un réseau électrique reste stable si ses oscillations sont atténuées. Les défauts triphasés sur les lignes de transport et les pertes d'une grande charge ou d'un générateur de forte puissance peuvent déstabiliser le système. L'écart d'énergie entre la puissance mécanique (production) et la puissance électrique (consommation) doit être absorbé instantanément ou bien le stocker [3].

Dans ce chapitre, on présente quelques notions sur la stabilité de réseau électrique, notamment l'analyse de la stabilité transitoire, les sources éolienne et solaire, ainsi les systèmes FACTS pour améliorer les performances de réseau et finalement un aperçu sur les moyens de stockage d'énergie électrique.

1.2 La stabilité

Le problème de stabilité était celui du maintien d'un fonctionnement synchronisé sur les machines électriques synchrones de système de puissance. Cet aspect de la stabilité est influencé par la dynamique des angles rotoriques du générateur et des relations puissance-angle.

La stabilité du système électrique est un problème ayant plusieurs formes qui dépendent de plusieurs facteurs, tels que : l'intervalle de temps pour évaluer la stabilité / instabilité de système, l'ampleur de la perturbation, la nature physique de l'instabilité qui en résulte. Par conséquent, bien qu'une classification rigoureuse entre différents types de stabilités soit difficile. Ainsi, en renvoi à la durée des phénomènes, on distingue la stabilité des petites perturbations (statique) et la stabilité des grandes perturbations : la première peut être gérée par linéarisation des équations dynamiques du mouvement, tandis que la seconde nécessite des approches non linéaires. En outre, les phénomènes de stabilité peuvent être subdivisés en phénomènes de "tension" et "d'angle". On peut voir que l'angle de stabilité aux grandes perturbations est appelé la stabilité transitoire, c'est l'un des deux aspects constituant ce qu'on appelle la sécurité dynamique, l'autre aspect est la stabilité de tension en présence d'une perturbation importante.

La stabilité du système de puissance peut être définie comme la capacité d'un système électrique, pour une condition de fonctionnement initiale, de rester ou de retrouver un autre état d'équilibre dans un état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites [4][5].

1.3 Classification de la stabilité des systèmes électriques

Les études de stabilité sont généralement classées en trois types en fonction de la nature et de l'ordre de grandeur de la perturbation. Ceux sont la stabilité de l'angle du rotor, la stabilité de la fréquence et la stabilité de la tension. La figure 1-1, donne les différents types de stabilités des phénomènes dynamiques, qui se basent sur les considérations suivantes :

1. La nature physique du mode d'instabilité obtenu ;
2. Le degré de la perturbation, qui influence la méthode de calcul et de prédiction de la stabilité ;
3. Les dispositifs, les processus et la durée à prendre en compte pour évaluer la stabilité ;
4. Une autre classification de la stabilité du réseau électrique peut être effectuée en termes de la durée des phénomènes sur (domaine temporel), et les éléments influencés par la perturbation, comme illustré dans le tableau1-1[3].

Tableau 1-1 Classification de la stabilité des systèmes de puissance dans le domaine temporel.

Domaine temporel	Phénomène influencé par le générateur		Phénomène influencé par la charge
Court terme	Stabilité de l'angle de rotor		Stabilité de tension à petite perturbation
	Stabilité à petite perturbation	Stabilité transitoire	
Long terme	Stabilité de fréquence		Stabilité de tension à grande perturbation

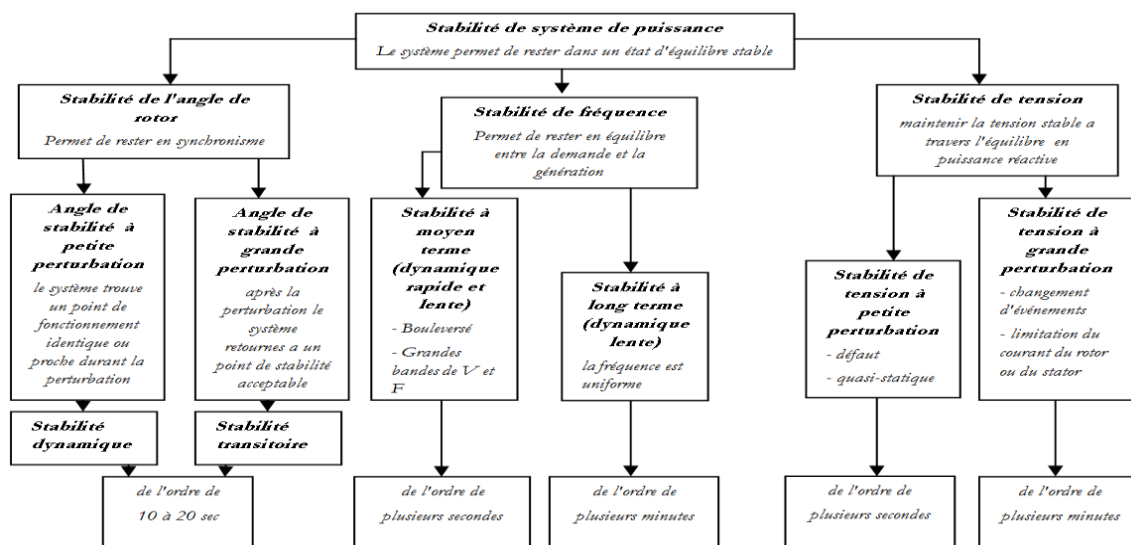


Figure 1-1 Classification des différents types des stabilités des systèmes de puissance

1.3.1 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence se définit par la capacité d'un système de puissance à maintenir la fréquence constante après une grave perturbation du système entraînant un déséquilibre important entre la production et la consommation. Cela dépend de la capacité à maintenir et restaurer l'équilibre entre la production et la consommation de système de puissance avec une perte minimale. Et, l'instabilité se produit sous la forme de variations de fréquence soutenues permettant au déclenchement des générateurs ou des charges une fois l'écart de fréquence dépasse ceux compenser lors de réglage secondaires fréquence puissance des générateurs[6].

Dans les réseaux interconnectés, le réseau doit être divisé sous forme de zones. Donc la stabilité dans ce cas est une question de savoir si chaque zone atteindra un état d'équilibre de fonctionnement avec une perte de charge minimale. Il est déterminé par la réponse globale de réseau de chaque zone de sa fréquence moyenne que la rotation relative des machines. En général, les problèmes de stabilité de fréquence sont associés à des réponses faibles dans les équipements, à une mauvaise coordination des équipements de commande et de protection, ou à une réserve de production insuffisante [4].

Durant des fluctuations importantes de fréquence, les amplitudes de tension peuvent changer de manière significative, en particulier pour les conditions d'îlotage avec délestage sous-fréquence qui décharge le système. Les changements d'amplitude de tension, qui peuvent être plus élevés en pourcentage que les changements de fréquence, affectent le déséquilibre charge – génération.

Une tension élevée peut provoquer un déclenchement indésirable du générateur par une perte des relais d'excitation ou des relais volts / hertz. Dans un système surchargé, une basse tension peut entraîner un fonctionnement indésirable des relais.

1.3.2 Stabilité de la tension

La stabilité de la tension est la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions stables dans tous les nœuds jeux de barres après avoir subi une perturbation dans le système. Cela dépend de la capacité à maintenir et à rétablir l'équilibre entre la demande et la production. L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation progressive des tensions de certains nœuds de système qui dépend de :

1. La perte de charge dans une zone ou le déclenchement des lignes de transmission et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des déconnexions en cascade.

2. La perte de synchronisme de certains générateurs peut conduire à des défauts ou de conditions de fonctionnement qui violent la limite du courant.

3. Une baisse progressive des tensions des nœuds peut également être associée à une instabilité de l'angle rotorique.

Lors de la perte de synchronisme des machines, les angles rotoriques entre deux machines synchrones se rapprochent de 180^0 provoque une chute rapide des tensions aux points intermédiaires du réseau proches de la machine. Cependant, les systèmes de protection fonctionnent pour séparer les deux machines et les tensions reviennent à des niveaux de fonctionnement initial. Si, le système n'est pas ainsi séparé, les tensions proches de la génératrice oscillent rapidement entre des valeurs max et min.

Un facteur majeur contribuant à l'instabilité de la tension est la chute de tension qui se produit lorsque la puissance active et réactive circule dans les réactances inductives du réseau de transport. Le transfert de puissance et les plages des tensions sont en outre limitées lorsque certains générateurs atteignent leurs limites de capacité de surcharge temporelle de courant d'induit.

La stabilité de la tension est affectée lorsqu'une perturbation augmente l'appelle de puissance réactive des ressources de puissance réactive disponibles. Bien que la forme la plus courante d'instabilité de tension soit la baisse progressive des tensions aux jeux de barres. Ainsi, le risque d'instabilité de surtension existe également. Elle est causée par un comportement capacitif du réseau (lignes de transport à très haute tension fonctionnant au-dessous de l'impédance de charge), et par des limiteurs sous-exciter empêchant les générateurs ou compensateurs synchrones d'absorber l'excès de puissance réactive. Dans ce cas, l'instabilité est associée à l'incapacité du système de production et de transmission de fonctionner au-dessous d'un certain niveau de charge. Dans leur tentative de restaurer cette puissance de charge, le transformateur à prise variable provoque une instabilité de tension à long terme.

La période d'étude de la stabilité de tension à grande perturbation peut durée de quelques secondes vers 10 minutes, et sa durée d'étude à petite perturbation peut prendre quelques secondes [7][6].

1.3.3 Stabilité de l'angle du rotor

Elle se réfère à l'aptitude des machines synchrones d'un système électrique interconnecté à rester synchronisées après avoir été soumis à une perturbation. Cela dépend de la capacité à maintenir et à

rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine synchrone du système. Quand le système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement, et la puissance mécanique fournie à la machine reste constante. Donc 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. 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.

Le problème de stabilité de l'angle rotorique implique des études sur les oscillations électromécaniques inhérentes aux systèmes électriques. Un facteur fondamental de ce problème est la manière de variation des puissances électriques des générateurs en fonction des changements de leurs angles rotoriques. En régime permanent, il existe un équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque générateur, et la vitesse reste constante. Si le système est perturbé, cet équilibre est perdu, entraînant une accélération ou une décélération des rotors des machines. Si un générateur tourne temporairement plus vite qu'un autre, la position angulaire de son rotor par rapport à celle de la machine plus lente avancera. Les angles sont mesurés par rapport à une référence tournante au synchronisme. Donc, une perte de synchronisme peut être se produite entre une machine et le reste du système, ou entre des groupes de machines, le synchronisme étant maintenu au sein de chaque groupe après la séparation les uns des autres.

Nous pouvons dire que les angles du rotor d'un réseau électrique peuvent évaluer selon deux scénarios :

1. Soit, les angles de rotor s'accroissent ensemble et oscillent ensemble. Ils peuvent éventuellement atteindre de nouvelles valeurs stables, lorsque ses écarts angulaires de rotor restent constants, le système reste stable et il demeure au synchronisme ;
2. 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 instable.

1.3.3.1 Stabilité de l'angle rotorique à petite perturbation

Elle concerne la capacité du système de puissance à maintenir le synchronisme sous des petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme oscillations faibles. Une autre définition peut être donnée à la stabilité à petite perturbation qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de fonctionnement synchrone, identique ou infiniment proche de l'état d'origine.

1. La stabilité à petites perturbations dépend de l'état de fonctionnement d'équilibre initial du système et ses caractéristiques dynamiques. L'instabilité résultante peut prendre deux formes :

- 1.1. Augmentation de l'angle du rotor via un mode non-oscillatoire en raison d'un manque de couple de synchronisation ;
- 1.2. Croissance d'oscillations rotoriques en raison du manque du couple d'amortissement.

2. Dans les systèmes de puissance, les problèmes de stabilité d'angle rotorique à petites perturbations sont associés aux manques d'atténuation des oscillations. Le problème d'instabilité non oscillatoire a été éliminé par l'utilisation de régulateurs de tension. Ce problème peut encore se produire lorsque les générateurs fonctionnent avec une excitation constante lorsqu'ils sont soumis aux actions de limiteurs d'excitation (limiteurs de courant).

3. L'oscillation de l'angle de rotor apparu sur un générateur devant le reste de réseau électrique est supposé comme problème local (mode local). L'atténuation de ces oscillations dépend de l'efficacité de système de transmission, de la commande d'excitation des générateurs.

4. Les oscillations des modes globaux, ou oscillations interzones, sont associées à l'oscillation entre certains générateurs d'une partie du système et certains générateurs d'une autre partie du système (les générateurs G1, G2, de la zone 1 oscillent ensemble par rapport au générateur G3 de la zone 2).

1.3.3.2 Stabilité de l'angle de rotor à fortes perturbations (stabilité transitoire).

Elle concerne la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme lorsqu'il est soumis à une perturbation sévère, comme un court-circuit triphasé sur une ligne de transmission. La réponse du système résultante implique de grandes fluctuations des angles rotorique du générateur et est influencée par la relation non linéaire puissance-angle.

1. La stabilité transitoire dépend à la fois de l'état de fonctionnement initial du système et de la gravité de la perturbation. L'instabilité se présente généralement sous la forme d'un écart angulaire non oscillatoire due à un faible couple de synchronisation, se manifestant comme une première oscillation d'instabilité (first swing instabilité). Cependant, dans les systèmes électriques puissants, l'instabilité transitoire ne peut pas toujours se produire comme première oscillation d'instabilité ; elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillations lents excités par le défaut, le résultat de la superposition d'un mode de rotation lent interzone et d'un mode de rotation provoquant une variation importante de l'angle de rotor au delà de la première oscillation.

2. La durée des études de stabilité transitoire est généralement de 3 à 5 secondes après la perturbation, Il peut s'étendre jusqu'à 10 à 20 secondes pour les très grands systèmes avec des oscillations interzones dominantes.

3. Limite de stabilité transitoire dépend de flux de puissance maximale écoulé d'un point sans perte de stabilité en cas de perturbation soudaine.

4. Le temps critique d'élimination de défaut lié à la stabilité transitoire qui dépend de temps maximal entre le déclenchement du défaut et son élimination, de sorte que le système électrique soit transitoirement stable. Cela en présence de système de protection (relais et disjoncteurs) pendant le défaut.

1.4 Les prétextes de la stabilité transitoires

Parmi les causes principales de la stabilité des réseaux électriques :

1.4.1 Les facteurs pratiques de la stabilité transitoire

Il y a plusieurs facteurs pratique qui font partie de la stabilité transitoire de réseau électrique tels que [8] [9]:

1. La réactance de système après le défaut, la faiblesse de réseau implique une réduction de puissance active maximale (P_{max}).

2. La durée du défaut est longue, implique une accélération de la vitesse rotorique de générateur (générée plus d'énergie cinétique). Donc, donne une difficulté de la dissipée durant la décélération.

3. L'augmentation de l'inertie du générateur implique une réduction de l'angle rotorique et diminuer l'énergie cinétique générée durant le défaut.

4. La tension interne des générateurs (déterminé par le système d'excitation) et la tension de jeu de barre infini, la réduction de ces tensions, implique la diminution de la puissance maximale.

5. Les générateurs en charge avant le défaut, plus la charge est élevé, plus l'unité sera proche de P_{max} , ce qui signifie que lors de l'accélération, elle est plus susceptible de devenir instable.

6. La réactance interne du générateur, plus la réactance est faible, plus la puissance crête est élevée et plus l'angle initial du rotor est bas.

7. La sortie du générateur pendant le défaut. Ceci est fonction de l'emplacement des défauts et du type des défauts.

1.4.2 Facteurs de la stabilité transitoire sur la conception de système

La stabilité transitoire est un facteur principal qui doit être traitée lors de la conception des systèmes de puissance. Dans le processus de conception, des simulations temporelles sont effectuées pour évaluer la stabilité du système dans diverses conditions et lorsqu'il est soumis à diverses perturbations. Puisqu'il n'est pas pratique de concevoir un système pour qu'il soit stable sous toutes les perturbations possibles, les critères de conception spécifient les perturbations pour lesquelles le système doit être conçu pour être stable. Les critères de perturbations sont les événements, qui pourraient entraîner la perte de tout élément du système et comprennent les défauts triphasés et les défauts ligne-terre de durée retardée en raison d'une défaillance du disjoncteur. Dans la plupart des cas, la stabilité est évaluée pour la perte d'un élément (tel qu'un transformateur ou un circuit de transmission) avec éventuellement un élément hors service dans le système de pré-perturbation. Dans la conception du système, un grand nombre de perturbations sont évaluées et si le système s'avère instable (ou légèrement stable), diverses mesures peuvent être prises pour améliorer la stabilité.

1. **Réduction de la réactance de la ligne de transmission** : Par l'insertion des compensateurs séries sur les circuits existants et en utilisant des transformateurs avec des réactances de fuite plus faibles.

2. **Éliminations des défauts** : Souvent, les disjoncteurs sont utilisés dans les endroits où les défauts doivent être éliminés rapidement pour maintenir la stabilité. Donc, le temps d'élimination des défauts diminue, implique une réduction de la quantité d'énergie cinétique acquise par les générateurs.

3. **Freinage dynamique** : Des résistances insérées en parallèle suite à un défaut pour fournir une charge électrique. Implique une augmentation de la puissance électrique des machines et réduit l'accélération de rotor.

4. **Régulation de la compensation shunt** : Régler les tensions du système dans leurs limites, l'amélioration de flux de puissance.

5. **Vanne de la turbine à vapeur** : Les vannes à vapeur sont rapidement fermées et ouvertes pour réduire la puissance d'accélération du générateur en réponse à une perturbation.

6. **Systèmes d'excitation à action rapide** : l'augmentation de la tension interne d'un générateur a pour effet d'établir la stabilité transitoire. Cela peut être obtenu par des systèmes d'excitation à action rapide, qui peuvent augmenter la tension faces aux perturbations.

1.4.3 Facteurs de la stabilité transitoire sur l'opération de système

Pour garder tous le temps le réseau électrique transitoirement stable, il faut surveiller les incertitudes lie a certain nombre de sources, tels que :

1. **Prévision de charge et de production** : Elles se basent sur les informations de prévision sur l'évolution de la charge, quantité de charge, et les caractéristiques des charges, ainsi que sur l'emplacement des sources et sa production. Si la charge réelle du système est plus élevée que prévu, la production sera plus élevée, le système sera plus sollicité et la limite de stabilité transitoire pourra être inférieure.

2. **Topologie du réseau** : Les études de conception concerne généralement tous les éléments en service. Dans les systèmes réels, quelques éléments sont hors service en raison d'une panne ou de maintenance du système, ce qui implique la faiblesse de système électrique et le rend moins stable de façon transitoire.

3. **Fonctionnement de l'appareil** : Dans le processus de conception, il est supposé que les commandes et la protection fonctionneront comme prévu. Dans le système actuel, les relais, disjoncteurs et autres commandes peuvent ne pas fonctionner correctement.

1.5 Analyse de la stabilité transitoire

L'analyse de la stabilité transitoire consiste à simuler la réponse du système électrique aux perturbations importantes. D'où on conclut, si toutes les machines synchrones restent synchronisées après une contingence, et on détermine si la réponse dynamique non linéaire est acceptable. Comme, les tensions au jeu de barre durant le défaut doivent être inférieur aux niveaux transitoires acceptables. Cette analyse est effectuée par des simulations dynamiques à l'aide d'un modèle dynamique détaillé et d'une méthode d'intégration numérique. Le résultat de cette simulation comprend l'angle du rotor de la machine synchrone et les trajectoires de tension du jeu de barre en fonction du temps [10].

Le comportement de réseau électrique est connu par leurs équations algébriques et différentielles.

La solution des équations différentielles est obtenue par des méthodes d'intégration numérique. A cet égard, l'état transitoire est décomposé en une série d'états instantanés par des intervalles de temps suffisamment petits pour que la variation de toute variable au cours d'une étape d'intégration

soit évaluée par sa dérivée. Par conséquent, dans le système d'équations algébrique et différentielles DAE $\dot{x} = f(x, u)$, leurs variables électriques sont divisées en deux catégories :

1. **Variables inertielles (à variation lente (x))** : le vecteur des variables inertielles sont des variables liées aux flux rotoriques influençant le processus transitoire. Ces variables restent constantes dans les premiers instants après la perturbation (la loi des flux mutuels constant).

Dans les études de stabilité transitoire, les variables inertielles sont les flux inductifs (proportionnelle aux emfs), l'angle du rotor δ , le couple, etc...

2. **Variables non inertielles (à variation rapide (u))** : sont des paramètres liés au réseau électrique qui se change dès l'apparition de défaut, tel que le courant, la tension et les puissances de générations.

L'analyse de la stabilité transitoire se faite en trois parties : avant, durant et après la perturbation.

Durant le défaut, le réseau électrique doit transférer d'un état d'équilibre à un autre état à cause d'un évènement extérieur (comme un court circuit induit une ouverture de la ligne, etc...). Un des facteurs important utilisé pour l'évaluation de la stabilité transitoire est le temps critique d'élimination de défaut définit comme une durée maximale de défaut pour que le système reste stable après son élimination (le temps maximale de fonctionnement de système de protection durant le défaut)[3].

Dans la pratique, la manière d'analyse de la stabilité transitoire est le domain temporelle (time domain simulation) de variables inertielles et non inertielles après l'apparition de défaut.

L'évolution des angles relatifs des machines donne l'état de système (stable/instable). Donc il y a trois cas pour le distinguer :

1. **Le cas stable**, l'angle de rotor devient stable après la perturbation ;
2. **Le cas instable**, l'angle de rotor augmente dans le temps dès la première oscillation (first swing instability) comme représenté dans la figure 1-2, (cas1).
3. Dans le cas où le générateur est stable dans la première oscillation, mais cette oscillation augmente en amplitude puis donne une instabilité de générateur. Cette forme d'instabilité se produit lorsque l'état de système après le défaut ne remplit pas les conditions initiales (figure1-2, cas2).

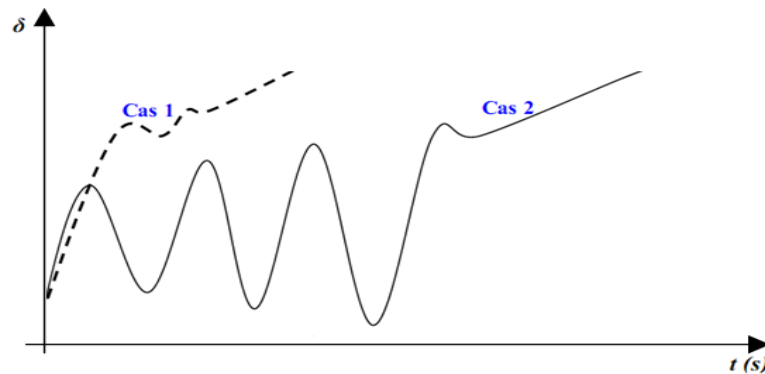


Figure 1-2 Variation de l'angle de rotor, **Cas 1** : instabilité de première oscillation, **Cas 2** : instabilité de multi-oscillations.

1.5.1 Caractéristiques d'un réseau avant, pendant et après une perturbation

Les défauts sont des changements soudains sur une ou plusieurs variables d'un système de puissance. Cependant, les études de stabilité transitoire prennent en considération les défauts triphasés sur une ligne ou proche de jeu de barre suivie d'une ou non de l'ouverture de la ligne.

La Figure 1-3, montre le comportement typique de la vitesse angulaire de trois machines synchrones d'un réseau New England avant le défaut (0 à 0.5 sec), le réseau se retrouve en condition stable. Quelques instants après un défaut apparu au nœud 01 ; les machines proches du défaut se retrouvent dans une période anormale et marquent de changements soudains de vitesse pour compenser les altérations électriques. Cette période marque aussi le début de la stabilité transitoire.

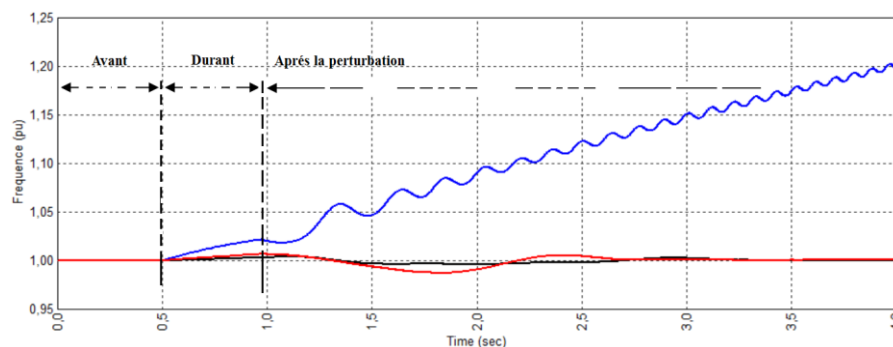


Figure 1-3 Fréquence de système avant, pendant et après la perturbation

Dans la figure1-3, la vitesse angulaire d'un des générateurs augmente plus rapidement que les autres. Si à la fin de la simulation, un ou plusieurs générateurs ne reviennent pas à des conditions d'opération, on dit que le réseau est instable et ces machines sont appelées critiques. Le moment, à partir duquel la simulation présente des machines critiques, est appelé temps critique d'élimination de défaut ou CCT (Critical Clearing Time). Donc, la stabilité de système dépend des

conditions initiales du réseau au régime permanent données dynamiques des générateurs et de l'écoulement de puissance et de la sévérité du défaut durée et localisation.

1.5.2 Méthodes direct d'évaluation de la stabilité transitoire

L'évaluation de la stabilité transitoire est de déterminer si un point de fonctionnement du système électrique est transitoirement stable lorsqu'il est soumis à une contingence, et facilite aussi la planification et la gestion des réseaux électriques de tailles importants du point de vue d'équipement et de protection [11]. Et, l'évaluation de la stabilité transitoire se classe en trois grandes catégories telles qu'elles sont présentées dans la suite de cette section.

1.5.2.1 Méthodes temporelles (Intégration numérique)

L'étude de la stabilité en utilisant cette méthode consiste à trouver un modèle mathématique capable de représenter le réseau et la dynamique des machines durant trois phases importantes : avant, pendant et après une perturbation quelconque. Les équations sont résolues dans le domaine temporel en se servant des méthodes d'intégration numérique.

Plusieurs méthodes d'intégration numérique sont disponibles telles que les méthodes explicites et implicites à pas d'intégration constant ou variable, Euler explicite, Euler Cauchy, Euler modifié et Runge- Kutta explicite sont considérées comme des méthodes explicites à pas fixe. La méthode Adams-Bashforth est une méthode explicite à pas multiples. Les méthodes implicites sont les plus utilisées comme Runge-Kutta implicite, trapézoïdale, Euler implicite à un pas et Adams-Moulton à pas multiple [5].

1.5.2.2 Les Méthodes Energétiques (Directes)

Les méthodes énergétiques transitoires sont basées sur l'analogie de la boule roulante sur la surface interne d'un bol comme signaler dans la figure1-4.

La région interne du bol représente la zone de la stabilité. La région externe est la zone de l'instabilité. La bordure de bol est de forme irrégulière, et sa bordure de hauteur différentes. Avant la production de toute perturbation, la boule se retrouve au fond du bol qui est considéré comme étant le point d'équilibre stable (Stable Equilibrium Point SEP). Quand une certaine énergie cinétique est transmise à la boule, l'amenant à se bouger, la boule va rouler vers le haut sur la surface intérieur du bol. Le point où la boule va s'arrêter est régi par la quantité d'énergie cinétique injectée. Si cette énergie cinétique injectée dans la boule est convertie en énergie potentielle avant

que la boule n'atteigne la bordure de la cuvette, la boule va se retourner finalement à son point initial SEP. Dans le cas où une énergie cinétique appliquée atteint la boule hors la jante, et par conséquent, la boule rejeté dans région d'instabilité. La surface intérieure de la cuvette est appelée la surface d'énergie potentielle et la bordure de la cuvette est appelé la surface de délimitation de l'énergie potentielle (Potential Energy Boundary Surface PEBS) [12].

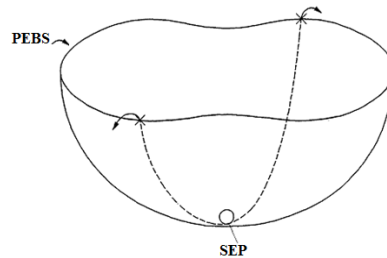


Figure 1-4 Analogie de la boule roulante sur la surface interne d'un bol

Cette théorie a été appliquée au domaine de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Si un défaut se produit, l'équilibre entre la puissance mécanique et la puissance électrique des générateurs est affecté. La puissance mécanique injectée est supérieure devant la puissance électrique des générateurs et par conséquent, les machines synchrones accélèrent. Au cours de défaut, le réseau électrique obtenu de l'énergie cinétique (l'énergie stockée dans le rotor de générateur) et de l'énergie potentielle (l'énergie potentielle due à la position du rotor, l'énergie magnétique stockée dans les lignes de transmission...) à la fois tandis que le système va s'éloigner de son point d'équilibre SEP. Après l'élimination de défaut, l'énergie cinétique est convertie en énergie potentielle similaire à la boule roulant sur une surface d'un bol. Afin d'éviter l'instabilité, la configuration du système après défaut doit être capable d'absorber l'énergie cinétique obtenue pendant le défaut [13].

1.5.2.2.1 Critère d'égalités des aires (EAC) et leur extension

La méthode des aires égales est à base de la fonction d'énergie utilisée dans l'étude de la stabilité transitoire d'un système d'une machine connectée à un jeu de barre infini (SMIB) sans passer aux équations différentielles et algébriques (DAE). La présentation graphique du Critère des aires égales (EAC) est illustrée dans la figure1-5, où δ représente l'angle du rotor de générateur dans le système (SMIB). La zone d'accélération (A_1) montre le gain d'énergie cinétique pendant le défaut. La zone (A_2) de décélération présente l'énergie potentielle maximale que le système SMIB peut absorber. La méthode d'EAC montre l'état de la stabilité de système avec la différence ($A_2 - A_1$) qui fournit la marge de la stabilité. Si cette différence est positive, cela signifie que le système est stable, si elle est négative le système est instable.

L'EAC est considérée comme une méthode classique importante en raison de son interprétation comme un vérificateur de la stabilité par utilisation du concept d'énergie transitoire. Cependant, cette méthode est autorisée pour une machine connectée à un jeu de barre infinie modélisée par un modèle classique qui représente seulement la dynamique mécanique du générateur (E' constante devant la réactance). L'idée derrière l'EAC a été étendue à un système multi-machine, grâce à l'introduction du critère des aires égales étendu (EEAC). Cette méthode est basée sur la réponse de deux machines (groupe des machines) en présence d'un défaut sévère. Une des machines se représente comme une machine critique (sensible au défaut). Ces deux machines se réduisent en une seule équivalente machine raccordée en un jeu de barre infini. Et, sa stabilité transitoire peut être étudiée en utilisant la méthode des aires égales (EAC)[14][15].

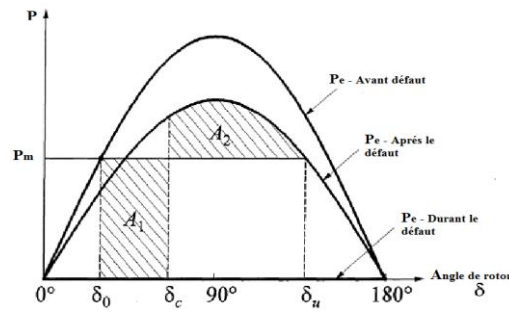


Figure 1-5 Critère des aires égales

La relation entre les surfaces (A_1 et A_2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

L'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \quad 1-1$$

où

H : constante d'inertie ;

ω_s : vitesse de synchronisme ;

P_m : puissance mécanique fournie au générateur ;

P_e : puissance électrique du générateur.

En multipliant cette équation par $2 \cdot \frac{d\delta}{dt}$ en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables, nous obtenons :

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 + ct = \int_{\delta_0}^{\delta_u} \frac{\omega_s}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad 1-2$$

Sachant que :

δ_0 : est l'angle de rotor initial, à l'instant de l'application de défaut ;

δ_u : est l'angle de rotor à la fin de la période transitoire.

Ainsi, lorsque $t = 0 \Rightarrow \delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow ct = 0$

Après l'élimination du défaut, l'angle δ va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$, et par conséquent l'équation 1-2 deviendra :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_u} \frac{\omega_s}{H} (P_m - P_e).d\delta = 0 \quad 1-3$$

$$\Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_c} \frac{\omega_s}{H} (P_m - P_e).d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_u} \frac{\omega_s}{H} (P_m - P_e).d\delta = 0 \quad 1-4$$

Où :

δ_c : est l'angle de rotor à l'instant de l'élimination de défaut.

$$\Rightarrow A_1 - A_2 = 0 \quad 1-5$$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

Donc, avant l'élimination de défaut, l'angle interne a évolué du point 2 au point 3 et le rotor a absorbé une énergie cinétique proportionnelle à la surface A_1 (figure1-6(a)).

A l'instant où le défaut est éliminé t_1 , l'angle interne ne varie pas, par contre, la puissance évolue du point 3 au point 5, Dans ce cas $P_e < P_m$, donc la vitesse du rotor va diminuer mais l'angle interne va augmenter jusqu'à la surface $A_1 = A_2$. La surface A_1 représente l'énergie cinétique absorbée par le rotor lors du défaut et A_2 à sa restitution après élimination du défaut. Au point 6, la vitesse du rotor arrive à la vitesse synchrone. Donc, le rotor oscille autour du point (1) et le générateur ne perd pas le synchronisme.

La figure 1-6 (b) montre le cas où la surface $A_1 > A_2$, sachant que la durée de défaut est plus grande. Dans ce cas, le réseau souffre d'absorber l'énergie cinétique représentée par la surface A_1 . Par conséquent, le rotor ne retrouve pas le synchronisme au point (8), donc $P_e < P_m$ et le rotor continu à accélérer et le générateur devient instable.

Cependant, la nécessité d'insérer des contrôleurs de la stabilité est importante pour améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A_1), ou en augmentant la zone de décélération (zone A_2).

Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique [16].

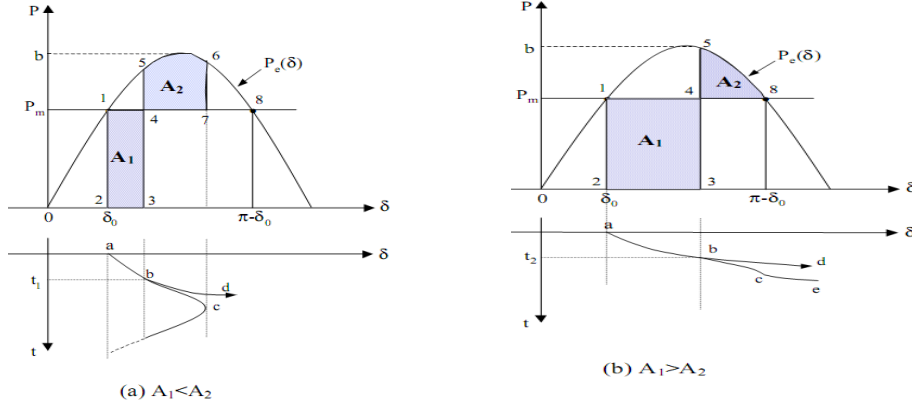


Figure 1-6, Les aires d'accélération et de décélération.

a) temps d'élimination de défaut court. b) temps d'élimination de défaut long [17]

1.5.2.2.2 Méthodes directes de Lyapunov

Les méthodes énergétiques directes sont basées sur l'évaluation de la stabilité d'un système régit par un ensemble d'équations différentielles afin d'obtenir une évaluation plus rapide.

L'idée principale de ces méthodes est de pouvoir conclure sur la stabilité ou l'instabilité du réseau d'énergie sans résoudre le système d'équations différentielles régissant le système après l'élimination du défaut. Elles utilisent un raisonnement physique simple basé sur l'évaluation des énergies cinétique et potentiel du système[16].

La dynamique du réseau d'énergie électrique est décrite par un système d'équations différentielles non linéaires de l'équation suivante :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad 1-6$$

Soit une trajectoire x_s , on dit que x_s est un point d'équilibre du système si $f(x_s, u) = 0$. Le théorème de stabilité de Lyapunov ne stipule que le point d'équilibre (origine) x_s est stable si dans un certain voisinage Ω de l'origine x_s , il existe une fonction réelle scalaire (fonction de Lyapunov) $V(x)$ telle que :

1. $V(x) = 0$
2. $V(x) > 0$ pour tout x dans Ω

$$3. \frac{d}{dt} V(x) \leq 0 \text{ dans } \Omega$$

La troisième condition exprime la fonction $V(x)$ diminue avec le temps et tend vers sa valeur minimale (le point d'équilibre du système x_s). Plus la valeur est négative, plus rapide est le retour du système vers x_s (amortissement des oscillations plus rapide).

Les méthodes directes énergétiques non seulement permettent de gagner un temps requis au calcul que nécessite l'analyse temporelle, mais donnent également une mesure quantitative du degré de stabilité du système. Cette information additionnelle rend les méthodes directes très intéressantes surtout lorsque la stabilité relative de différentes installations doit être comparée ou lorsque les limites de stabilité doivent être évaluées rapidement.

1.5.2.3 Méthode hybride

La méthode hybride est basée sur la combinaison entre la simulation temporelle et les méthodes énergétiques. Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire, à savoir : l'identification des machines critiques (c'est-à-dire des machines responsables de la rupture éventuelle de synchronisme) et l'évaluation de la marge de stabilité[11][16].

1.5.2.3.1 Méthode directe avec la simulation temporelle

L'évaluation des angles rotoriques et vitesses des générateurs est nécessaire à l'instant de défaut en utilisant les simulations temporelles. Puis, la fonction d'énergie transitoire est évaluée afin d'obtenir l'indice de la stabilité transitoire. Mais cette méthode n'est pas efficace, car ne donne pas la contrainte de stabilité transitoire sous forme fonctionnelle et elle est difficile de calcul [11].

1.5.2.3.2 Méthode SIME (Single Machine Equivalent)

Une machines équivalente dite (SIME) est une méthode hybride basée sur la combinaison entre la simulation temporelle et le critère des aires égales. Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire :

1. l'identification des machines critiques (les machines sensible à la rupture du synchronisme) ;
2. l'évaluation de la marge de stabilité.

1.6 Systèmes renouvelables

Parmi les sources dites renouvelables qui est disponible. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, d'écoulements d'eau, de la biomasse humide ou sèche, etc....

L'utilisation des énergies renouvelables sont exploitées par l'homme depuis long temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateaux à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Cependant, dès le XIXème siècle, elles furent progressivement marginalisées aux profits d'autres sources d'énergie que l'on pensait plus prometteuses. De plus, la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire.

Les chocs pétroliers successifs depuis les années 70 ont démontré les risques économiques et géopolitiques de la production d'énergie reposant sur l'exploitation des ressources fossiles, dont les réserves sont mal réparties et épuisables.

Une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, ou difficiles d'accès.

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

1. elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
2. elles sont inépuisables ;
3. elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ;
4. elles offrent une importante indépendance énergétique.

1.6.1 Sources éoliennes

Parmi toutes les énergies renouvelables participant à la production d'électricité, l'énergie éolienne tient un rôle primordial. Elle est l'une des plus encourageantes, en termes d'écologie, de compétitivité, de champ d'application et de création d'emplois et de richesses.

En 2019, près de 60.4 GW de capacités éoliennes ont été installées dans le monde (dont 6.1 GW offshore), soit 19% de plus qu'en 2018 (50.7 GW). Il s'agit de « *la deuxième meilleure année* » de développement dans l'histoire de la filière. Au total, la puissance installée du parc éolien mondial atteignait 651 GW à fin 2019.

Ces données de puissance doivent être rapportées à la production d'électricité associée. Selon le GWEC, le parc éolien mondial a généré 1390 TWh en 2019. Cette production équivaldrait ainsi à près de 5.8% de la consommation annuelle d'électricité dans le monde.

Les facteurs de charge moyens des parcs éoliens au niveau mondial sont estimés par le GWEC à 23% pour les installations terrestres et à 40% pour celles implantées en mer.

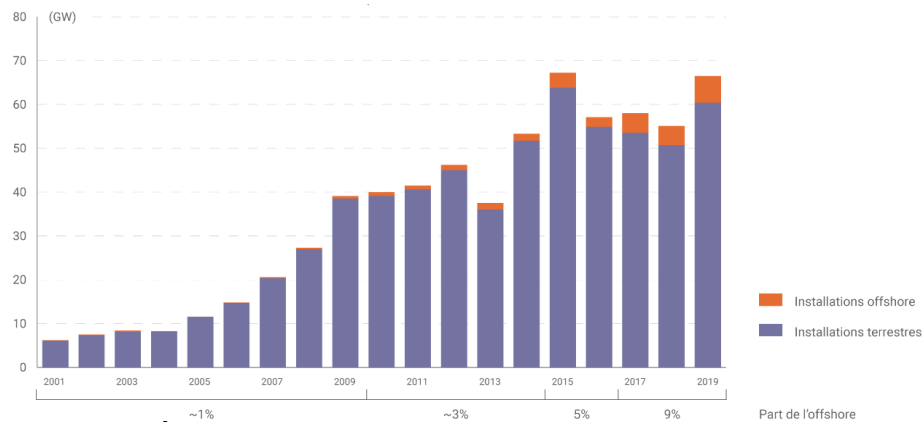


Figure 1-7 Évolution de la capacité de production éolienne en GW [18]

Le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) a publié un nouvel atlas éolien de l'Algérie réalisé sur la base de données de vitesse de vent horaires et tri-horaires enregistrées sur 10 années consécutives de 2004 à 2014 dans 74 stations météorologiques de l'ONM et 21 stations supplémentaire des pays limitrophes (Figure1-8) [19].

Grace à une répartition géographique plus ou moins uniforme entre le Sud et le Nord, le nouvel Atlas Vent à 10 m du sol reflète des changements dans l'estimation de la ressource éolienne comparée aux atlas précédents, particulièrement au Sahara.

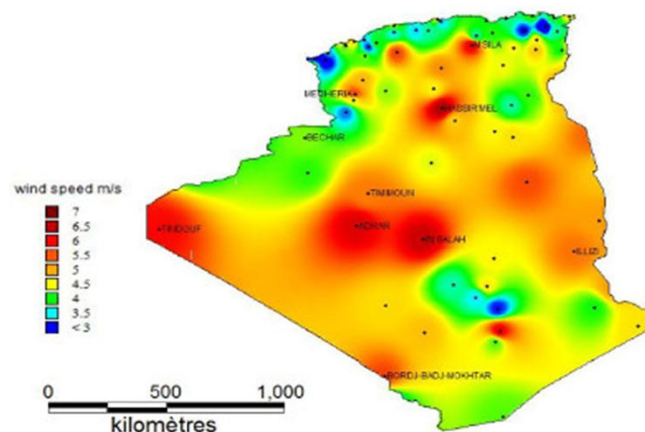


Figure 1-8 Atlas Algérien du vent [19]

D'après la figure1-8, le site de In-Salah affiche une vitesse moyenne de 6.4m/s à coté d'Adrar qui enregistre 6.3 m/s. La wilaya d'Illizi, dotée d'une dizaine de stations montre des vitesses dépassant les 5 m/s. Ainsi le site de Hassi R'Mel affiche des vitesses moyennes assez importantes atteignant 6.5 m/s.

Au Nord, on voit que dans les Hauts-Plateaux à l'extrême Ouest, la région de Mecheria affiche une vitesse moyenne très intéressante de 5.6m/s. Au l'Est, Tiaret et Djelfa présentent des vitesses de 5.6 m/s et 5.1 m/s respectivement, M'Sila apparaît comme une région très intéressante avec une vitesse moyenne annuelle de 5.3 m/s.

Il est à noter que certains sites tels que Ksar-Chellala, Bou Saada et Tébessa affichent un taux considérable de valeurs nulles ($> 50\%$) ce qui peut considérablement sous-estimer leurs potentiels.

Cependant, ces ressources traduites en vitesse moyenne de vent sont représentées sur les figures suivantes. Bien sûr les fluctuations naturelles et difficilement prévisibles de la production éolienne posent des problèmes difficiles de stabilisation des réseaux dans lesquels le stockage d'énergie risque de se révéler indispensable.

Les générateurs éoliens sont des machines dont la source initiale d'énergie est le vent. Il est bien connu que le vent est soufflé d'une manière intermittente et imprévisible. Donc, la vitesse du vent change selon les météorologies momentanément, quotidiennes, et saisonnières et il est impossible de prédire sa valeur pour un moment donné.

La figure 1-9, montre la variation de vitesse de vent mesuré sur le site de Dunkerque (nord de la France). La puissance mécanique de la turbine d'éolienne est en fonction de la vitesse du vent. Donc comme représenté dans la figure1-10, pour un petit changement de la vitesse de vent fera une variation importante de la puissance générée par la turbine.

Tant que, la puissance mécanique débitée par la turbine est fluctuante, implique que la puissance débitée par le générateur éolien sera aussi très fluctuante. Cela provoque des problèmes sur l'équilibre de la puissance fournie et celle consommée. De plus, la puissance demandée est variable (difficilement a prévisible). Alors, les sources éoliennes ne peuvent pas fonctionner sans être associés à une autre source d'énergie classique, tel que les groupes diesels, centrales thermique, etc...).

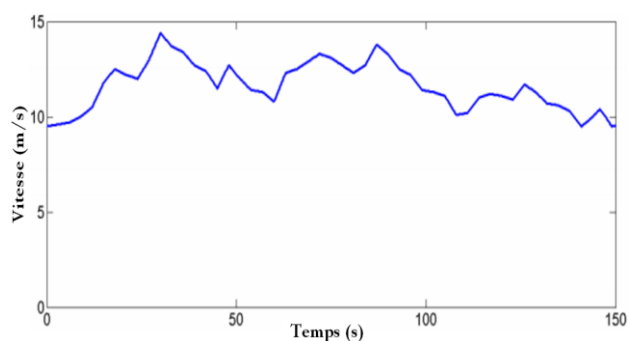


Figure 1-9 Allure du vent mesuré sur le site Dunkerque

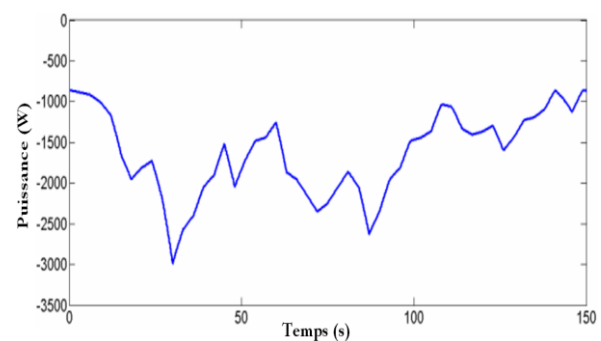


Figure 1-10 Allure de puissance fournie par la turbine éolienne

Les générateurs éoliens sont généralement considérés comme des charges négatives dans le système énergétique, ils produisent de l'énergie mais ils ne participent pas aux services système (réglage de fréquence et tension). Les services système sont toujours à la charge des alternateurs classique à haute puissance, c'est-à-dire pour les sources éoliennes participe au service système il faut un taux de pénétration dépasse 20% de la puissance totale générée ainsi ses problèmes de stabilité de réseau électrique [20]. Les générateurs utilisés sont de type asynchrones à vitesse fixe pour des puissances de quelques dizaines de watts à quelques centaines de Kilowatts, et les machines à double alimentation utilisées pour la vitesse variable, la puissance est de l'ordre de quelques centaines de kilowatts à quelque mégawatts, donc des systèmes de commandes sont installer pour offrir au réseau une puissance constantes de point de vue fréquence et tension. Les turbines utilisées sont soit à axe horizontale ou verticale [21] [22] [25].

1.6.2 Sources photovoltaïques

L'hélio-électricité, traitant la transformation de l'énergie solaire en électricité est apparu pour la première fois sous forme d'une cellule photovoltaïque au Sélénium aux laboratoires des compagnies Bell Telephone, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux. Au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts [23].

Durant ces années, les panneaux solaires se développent et augmentent en puissance jusqu'à nos jours qui arrivent que le taux mondial de croissance à deux chiffres avec un nouveau record annuel à la clé d'installation en 2019 ont marqué une trajectoire positive pour le secteur. A l'instar de notre secteur, la pandémie de COVID-19 n'a pas épargné le secteur de l'énergie solaire.

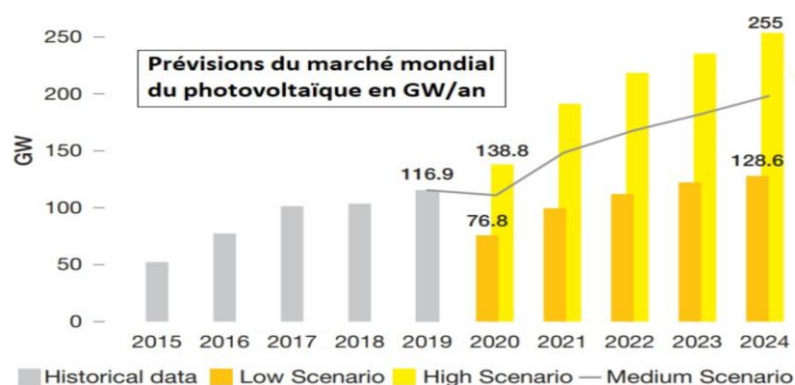


Figure 1-11 Prévision du marché mondiale de PV[24]

L'Algérie possède un gisement solaire très important, et la durée d'ensoleillement annuel moyen dans le Sahara Algérien est de l'ordre de 3500 h/an, un territoire de 86% de désert saharien, et le

rayonnement atteint $2650 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. Ces données peuvent installer des méga - projets à base de soleil et exploité de manière économique pour le développement de ce potentiel énergétique.

L'énergie solaire en Algérie est estimée à environ $2.650 \text{ MWh/m}^2/\text{an}$, dans le sud de pays.

Typiquement, une cellule photovoltaïque peut produit une puissance inférieur à 2 watts sous une tension 0.5Volt. Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque.

Tableau 1-2 Le potentiel solaire Algérien [25]

Zones	Régions Côtiers	Hauts plateaux	Zone Saharienne
Surface	04	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue ($\text{kWh/m}^2/\text{an}$)	1700	1900	2650

1.6.2.1 Principe

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photosensible, qui est basé sur les propriétés des matériaux semi conducteurs. La cellule photovoltaïque permet la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son principe est repose sur l'effet photovoltaïque. Une cellule porte deux couches minces d'un semi conducteur. Ces deux couches sont dopées différemment. Pour la couche N, est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P représente un déficit d'électrons. Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphérique (couche N), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu.

En polarisant électriquement une jonction PN et en la soumettant à un éclairage solaire, on obtient les caractéristiques semblables à celles représentées en figure 1-12.

Si cette jonction PN est soumise au rayonnement solaire, alors des paires électrons-trous supplémentaires sont créées dans le matériau en fonction du flux lumineux. Ce phénomène, aussi appelé effet photovoltaïque, ne se produit que si l'énergie des photons est supérieure ou égale à l'énergie de la bande interdite du matériau *E_g*. La différence de potentiel qui en résulte aux bornes de la structure caractérise l'effet photovoltaïque et se situe, selon les matériaux et la structure de la jonction, entre 0.3 et 0.7 V [26].

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et, de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée.

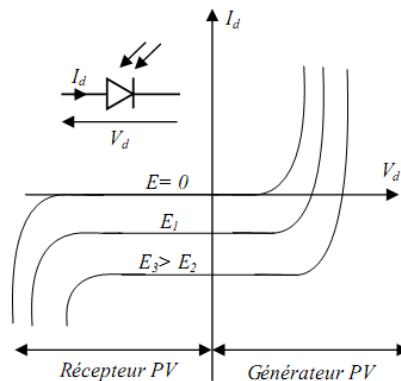


Figure 1-12 Caractéristiques d'une jonction PN polarisée sous différents éclairagements (E).

1.7 Les systèmes FACTS

La nouvelle technologie défie les contraintes de compensation de l'énergie perdue à cause de plusieurs paramètres. Notamment, les systèmes FACTS, abrégé (Flexible AC Transmission Systems) est définie comme suit: « Une structure d'électronique de puissance ou tout autre système statique qui fournit des degrés de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif pour augmenter la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance » [27].

La technologie FACTS regroupe un ensemble de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques afin de surveiller le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes par un contrôle rapide sur les éléments du réseau, tels que la tension, l'impédance, le déphasage, etc... Ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie.

Le tableau 1-3, représente les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques.

Les dispositifs de la technologie la plus avancée des FACTS avec des convertisseurs de sources de tension à base des interrupteurs statiques sophistiqués IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors) ou bien les IGCT (Insulated Gate Commutated Thyristors) ; tels que le STATCOM, le SSSC, et l'UPFC. Ces convertisseurs de source de tension sont contrôlés totalement en amplitude et en phase en série ou en parallèle dans le réseau selon les exigences de contrôle en exerçant une MLI sur les gâchettes des interrupteurs de ces convertisseurs.

Donc chaque élément de FACTS est devisé en trois grandes catégories principales :

1. **Compensateurs séries** : se sont branchés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Ils sont utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et agissent sur l'impédance effective des lignes. Ils interviennent, par conséquent dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité du Système Électro-Énergétique (SEE). En général, on insère des dispositifs de compensation série avec la ligne de transmission [28].

2. **Compensateurs shunts** : Ils consistent en une impédance variable, source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Ils sont principalement utilisés pour la compensation de la puissance réactive et par conséquence contrôle de tension des nœuds

3. **Compensateurs hybrides série-shunt** : Ces compensateurs mettent en œuvre la combinaison des dispositifs séries et shunts commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent de contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie.

Tableau 1-3 Principaux dispositifs FACTS [29]

	Dispositif FACTS (Rapide, Statique)	
	A base de thyristor	A base de convertisseur de tension
Dispositif shunt	Compensateur de puissance réactive statique (SVC)	Compensateur statique synchrone (STATCOM)
Dispositif série	Compensateur série contrôlé par thyristor (TCSC)	Compensateur série statique synchrone SSSC
Dispositif série-shunt	Contrôleur dynamique de flux de puissance (DFC)	Contrôleur universel de flux de puissance (UPFC)
	HVDC back to back (HVDC)	HVDC VSC back to back (HVDC VSC)

L'objectif principal des systèmes FACTS est d'avoir une opportunité pour le contrôle de l'écoulement de puissance et en augmentant les capacités des lignes sous les conditions de fonctionnement normales. La capacité de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation 1-7 qui gouverne l'opération de transmission de l'énergie électrique dans les ligne telle que, les impédances séries et shunts, courant, tension, et angle de phase.

$$P = \frac{V_r V_s}{X} \sin \delta \quad 1-7$$

Le tableau1-4, présente quelques objectifs principaux des systèmes FACTS en présence d'une perturbation (perte d'énergie. un court-circuit...).

Tableau 1-4 La correction via les FACTS [30]

Le problème fréquenté		Correction de l'action	Type de FACTS utilisé
les limites de tensions	Faible tension à charge importante.	Fournir de la puissance réactive.	STATCOM, SVC
	Haute tension à faible charge.	Absorbe de la puissance réactive.	STATCOM, SVC, TCR
	Haute tension suit un court circuit.	Absorbe la puissance réactive ; surcharge	STATCOM, SVC, TCR
	Faible tension suit un court-circuit	Fournir la puissance réactive ; surcharge	STATCOM, SVC
Les limites thermiques	surcharge	Réduction de surcharge	TCSC, SSSC, UPFC, PS
l'écoulement de puissance	Inversement de sens de l'écoulement de puissance	Fixation de l'angle de phase	IPS, SSSC, UPFC, PS

1.8 Les systèmes de stockage d'énergie électrique

Stocker de l'énergie c'est surveiller une somme d'énergie pour une demande future en énergie.

Le stockage d'énergie joue un rôle flexible et multifonctionnel dans le réseau électrique, en assurant un management plus efficace des ressources disponibles. En combinaison avec les systèmes de production électrique par la conversion des énergies renouvelables, les systèmes de stockage d'énergie peuvent augmenter la valeur de l'énergie électrique générée par les sources renouvelables, en fournissant de l'énergie pendant les périodes de pointe et en accumulant l'énergie pendant les périodes où la demande d'énergie réduite. Elles servent à augmenter la qualité d'énergie électrique, surveille la fréquence et la tension.

Le stockage d'énergie. Il contribue à réduire le gaspillage d'énergie et à augmenter l'efficacité d'utilisation de l'énergie des systèmes de traitement, il contribue aussi à maintenir la stabilité des systèmes énergétiques, a améliorer la qualité de l'énergie dans les systèmes de micro-réseaux et a faire correspondre la demande de l'offre.

Les systèmes de Stockage d'énergie (SSE) permettent de convertir l'électricité en énergie potentielle, cinétique ou chimique. Il existe cinq catégories physico-chimiques de stockage stationnaire selon que l'énergie stockée soit sous forme mécanique, chimique, thermique, électrochimique ou électromagnétique.

1.8.1 Stockage de l'énergie dans les réseaux électriques

L'idée principale du stockage consiste (Figure 1-13) à transférer l'énergie disponible durant les périodes de consommation faible aux périodes d'une demande élevée, en utilisant seulement une fraction du combustible qui serait consommée par la machine standard de production. Le rôle principal du stockage d'énergie est donc d'introduire un degré de liberté énergétique permettant de découpler les fonctionnements énergétiques du consommateur et du producteur en fournissant ou en délivrant la différence entre ces deux puissances.

Le stockage de l'énergie électrique peuvent être de deux formes comme :

- Stockage à long terme (supérieure à 10 minutes);
- Stockage à court terme (inférieur à 10 minutes).

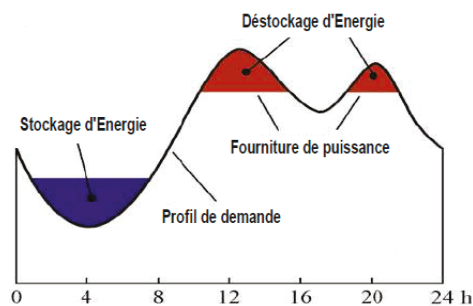


Figure 1-13 Application du stockage d'énergie [31]

1.8.2 Catégories de stockage d'énergie électrique

Le stockage d'énergie électrique peut être réservés sous différentes catégories tels que :

- Stockage d'énergie sous forme d'énergie potentielle de l'eau (stockage par pompage hydraulique STEP) ;
- Stockage d'énergie sous forme potentielle de l'air comprimé (Compressed-Air Energy Storage CAES) ;
- Stockage d'énergie sous forme d'énergie chimique (les batteries électrochimiques) ;
- Stockage d'énergie magnétique dans des bobinages Supraconducteur SMES ;
- Stockage d'énergie électrique dans des super condensateurs;
- Volant d'inertie (Flywheel Energy Storage FES).

1.9 Conclusion

N'importe quel système de puissance, notamment les réseaux électriques doivent être stables au cours de son fonctionnement. Cependant, si ce système subit par une contingence, peut devenir instable ou stable, selon le degré, la durée, et l'emplacement de cette perturbation. La nécessité de limiter les puissances transitée dans les lignes de transport, de gardé le niveau de la tension et la fréquence dans ses limites requises de tout le réseau électrique sont importants.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types de la stabilité de réseau électrique, notamment la stabilité transitoire ainsi ses méthodes d'analyse. Nous avons aussi donné un aperçu sur les sources éoliennes et solaire et ses caractéristiques énergétiques dans le pays, les moyennes de compensation modernes tels que les systèmes FACTS qui jouent un rôle très important dans la stabilité et la performance de réseau électrique, et les moyens de stockage de l'énergie électrique.

Chapitre 02:

Effets de système d'excitation des générateurs synchrone sur la stabilité transitoire du réseau

2 Chapitre 02 Effets de système d'excitation des générateurs synchrone sur la stabilité transitoire du réseau

2.1 Introduction

L'étude de la stabilité d'un réseau électrique consiste à évaluer la réaction du système suite à des perturbations importantes ; telles que la perte d'une grande centrale de production, la déconnexion d'une ligne importante de transport, le court circuit triphasé, etc... Ces analyses sont de type non linéaire et se basent sur la capacité des générateurs du système à rester en synchronisme.

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique par la méthode temporel en utilisant un model d'ordre 4 pour les machines synchrones en présence des systèmes d'excitations. D'abord, nous présentons la modélisation des différentes éléments constituant le réseau électrique, par la suite les différents résultats de la simulation du model mathématique établie auparavant sera réalisée afin d'évaluer le comportement transitoire des tensions aux différents nœuds du réseau, les angles internes des générateurs synchrones et leur vitesses, ainsi que les puissances active et réactive du réseau électrique.

2.2 Modélisation dynamique du réseau électrique

Tant que l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques est basée des modèles mathématiques, la formulation et la construction des ces modèles et leurs limites d'utilisation sont importantes. Dans la modélisation de réseau électrique, les phénomènes sub-transitoires rapides associés aux lignes de transport et aux charges seront négligés. Les lignes et les charges sont modélisées avec des équations algébriques similaires à celle utilisée dans l'analyse de l'écoulement de puissance en régime non perturbé. En plus, nous négligeons les termes qui traduisent les phénomènes transitoires au niveau du stator des générateurs synchrones. Tenant compte de cette dernière hypothèse, les équations du stator sont de type algébriques [1], utilisé à l'état statique dans la représentation des équations d'interconnexions au réseau.

Les modèles des générateurs synchrones et de leurs régulateurs sont limités aux équations différentielles ordinaires de premier ordre. Ces générateurs sont couplés ensemble à travers le système d'équations algébriques du réseau. Chacune de ces équations différentielles exprime la variation d'une variable d'état (angles internes des générateurs, vitesses des rotors, tensions d'excitation, positions des vannes des soupapes régulatrices, etc...) en fonction des autres variables d'état et des variables algébriques du réseau et des stators des générateurs. Il convient de noter que les équations différentielles sont généralement non linéaires.

Avant d'énoncer le model final, une hypothèse s'impose au sujet du réseau et des charges actuelles. Nous supposons qu'une intégrale multiple existe pour toutes les variables dynamiques liés

au réseau et aux charges qui ne sont pas de simples impédances R-L. L'intégrale multiple des variables dynamiques du réseau peut être rapprochée par l'équation suivante :

$$(R_i + jX_{epi})(I_{Di} + jI_{Qi}) = (V_{Di} + jV_{Qi}) \quad 2-1$$

Tandis que l'intégrale multiple pour les variables dynamiques électriques des charges peut être rapprochée par des ensembles de deux équations algébriques qui peuvent être exprimées en tant qu'ensemble d'équations complexes de la forme générale suivante :

$$(V_{Di} + jV_{Qi})(I_{LDi} - jI_{LQi}) = P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) \quad 2-2$$

Où, $P_{Li}(V_i)$ et $Q_{Li}(V_i)$ peuvent être des fonctions non linéaires du module V_i de la tension du nœud i .

Le modèle de la charge utilisée est :

$$\begin{aligned} P_{Li}(V_i) &= P_{Loi} + k_{p1i}V_i + k_{p2i}V_i^2 + \dots \\ Q_{Li}(V_i) &= Q_{Loi} + k_{Q1i}V_i + k_{Q2i}V_i^2 + \dots \end{aligned} \quad 2-3$$

$i = 1, 2, \dots, n$

Sachant que P_{Loi} et Q_{Loi} représentent, respectivement, les puissances active et réactive initiales des charges de valeurs constantes.

Avec :

k_{p1i} et k_{Q1i} : représentent les courants d'intensité constante ;
 k_{p2i} et k_{Q2i} : représentent les impédances de valeur constante ;
 i : représente le numéro de jeu de barre.

Notons que P_{Li} et Q_{Li} sont considérées comme des puissances injectées, de valeur négative pour une charge passive.

A partir de ces modèles généralisés pour le réseau et les charges, nous établissons les équations algébriques pour l'interconnexion de " m " machines, de tous les transformateurs, des lignes, et des charges en utilisant la matrice d'admittance des nœuds du réseau standard définie à travers les tensions des nœuds et les courants injectés comme suit :

Pour les " m " nœuds de génération, nous avons :

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + (I_{Ldi} + jI_{Lqi}) = \sum_{k=1}^n Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}} V_k e^{j\theta_k} \quad 2-4$$

$$i = 1, 2, \dots, m$$

Pour les "n" nœuds de charge, nous avons :

$$(I_{Ldi} + jI_{Lqi}) = \sum_{k=1}^n Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}} V_k e^{j\theta_k} \quad 2-5$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

*L'indice $Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}}$ est l'élément de la branche (i, k) de la matrice admittance nodale du réseau utilisée pour le calcul de l'écoulement de puissance.

2.3 Modélisation dynamique de la machine synchrone

En négligeant les phénomènes transitoires dans les stators, les équations dynamique de la i^{ieme} machine de système de puissance est la suivante :

Équations électriques :

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \quad 2-6$$

$$i = 1, 2, \dots, m_{machines}$$

$$T'_{qoi} \frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi} \quad 2-7$$

$$i = 1, 2, \dots, m_{machines}$$

Équations mécaniques :

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad 2-8$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = \omega T_{Mi} - E'_{qi}I_{qi} - E'_{di}I_{di} - (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi} \quad 2-9$$

$$i = 1, 2, \dots, m_{machines}$$

Ce modèle des générateurs est utilisé dans l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Sachant que, H représente la constante d'inertie en seconde, X est la réactance inductive de la machine synchrone en (pu) et T est la constante de temps en seconde, le courant direct I_d et quadrature I_q du générateur à fréquence initiale, tel que :

$$I_i = (I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \pi/2)} \quad 2-10$$

Durant l'état transitoire, les courants du générateur I_{di} et I_{qi} dépend de la tension de la sortie du générateur $V e^{j\theta}$, et l'équation algébrique du courant statorique pour $i = 1, 2, \dots, m_{machine}$ est donné par :

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \pi/2)} = \left(\frac{1}{R_{si} + jX'_{di}} \right) [E'_{di} + (X'_{qi} - X'_{di})I_{qi} + jE'_{qi}] e^{j(\delta_i - \pi/2)} - \left(\frac{1}{R_{si} + jX'_{di}} \right) V e^{j\theta_i} \quad 2-11$$

Ou, la variable T_M représente le couple mécanique de la machine synchrone.

Le circuit dynamique de la machine synchrone, modèle à deux axes pour un réseau multi-machines est le suivant :

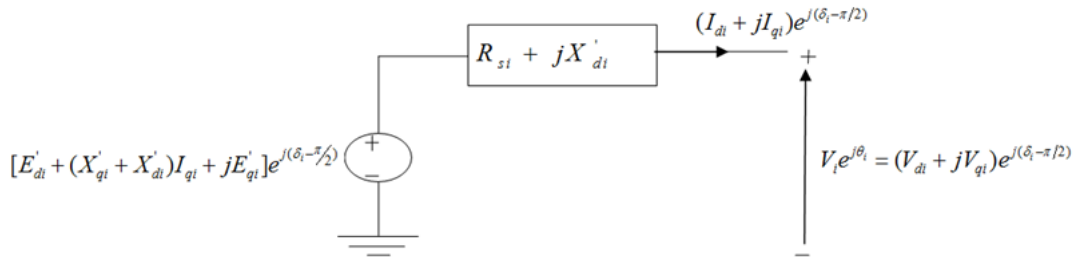


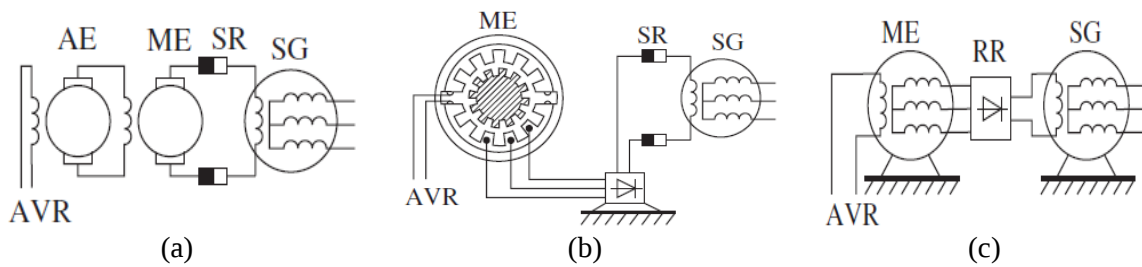
Figure 2-1 Circuit dynamique d'une machine synchrone (modèle à deux axes)

2.4 Modélisation dynamique du système d'excitation

Généralement, les machines d'excitations sont divisées en deux catégories : rotatives et statiques. Les machines d'excitations rotatives de la figure 2-2 alimentent la machine principale à travers des générateurs à courant continu ou des générateurs à courant alternatif associés à un redresseur.

Les générateurs à courant continu (figure 2-2 (a)) sont utilisés pour quelques applications de faible puissance. Ces générateurs sont mis en cascade pour obtenir la tension nécessaire pour l'excitation de la machine principale. Des problèmes de commutation empêchent d'utiliser ce type de structure pour les grands générateurs. La cascade de plusieurs machines à courant continu dégrade les propriétés dynamiques du système rendant la constante de temps du système plus longue. Actuellement, grâce au progrès de l'électronique de puissance qui permet d'utiliser des redresseurs en série avec les excitatrices, les machines d'excitations à courant continu ont été remplacées par les machines d'excitations à courant alternatif qui sont plus simples et plus robustes.

La machine d'excitation présentée sur la figure 2-2 (b) utilise une machine à réluctance qui fonctionne à une fréquence élevée (500-600 Hz) pour faciliter le redressement. Dans cette machine, les deux bobinages (DC et AC) se situent au niveau du stator. Parmi les inconvénients de ce système est l'utilisation des bagues à la sortie du pont à diodes pour alimenter l'entrée du circuit inducteur du générateur synchrone. De plus, ce type de machine est assez volumineuse, dont la taille résulte de son fonctionnement physique. Pour induire la force électromotrice, il faut que les flux changent avec le changement de la réluctance du circuit magnétique pendant la rotation de la machine et ce changement apparaît en raison de la saillance de la machine [32].



AVR, régulateur automatique de tension. AE, excitatrice auxiliaire. ME, excitatrice principale. SR, Bagues. SG, générateur synchrone ; RR, redresseur rotatif [33].

Figure 2-2. Système d'excitation. (a) machine d'excitation à courant continu ; (b) machine d'excitation à reluctance avec redresseur ; (c) machine synchrone inversée avec redresseur rotatif.

L'excitatrice à courant alternatif sur de la figure 2-2 (c) est dépourvue de bagues. L'excitation de la machine principale est réalisée à travers une machine synchrone inversée avec un circuit d'excitation au stator et un circuit d'induit au rotor. Les courants d'induit sont redressés par un pont à diodes qui est aussi fixé sur le même rotor. Une limitation de ce système d'excitation est que le réglage de l'alimentation du circuit inducteur de la machine principale ne peut se faire que par l'intermédiaire de la tension d'excitation de l'excitatrice. Cela augmente la constante de temps du système qui devient moins réactif. Parfois, pour résoudre ce problème, les diodes sont remplacées par des thyristors et ceci donne la possibilité de contrôler l'angle de commande du pont.

Pour les excitatrices statiques, le courant d'excitation est fourni par un redresseur commandé. Sa puissance est fournie soit directement par le générateur à travers un transformateur donnant le niveau approprié de tension, soit par des enroulements auxiliaires montés dans le générateur [34].

Les systèmes d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés régulateurs de tension (Automatic Voltage Regulator : AVR). Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive selon les besoins des charges.

Au niveau des groupes de production, un régulateur primaire de tension agit sur la tension d'excitation commandant le courant rotorique de la machine de façon à asservir la tension statorique aux bornes de la machine à une valeur de consigne (V_{refi}), fixée a priori. Ce réglage est rapide et agit selon des critères locaux (grandeurs machine). Le signal d'erreur est amplifié pour fournir le signal de commande nécessaire au changement de la tension de l'excitatrice. Ce réglage rapide permet de contenir les variations aléatoires de la charge ou des changements de topologie du système.

Le flux d'excitation de la génératrice synchrone est fourni par une tension d'excitation continue variable dont la valeur est contrôlée par un régulateur de tension. Ce dernier peut être de type électromécanique. Il peut être un générateur de courant continu ou un transformateur avec un redresseur. L'excitatrice et son régulateur de tension sont collectivement dénommés un système

d'excitation. Bien que l'action principale de l'excitatrice d'une génératrice synchrone est le réglage de la tension de sortie du générateur, son action détermine aussi, indirectement, la puissance réactive du générateur.

Les groupes de travail IEEE proposent périodiquement dans leurs études des recommandations pour la modélisation dynamique des systèmes d'excitation. Quatre modèles sont proposés, dont le modèle du régulateur IEEE type 1 [34] était applicable à grande échelle dans les compagnies d'énergie électrique.

2.4.1 Système d'excitation IEEE type 1

Les équations différentielles décrivant le comportement dynamique du régulateur sont :

$$T_{Ri} \frac{dV_{si}}{dt} = -V_{si} + (V_{refi} - V_i) \quad 2-12$$

$$T_{Ai} \frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai} R_{fi} - \frac{K_{Ai} K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi} + K_{Ai} V_{si} \quad 2-13$$

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -[K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi})] E_{fdi} + V_{Ri} \quad 2-14$$

$$T_{Fi} \frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi} \quad 2-15$$

Où

V_{si} : tension de sortie du circuit de détections, dont la constante de temps est généralement très faible et souvent supposée égal à zéro ;

V_{Ri} : tension de sortie de régulateur ;

E_{fdi} : sortie de l'excitatrice, qui représente l'entrée de la machine synchrone ;

R_{fi} : taux de signal de retour qui anticipe l'effet de l'erreur lors du changement de la tension de sortie.

Généralement, on considère une contrainte limite suivante sur le régulateur de tension :

$$V_{Ri}^{\min} \leq V_{Ri} \leq V_{Ri}^{\max}$$

L'entrée du système de régulation de tension est l'erreur détectée sur la tension terminale du générateur comparée à une tension de référence ($V_{refi} - V_i$). Si la constante de temps T_{Ri} est nulle, cette différence sera égale à V_{si} , qui devient une variable algébrique plutôt qu'une variable dynamique.

2.4.2 Système d'excitation simple

Une deuxième structure simplifiée d'un régulateur de tension de premier ordre est considérée dans ce travail. Le schéma bloc de cette dernière est donné par la figure 2-3.

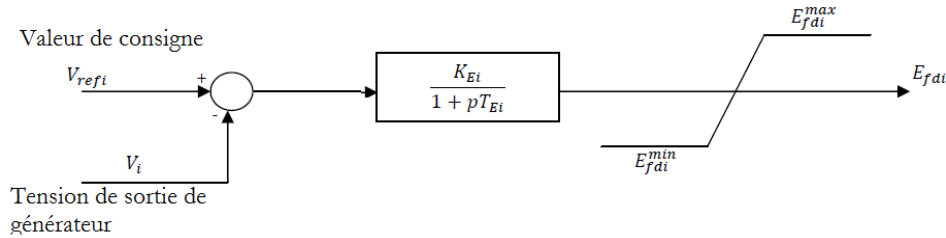


Figure 2-3 Simple système d'excitation

L'équation différentielle régissant la dynamique de la tension de l'excitatrice est donnée par l'expression suivante :

$$T_{Fi} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -E_{fdi} + K_{Ei}(V_{refi} - V_i) \quad 2-16$$

Les seuils de surexcitation et de sous excitation sont pris en compte de la manière suivante :

$$E_{fd}^{\min} \leq E_{fd} \leq E_{fd}^{\max}$$

2.4.3 Influence du système d'excitation sur la stabilité angulaire

Les composantes du couple électromagnétique, synchronisant TS, amortissement TA, influencent la stabilité angulaire de chaque machine synchrone du système. L'insuffisance du couple synchronisant conduit à une instabilité apériodique ou non-oscillatoire, alors que le manque de couple d'amortissement conduit à une instabilité dynamique.

De même, le système d'excitation avec régulateur de tension a un impact important sur les deux couples et par conséquent sur la stabilité. Généralement, lorsqu'il y a des variations de tension, les deux puissances active et réactive transmissibles dans le réseau de transport varient. Cela entraîne des interactions indésirables entre les régulateurs de fréquence (puissance active) et de tension (puissance réactive).

Les systèmes d'excitation modernes, ayant une réponse rapide et une action puissante, peuvent augmenter le couple synchronisant. Ainsi, il contribue à l'amélioration de la stabilité transitoire du système. Mais cet avantage peut être contrebalancé par l'impact négatif du système d'excitation sur l'amortissement des oscillations en diminuant le couple d'amortissement.

L'influence du système d'excitation sur la stabilité transitoire lors d'une perturbation sévère de durée relativement courte repose sur la première oscillation. Durant cette phase, le générateur est

soumis à une variation considérable de sa puissance électrique et ainsi à une accélération (ou décélération) de son rotor. La présence de système d'excitation rapide et puissant peut varier très rapidement la tension interne du générateur. Ceci va augmenter la puissance électrique et le couple synchronisant produits pendant la première oscillation. De ce fait, la puissance électromagnétique disponible va entraîner une diminution importante de l'accélération du rotor et de l'angle de rotor bien avant d'atteindre la limite de la stabilité transitoire : la marge de stabilité sera donc augmentée [4][35].

2.5 Dynamique du régulateur de vitesse

Tous les générateurs ont un régulateur de vitesse, qui compare leur vitesse actuelle à la vitesse de synchronisme. Ce régulateur ajuste le flux d'énergie dans la turbine par le biais des vannes régulatrices. Les soupapes des vannes régulent le débit de vapeur dans le cas d'une turbine à vapeur, le débit du gaz dans le cas d'une turbine à gaz, le débit d'eau dans le cas d'une centrale hydraulique ou le carburant dans le cas des moteurs diesels.

La puissance mécanique développée par la turbine est essentiellement en fonction de la position des soupapes d'admission, elles-mêmes sous la dépendance du régulateur de vitesse. La commande de vitesse est effectuée par un ajustement de la puissance mécanique. A la suite d'une perturbation, la réserve de puissance permet d'assurer la correction de l'écart entre la fréquence de référence et la fréquence réelle. Le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur (eau, vapeur ou gaz) afin de rétablir l'équilibre [36]:

$$T_{SVi} \frac{dP_{SVi}}{dt} = -P_{SVi} + P_{Ci} - \frac{1}{R_{Di}} \left(\frac{\omega_i}{\omega_0} - 1 \right) \quad 2-17$$

$$T_{CHi} \frac{dT_{Mi}}{dt} = -T_{Mi} + P_{SVi} \quad 2-18$$

Avec une contrainte limite suivante :

$$0 \leq P_{SVi} \leq P_{SVi}^{\max}$$

Où, P_{SVi} est la position de la soupape de la vanne régulatrice et T_{Mi} représente le couple mécanique

L'entrée du régulateur de vitesse est le signal d'erreur, qui est donné ici comme la différence entre la vitesse de synchronisme et la vitesse réelle.

2.6 Dynamique du réseau de transport

Pour perfectionner le modèle dynamique du réseau de transport, le raccordement de tous les générateurs synchrones à travers le réseau aux charges des consommateurs est nécessaire. Dans la

plupart des études des réseaux, les dynamiques rapides des charges et des lignes de transport sont négligées. Le modèle est élaboré en appliquant la loi de Kirchhoff à chaque nœud.

Les charges active et réactive des nœuds sont généralement représentées par une puissance constante ou par un courant constant ou par impédance constante en fonction des tensions au niveau des nœuds. Cette dernière dépend de la nature des charges (résidentielle, agricole, commerciale ou industrielle).

Les contraintes algébriques dans les stators des générateurs sont:

$$V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX'_{di})(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - [(X'_{qi} - X'_{di})I_{qi} + E'_{di} + jE'_{qi}]e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = 0 \quad 2-19$$

$i = 1, 2, \dots, m_{machine}$

Les contraintes algébriques des nœuds de génération sont:

$$V_i e^{j\theta_i} (I_{di} - jI_{qi})e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad 2-20$$

Avec les contraintes algébriques des nœuds de charge sont:

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad 2-21$$

La tension d'entrée du régulateur de tension (V_i) est automatiquement définie par les contraintes algébriques du réseau. Ainsi, pour des fonctions données $P_{Li}(V_i)$ et $Q_{Li}(V_i)$, les $(m + n)$ équations algébriques complexes doivent être résolues pour V_i , $\theta_i (i=1, \dots, n)$, et $I_{di}, I_{qi} (i=1, 2, \dots, m)$ en termes des états $\delta_i, E'_{di}, E'_{qi} (i=1, \dots, m)$. On peut explicitement éliminer les courants en résolvant l'équation 2-19 ou 2-20 et les substituées dans les équations différentielles. Par conséquent, on aura n équations algébriques complexes à résoudre pour les tensions complexes $V_i e^{j\theta_i}$ [1], [10].

2.7 Calcul des conditions initiales du système dynamique

On suppose que la forme d'onde dans l'analyse dynamique du réseau électrique est sinusoïdale à vitesse constante en régime permanent. Cela signifie que les conditions initiales peuvent être trouvées en fixant les dérivées temporelles égales à zéro. Le régime permanent est obtenu par la résolution du flux de puissance. À partir de là, le calcul des conditions initiales du modèle à deux axes pour la machine "i" sont les suivants :

- ✓ les courants du générateur : $I_{Gi} e^{j\gamma_i} = (P_{Gi} - jQ_{Gi}) / V_i e^{j\theta_i}$
- ✓ L'angle du générateur: δ_i Comme angle $\left[V_i e^{j\theta_i} + jX_{qi} I_{Gi} e^{j\gamma_i} \right]$
- ✓ Calculer $w_i = w_0$

- ✓ Calculer I_{di} , I_{qi} dans $(I_{di} + jI_{qi}) = I_{Gi} e^{j(\gamma_i - \delta_i + \pi/2)}$.
- ✓ Calculer $E'_{qi} = V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + X'_{di} I_{di} + R_{si} I_{qi}$
- ✓ Calculer $E_{fdi} = E'_{qi} + (X_{di} - X'_{di}) I_{di}$.
- ✓ Calculer $R_{fi} = \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi}$.
- ✓ Calculer $V_{Ri} = [K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi})] E_{fdi}$.
- ✓ Calculer $E'_{di} = (X_{qi} - X'_{qi}) I_{qi} + E'_{qi}$.
- ✓ Calculer $V_{Si} = \frac{V_{Ri}}{K_{Ai}}$.
- ✓ Calculer $V_{refi} = V_{Si} + V_i$.
- ✓ Calculer $T_{Mi} = E'_{di} I_{di} + E'_{qi} I_{qi} + (X'_{qi} - X'_{di}) I_{di} I_{qi}$.
- ✓ Calculer P_{ci} et P_{svi} comme $P_{ci} = P_{svi} = T_{Mi}$.

A titre de vérification supplémentaire, tous les états des modèles dynamiques définis par ces conditions initiales sont dans les limites pertinentes et que toutes les dérivées d'état sont nulles. Ceci garantit que la condition initiale spécifiée est réalisable et en équilibre.

Cette procédure de calcul est unique lorsque les entrées de commande pour la tension aux bornes du générateur et la puissance de la turbine ne sont pas spécifiées. Autrement dit, la tension aux bornes du générateur et la puissance de sortie sont spécifiées dans le flux de puissance, et le courant obtenu est utilisé pour calculer les entrées de commande requises.

L'objectif de la simulation dynamique est de prévoir le comportement du réseau électrique une fois que ce dernier a subi une perturbation. Cette perturbation pourrait être n'importe quel changement possible dans les conditions à l'état stable initial. Les études de stabilité transitoire portent des perturbations à savoir le défaut de type triphasé en fonction de sa durée, la perte d'un groupe électrogène, le faux déclenchement d'une ligne, l'ajout soudain d'une charge ou le changement d'une entrée de commande. La perturbation est modélisée par un changement d'une ou plusieurs constantes spécifiées dans le modèle dynamique.

Les études de stabilité en régime dynamique tiennent compte d'une part de la réponse du système à des perturbations plus petites mais plus fréquentes, telles que l'augmentation et la diminution des charges du système au cours de la journée de fonctionnement, et d'autre part des modifications du système telles que la perte d'une unité de production ou d'une ligne. Par contre, les

études de stabilité dynamique ne tiennent généralement pas compte des conditions pendant les défauts.

2.8 Analyse de la stabilité transitoire

L'analyse de la stabilité transitoire concerne l'interprétation de la réponse du réseau électrique lors d'une perturbation importante pendant une période de temps. L'objectif de base de l'analyse est de déterminer si toutes les machines synchrones reviennent au synchronisme après le défaut. Le deuxième objectif est de déterminer si la réponse non linéaire du système est acceptable ou non. Cette analyse est faite à travers une simulation dynamique en utilisant les modèles dynamiques et les méthodes d'intégration numérique.

2.8.1 Calcul de l'état du système avant le défaut

Après avoir déclaré les données du réseau électrique, nous procédons à l'analyse de l'écoulement de puissance afin de déterminer les tensions des jeux de barres et les courants des générateurs avant l'apparition de défaut. Cette analyse nous permet aussi de calculer les puissances actives et réactives générées par les générateurs ainsi que la puissance apparente du jeu de barres de référence.

2.8.2 Calcul de l'état du système en présence de défaut

Le défaut est généralement modélisé comme une modification de la matrice d'admittance de jeu de barre. La solution des équations algébriques et différentielles produit un changement dans les variables algébriques, tels que, la variation de la tension et du courant. Ces changements peuvent déstabiliser l'équilibre. La solution instantanée de chaque état, est appelée la trajectoire, et elle est obtenue en utilisant des techniques d'intégration numériques. La solution continue jusqu'à l'élimination de défaut. Il existe principalement deux approches pour la simulation du réseau électrique : la méthode implicite et la méthode explicite. Pour les algorithmes implicites, le système d'équations différentielles et algébriques est transformé en un système d'équations algébriques par discrétisation puis résolu à la fois en utilisant la méthode de trapézoïdale dans sa globalité. La solution du modèle à chaque intervalle de temps est effectuée en utilisant la méthode de Newton, avec une estimation initiale égale à la solution obtenue lors de l'intervalle précédent. Pour les algorithmes explicites, chaque équation différentielle, après application d'une formule d'intégration, est résolue individuellement par les méthodes numériques: la méthode d'Euler, la méthode d'Euler modifiée et la méthode de Runge-Kutta [1].

2.8.3 Élimination de défaut

Lorsque la méthode d'intégration numérique atteint le temps d'élimination de défaut, la nouvelle matrice admittance du système est modifiée pour refléter la condition après le défaut. Il peut s'agir sur l'élimination du défaut lui-même ou de l'élimination d'une ligne ou d'un groupe de production.

2.8.4 Calcul des trajectoires du système après le défaut

Avec la modification de la matrice admittance du système, la méthode d'intégration numérique continue à calculer la solution des équations différentielles-algébriques. Cette solution est généralement poursuivie jusqu'à un temps spécifié, sauf si le système est instable vu qu'un ou plusieurs angles de rotor de la machine ont dépassé un critère spécifié, tel que 180 degrés, par rapport à une référence synchrone ou à d'autres machines moins perturbées. Un système instable contient normalement des trajectoires qui augmentent sans limite. Cependant, si toutes les trajectoires des angles des machines synchrones augmentent sans limite, le système peut être considéré comme stable dans le sens où toutes les machines restent en synchronisme, bien que la vitesse finale puisse ne pas être la vitesse nominale synchrone. Une solution peut être interrompue parce qu'une ou plusieurs des trajectoires sont inacceptables, c'est-à-dire que la tension chute en dessous des niveaux transitoires acceptables.

2.9 Analyse de la stabilité transitoire d'un système à jeu de barres infini (SMIB)

2.9.1 Impact du système d'excitation de la machine synchrone sur la stabilité transitoire

Pour analyser la stabilité angulaire d'un réseau électrique en fonction des perturbations sévères, nous prendrons le cas d'un système simple représenté dans la figure 2-4.

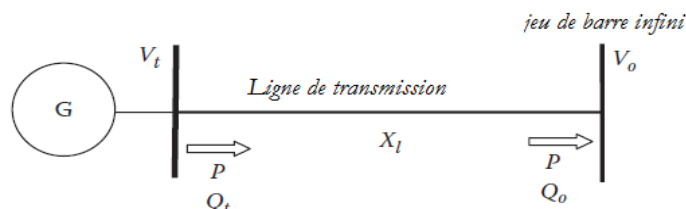


Figure 2-4 Réseau à jeu de barres infini

Le système est constitué d'un générateur synchrone fournissant de la puissance au jeu de barres infini via une ligne de transmission de réactance " X_l ". La tension de sortie de générateur est V_t et la tension de jeu de barres infini est " V_o ". L'angle de puissance dans ce cas est " δ " et il est défini

comme l'angle entre la tension du jeu de barres infini V_0 et la tension interne de générateur E_f . La figure 2-5 représente le circuit équivalent de système étudié.

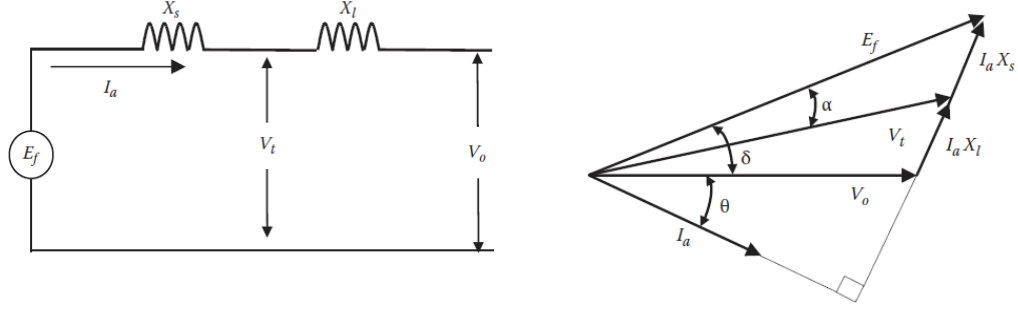


Figure 2-5 Circuit équivalent de système étudié et leur diagramme de phase

L'équation de base du système est :

$$\bar{E}_f = \bar{V}_0 + \bar{I}_a \bar{X}_l + \bar{I}_a \bar{X}_s \quad 2-22$$

L'équation 2-22 peut se réécrire comme suit :

$$\bar{E}_f = \bar{V}_0 + \bar{I}_a \bar{X} \quad 2-23$$

Où $\bar{X} = \bar{X}_l + \bar{X}_s$

Les équations de la puissance de ce système est :

$$P = \frac{V_0 E_f}{X} \sin \delta \quad 2-24$$

Et

$$Q_0 = \frac{V_0}{X} (E_f \cos \delta - V_0) \quad 2-25$$

Sachant que Q_0 est la puissance réactive fournie au jeu de barres infini.

La puissance réactive au générateur Q_t s'écrit :

$$Q_t = \frac{V_t}{X_s} (E_f \cos \alpha - V_t) \quad 2-26$$

Où, α est l'angle entre V_t et E_f .

Nous appliquons un défaut triphasé au jeu de barres source pour évaluer l'état de stabilité du système étudié et aussi pour déterminer le temps critique d'élimination de défaut, et d'évaluer la réponse de l'équation de mouvement (swing equation) [37]. L'angle initial transitoire de générateur peut être déterminé à partir de l'équation 2-24, comme suit :

$$\sin \delta = \frac{P X_{eq}}{E_f V_0} \quad 2-27$$

Sachant que X_{eq} est la réactance équivalente du système étudié.

La tension interne de générateur peut être déduite en utilisant les équations (2-25) et (2-27) :

$$E_f = \sqrt{\left(\frac{PX_{eq}}{V_0}\right)^2 + \left(\frac{Q_0 X_{eq}}{V_0} + V_0\right)^2} \quad 2-28$$

Et l'angle de phase de la tension est donné par :

$$\tan \delta = \frac{\frac{PX_{eq}}{V_0}}{\frac{Q_0 X_{eq}}{V_0} + V_0} \quad 2-29$$

Pour évaluer les résultats du système étudié par le logiciel de simulation PSAT (power System Analysis Toolbox), nous appliquons un défaut à l'instant $t=0.5$ sec avec quatre cas différents de la durée du défaut, représenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2-1 Durée de défaut appliqué (TC représente le temps critique du défaut)

Cas	Durée de défaut (sec)	Système d'excitation
Cas1	$0.2 < TC$	Sans système d'excitation avec $TC=0.2167$ sec
Cas2	$0.2167 = TC$	Sans système d'excitation avec $TC=0.2167$ sec
Cas3	$0.2168 > TC$	Sans système d'excitation avec $TC=0.2167$ sec
Cas4	$0.2198 = TC$	avec système d'excitation de type 2 où $TC=0.2198$ sec

Lors de l'apparition de défaut, le transfert de puissance augmente et par conséquent l'angle de puissance augmente à son tour. De plus, le courant "I" augmente et provoque ainsi la diminution d'une part de la tension du jeu de barres en défaut et d'autre part de la diminution de la puissance électrique de la machine synchrone du fait que son impédance est principalement inductif.

Cette perturbation provoque une augmentation de l'angle du rotor pouvant dépasser les limites de fonctionnement synchrone de la génératrice peut-être au-delà des limites du fonctionnement synchrone de la génératrice. Le rotor s'accélère suite à l'augmentation du flux de puissance et cela peut provoquer une perte de synchronisme.

Les résultats de simulation dépendent de certaines caractéristiques dynamiques du réseau électrique sans tenir compte des effets d'amortissement et aussi en absence des contrôleurs. L'augmentation de temps critique entraîne une augmentation de l'amplitude des oscillations angulaires dès l'apparition de défaut puis se stabilise avec une oscillation amortie vers un état de stabilité pour les cas 1 et 2 (figures 2-6). Les figures 2-8, 2-9, et 2-10 montrent l'effet du défaut sur

la vitesse rotorique de générateur, l'amplitude de la tension et la puissance active dans les cas 1 et 2. Nous remarquons que la tension et la vitesse du générateur oscillent suite à l'apparition de défaut et tend vers un état stable et que l'amplitude de cet oscillation comme cité le cas de l'angle de puissance est important dans le cas 2. Cependant, après élimination de défaut la tension est plus faible dans le cas 2 où la durée du défaut est plus importante par rapport au premier cas. Par contre, le cas3 où la durée du défaut dépasse le temps critique, le système tend vers un état d'instabilité (figure 2-7).

Les transitoires de la puissance active montrent une relation étroite avec les critères des aires égales EAC. Cette relation est illustrée par les zones d'accélération et de décélération de la courbe de la figure 2-10. Il est clair que l'instabilité du réseau électrique dans le cas 3 est créée par l'augmentation des zones d'accélération par rapport aux zones de décélération. De plus, le générateur n'a pas pu décélérer et reste accélérer continuellement. Dans les autres cas, c'est-à-dire 1 et 2, les zones d'accélération sont inférieures aux zones de décélération.

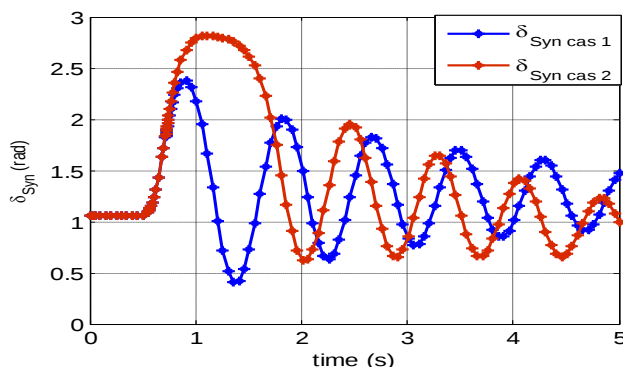


Figure 2-6 Angles de puissance pour les cas1 et 2

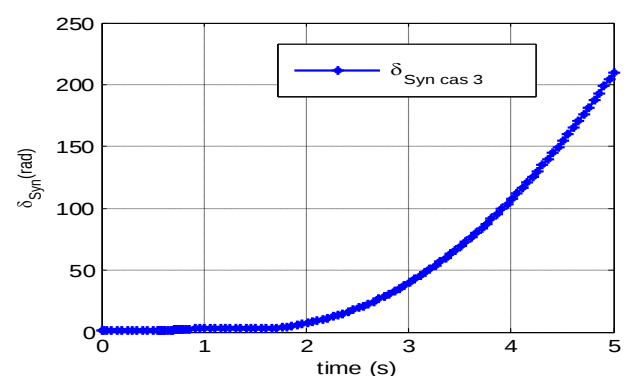


Figure 2-7 Angle de puissance pour le cas3

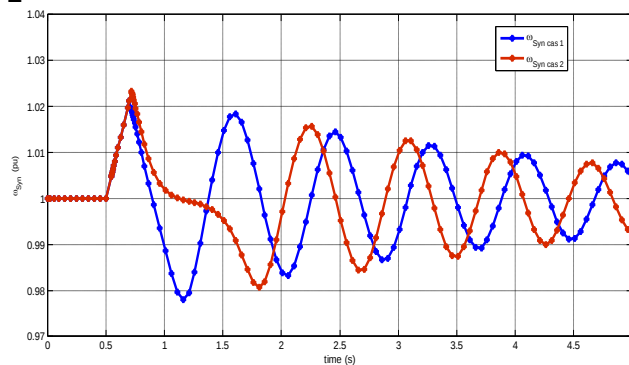


Figure 2-8 Vitesses rotoriques des générateurs dans les cas 1 et 2

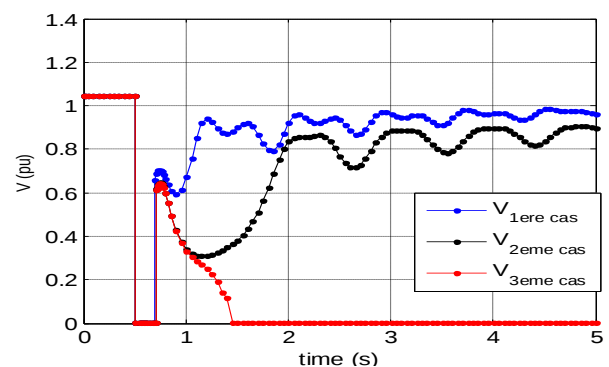


Figure 2-9 Tensions du jeu de barres en défaut pour les trois cas

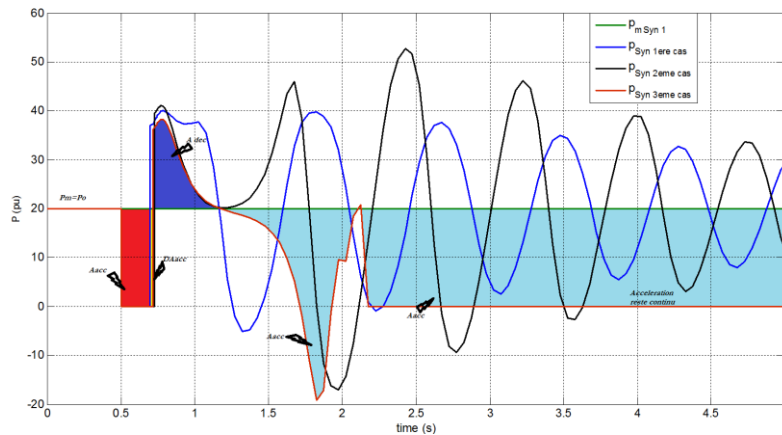


Figure 2-10 Puissances générées pour les 3 cas (surface d'accélération et de décélération)

Si on veut voir l'impact du système d'excitation sur l'amélioration de la stabilité transitoire, il faut étudier l'effet de la durée de contingence et de temps de réponse du système d'excitation.

Les systèmes d'excitation améliorent la stabilité transitoire suite à une perturbation sévère en amortissant les premières oscillations qui apparaissent après la perturbation. En effet, le système d'excitation peut contribuer de manière significative à l'amortissement des oscillations car il peut réduire le couple d'amortissement. Les figures 2-11 jusqu'à 2-14 (montrent l'effet de système d'excitation sur la stabilité transitoire pour une durée de défaut égale au temps critique. Nous remarquons que le temps critique est plus grand en présence de système d'excitation type2 (cas4). Ce dernier permet aussi d'améliorer le profil de la tension de jeu de barres en défaut où la tension tend vers une valeur la plus proche de la tension de référence. Les oscillations des différentes grandeurs sont plus importantes dans le cas4 (en présence de système d'excitation).

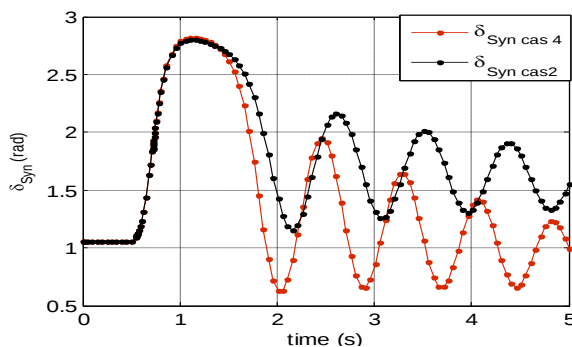


Figure 2-11 Angles de puissance de générateur

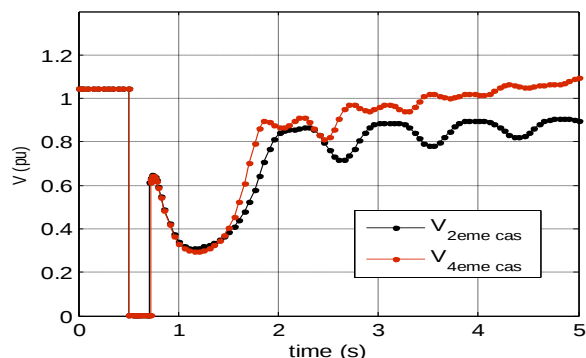


Figure 2-12 Tensions du jeu de barres en défaut

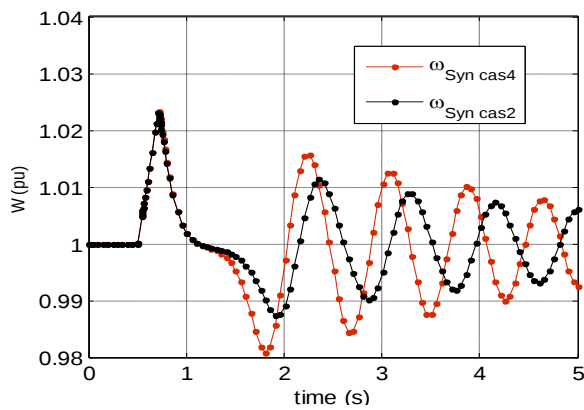


Figure 2-13, vitesses angulaires de générateur

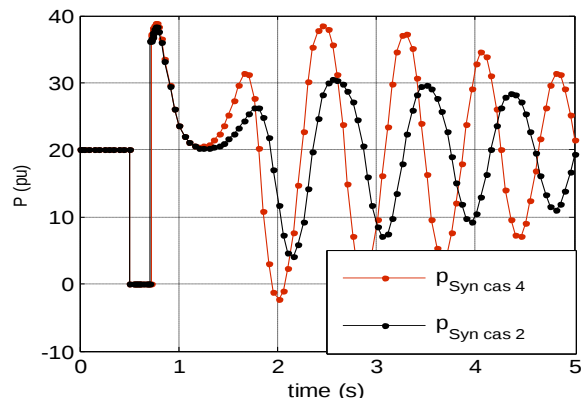


Figure 2-14, puissances générées

2.10 Analyse de la stabilité transitoire d'un système multi-machines

Le système électrique comprend plusieurs machines de caractère non-linéaire dans les interconnectés entre elles. Donc, toutes les machines fonctionnent en parallèle et à vitesse synchrone dans des conditions de fonctionnement normale. Un réseau électrique composé de 10 machines à savoir le réseau IEEE39 jeux de barres est étudié et analysé (Figure 2-15). L'objectif est d'augmenter le temps d'élimination du défaut en présence des systèmes d'excitation statique de type 2. Deux scénarios sont étudiés : absence d'excitation (cas 1), présence de système d'excitation (cas 2). Cette étude consiste à analyser le comportement du système avant, pendant et après un défaut triphasé équilibré injecté au jeu de barres 02 qui engendre une déconnexion d'une ligne 2-25. Une simulation numérique de l'ensemble du système composé de générateurs, de lignes de transmission, de transformateurs et de charges en utilisant un logiciel NEPLAN. La simulation est effectuée en présence d'un défaut symétrique de durée 150 ms dans les deux cas décrits ci-dessus.

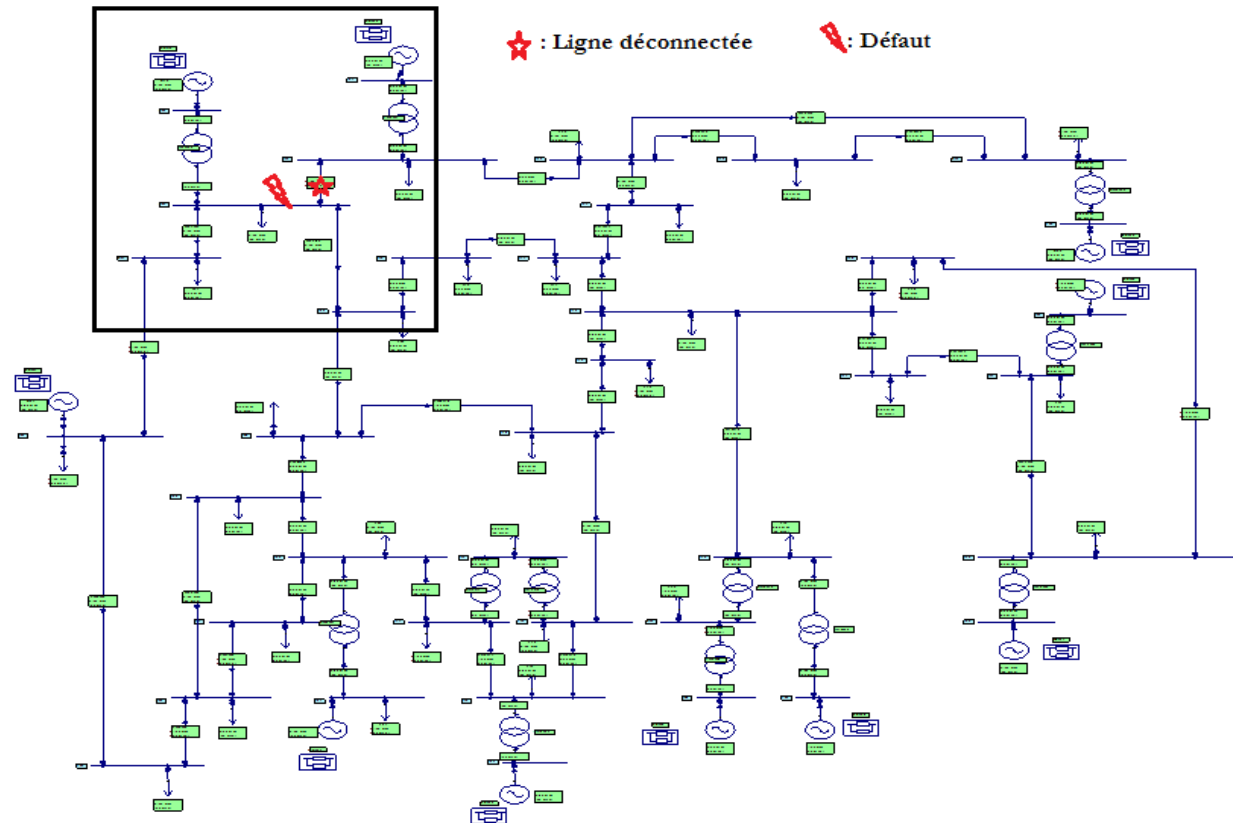


Figure 2-15 Réseau IEEE39 JB étudié.

La figure 2-16 schématise le principe le système d'excitation statique (PSAT) de type 2.

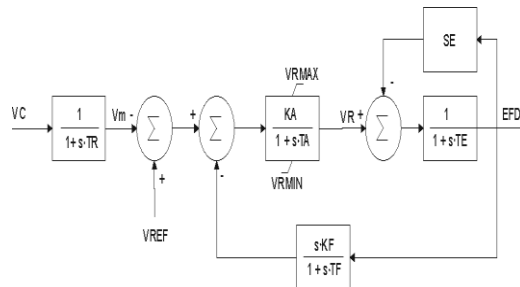


Figure 2-16 Système d'excitation PSAT type02

Les différents paramètres du système d'excitation utilisé sont regroupés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2-2 Paramètres de système d'excitation PSAT type02

Nom	T_R	K_A	T_A	K_F	T_F	T_E	AE	BE	V_{Rmin}	V_{Rmax}
Valeur	0.001	20	0.02	0.001	1	0.7	0.0006	0.9	1.395	10

Où

T_R , T_A , T_F , et T_E , sont les constantes de temps de mesure, d'amplification, de stabilisation, et de flux respectivement en seconde.

K_A , et K_F , sont les gains d'amplification, et de stabilisation. A_E , et B_E sont les coefficients maximales de la fonction S_E . V_{Rmin} , V_{Rmax} , sont les tensions de régulation minimale et maximale, et v_f est la tension interne de la machine synchrone.

Où

$$S_E(v < E_{FD}) = A_E (e^{B_E |E_{FD}|} - 1) \quad 2-30$$

La Figure 2-17 montre les amplitudes de tension de l'ensemble des nœuds du système étudié obtenu par l'analyse de puissance. Nous remarquons que la majorité des jeux de barres ont une tension supérieure à 1.0 pu à cause des caractéristiques des lignes (longue distance), ainsi que leur caractère capacitif.

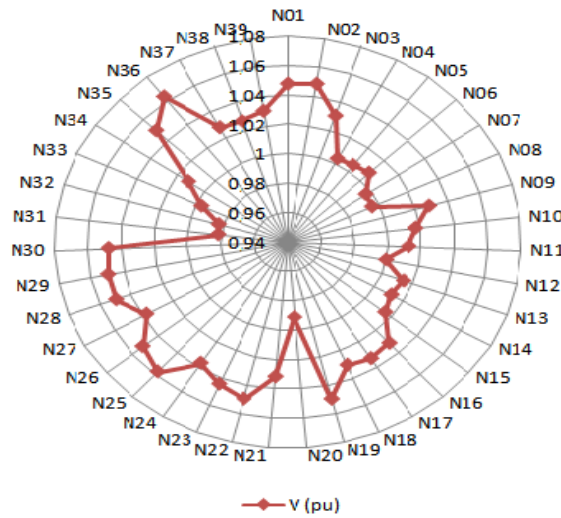
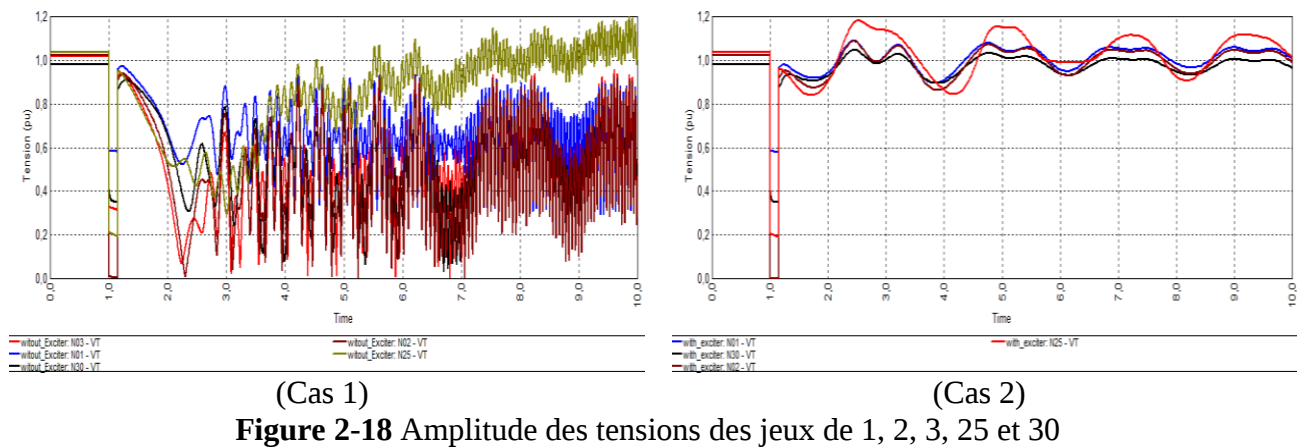
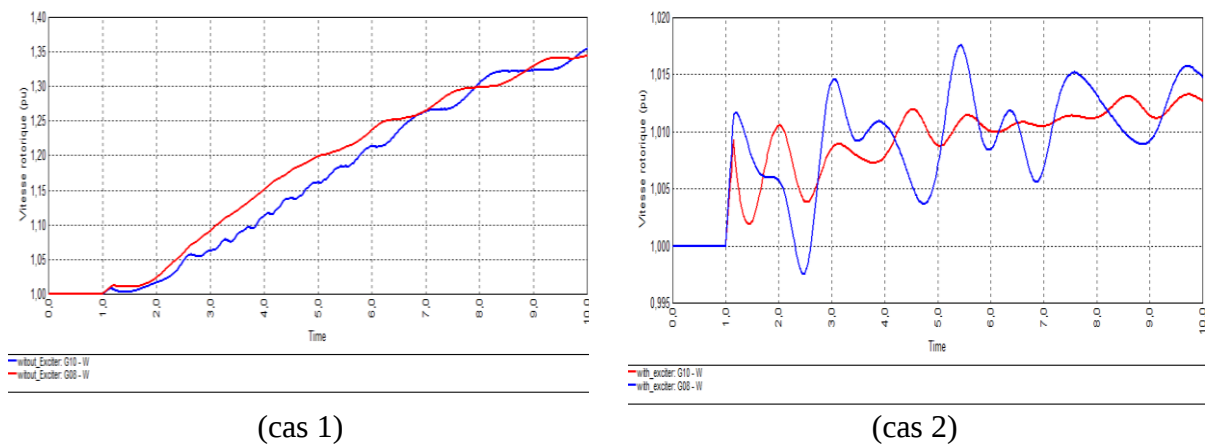


Figure 2-17 Amplitude des tensions des jeux de barres

La Figure 2-18 représente la variation de la tension du jeu de barres en défaut (JB2) et des jeux de barres adjacents (JB1, JB3, JB25, JB30) pour différents cas en présence de défaut et pour les différents scénarios considérés. En absence de systèmes d'excitation, nous remarquons qu'après apparition de défaut les tensions des jeux de barre 1, 2, 3, 25, et 30 oscillent de manière continue. La vitesse des générateurs synchrones proches de défaut à savoir G8, et G10 perdent le synchronisme comme le montre la Figure 2-19 (cas 1).



La présence de système d'excitation PSAT permet de stabiliser le réseau. En effet, les tensions et les vitesses rotoriques des générateurs proches de défaut retrouvent un état stable avec de faibles oscillations une fois que le défaut est éliminé (Figure 2-18 (cas2), et Figure 2-19 (cas 2)).



2.11 Conclusion

Un réseau électrique doit maintenir sa stabilité malgré la présence de tous les éléments pouvant affecter son bon fonctionnement que ça soit un problème externe tels que, les coups de foudre au niveau des réseaux de transport d'énergie électriques, ou bien les anomalies internes de réseau électrique dues au vieillissement de ses éléments, aux chutes importantes de tension et/ou de fréquence. Dans ce chapitre, nous avons étudié la stabilité transitoire d'un réseau électrique en présence d'un défaut triphasé. Nous avons d'abord présenté la modélisation de l'ensemble des éléments du système. Ensuite une première étude de stabilité transitoire a été menée sur un réseau à jeu de barres infini relié à une source synchrone via une ligne de transmission, en présence de défaut au niveau du jeu de barres source de différentes durées. Nous avons constaté que le système devient instable pour une durée de défaut supérieure au temps critique (TC). Dans cette première étude, nous avons remarqué que la présence d'un système d'excitation augmente le temps critique et

rend le système stable. L'analyse de la stabilité transitoire est aussi traitée dans le cas d'un réseau électrique multi-machines en l'occurrence le réseau IEEE39 JB. Dans cette deuxième étude, nous avons appliqué un défaut de durée supérieure au temps critique afin de constater l'effet de ce dernier sur le profil de la tension du jeu de barres en défaut et des jeux de barres adjacents ainsi que sur l'états des générateurs synchrones voisins. La zone d'apparition du défaut subit une instabilité en termes de tension des jeux de barres et d'angles et vitesses des générateurs synchrones. L'utilisation des systèmes d'excitation PSAT de type 2 permet au réseau de retrouver sa stabilité.

Chapitre 03

Analyse de la stabilité transitoire en présence des énergies renouvelables et systèmes FACTS

3 Chapitre 03 Analyse de la stabilité transitoire en présence des énergies renouvelables et systèmes FACTS

3.1 Introduction

Le système électrique actuel doit assurer à la demande une énergie propre et permanente. Face à ce déficit, les gestionnaires des réseaux électriques sont face à avoir n'importe quel type de contingence pouvant affecter leurs réseaux. Cependant, le phénomène transitoire influe sur les réseaux électriques de manière significative sur sa stabilité. L'insertion des compensateurs dynamiques à base d'électronique de puissance peuvent améliorer voire régler l'instabilité du réseau lors d'un défaut.

L'intégration massives des sources renouvelables aux réseaux électriques est encourager par le secteur énergétique pour plusieurs raisons, tels que minimiser l'émission des gaz à effet de serres, investir les zones où ces sources sont disponibles, alléger l'écoulement du courant dans les lignes de transport, etc...

Dans ce chapitre, nous avons étudié la stabilité transitoire d'un réseau électrique en présence des sources d'énergie renouvelables en l'occurrence les éoliennes et/ou les panneaux solaires. Nous analyserons par la suite l'impact des dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire de réseau électrique. En effet, l'insertion des compensateurs shunts SVC, et STATCOM contribuent à l'amélioration de la stabilité du système.

3.2 Impact des sources éoliennes sur le réseau électrique

La présence des sources éoliennes de vitesse minimale supérieure à 4.0 m/sec est nécessaire pour une installation de ferme à base du vent. Vu que la vitesse primaire du vent dépend, généralement, de l'altitude et de la météorologie, l'installation des systèmes d'électronique de puissance est nécessaire pour surveiller les limites de la vitesse de rotation de la machine asynchrone par rapport à la fréquence imposée par le réseau.

Le vent est modélisé d'après la distribution de Weibull proposée par [38], en prenant en compte sa vitesse moyenne, son rampe, et son rafale.

La puissance mécanique extraite du vent dépend de la vitesse rotorique de la machine et de la vitesse du vent. Elle est donnée par :

$$P_w = \frac{\rho}{2} C_p(\lambda, \beta) A_r V_w^3 \quad 3-1$$

D'où

V_w est la vitesse de vent.

β est l'angle de calage des hélices de la turbine

C_p est le coefficient de puissance,

λ , et A_r sont le ratio de la vitesse et la surface balayée par les hélices de la turbine respectivement [39].

Le coefficient de performance est donné par :

$$C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad 3-2$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad 3-3$$

3.2.1 Model de la machine asynchrone à vitesse constante

Le model de la machine asynchrone à vitesse constante est représenté par les équations suivantes [38]:

$$\begin{cases} v_r = -V \sin(\theta) \\ v_m = V \cos(\theta) \\ P = v_r i_r + v_m i_m \\ Q = v_m i_r - v_r i_m + b_c (v_r^2 + v_m^2) \end{cases} \quad 3-4$$

Où

b_c est la réactance capacitive et les indices r, m représentent la partie réelle et imaginaire des grandeurs électriques de la machine.

La relation entre le courant et la tension est la suivante :

$$\begin{cases} e'_r - v_r = r_s i_r - x'_m i_m \\ e'_m - v_m = r_s i_m - x'_r i_r \end{cases} \quad 3-5$$

La relation entre le courant et la tension est :

$$\begin{cases} \frac{dE'_r}{dt} = \omega_s s E'_m - (E'_r - (x_0 - x'_m) i_m) / T_0' \\ \frac{dE'_m}{dt} = -\omega_s s E'_r - (E'_m - (x_0 - x'_r) i_r) / T_0' \end{cases} \quad 3-6$$

Où

s est le glissement de la machine.

x_0 , x' , et T_0' peuvent être obtenus à partir des paramètres du générateur :

$$x_0 = x_s + x_m \quad 3-7$$

$$x' = x_s + \left(\frac{x_R * x_m}{x_R + x_m} \right) \quad 3-8$$

$$T_0' = \frac{x_R + x_m}{w_s r_R} \quad 3-9$$

L'équation mécanique de la machine asynchrone :

$$\begin{cases} \frac{dw_{wr}}{dt} = (T_{wr} - K_s \gamma) / (2H_{wr}) \\ \frac{dw_m}{dt} = (K_s \gamma - T_e) / (2H_m) \\ \frac{d\gamma}{dt} = w_s (w_{wr} - w_m) \end{cases} \quad 3-10$$

Avec

H_{wr} et H_m représentent l'inertie de la turbine et du rotor de la machine respectivement ;

γ est le facteur de sécurité ;

K_s est la rigidité de l'arbre.

Les couples électrique et mécanique s'expriment par :

$$\begin{aligned} T_e &= E_r' i_r + E_m' i_m \\ T_{wr} &= \frac{P_w}{w_{wr}} \end{aligned} \quad 3-11$$

3.2.2 Model de la machine asynchrone à double alimentation(DFIG)

Les équations électriques en régime permanent du générateur à induction à double alimentation sont représentées ci-dessous, sachant que la dynamique du flux du stator et du rotor est rapide par rapport à la dynamique du réseau et les commandes du convertisseur sont utilisées afin de déconnecter le générateur du réseau en cas d'une anomalie.

$$\begin{cases} v_{ds} = -r_s i_{ds} + [(x_s + x_m) i_{qs} - x_m i_{qr}] \\ v_{qs} = -r_s i_{qs} + [(x_s + x_m) i_{ds} + x_m i_{dr}] \\ v_{dr} = -r_R i_{dr} + (1 - w_m) [(x_R + x_m) i_{qr} + x_m i_{qs}] \\ v_{qr} = -r_R i_{qr} - (1 - w_m) [(x_R + x_m) i_{dr} + x_m i_{ds}] \end{cases} \quad 3-12$$

La tension statorique dépend de la tension du réseau en amplitude et en phase.

$$\begin{cases} v_{ds} = V \sin(-\theta) \\ v_{qs} = V \cos(\theta) \end{cases} \quad 3-13$$

Les puissances active et réactive fournies au réseau dépendent du courant statorique et du courant de convertisseur coté réseau.

$$\begin{cases} P = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_{dc} i_{dc} + v_{qc} i_{qc} \\ Q = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} + v_{qc} i_{dc} - v_{dc} i_{qc} \end{cases} \quad 3-14$$

Les puissances de convertisseur s'expriment par :

$$\begin{cases} P_c = v_{dc} i_{dc} + v_{qc} i_{qc} \\ Q_c = v_{qc} i_{dc} - v_{dc} i_{qc} \end{cases} \quad 3-15$$

Et les équations coté rotorique sont :

$$\begin{cases} P_r = v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr} \\ Q_r = v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr} \end{cases} \quad 3-16$$

La puissance finale injectée au réseau s'exprime donc comme suit :

$$\begin{cases} P = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr} \\ Q = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \end{cases} \quad 3-17$$

L'équation de mouvement de la machine est représentée par l'équation 3-18 en supposant que le convertisseur peut commander la dynamique du rotor de la machine.

$$\begin{cases} \frac{dw_m}{dt} = (T_m - T_e) / 2H_m \\ T_e = \psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds} \end{cases} \quad 3-18$$

La relation entre les courants du générateur et les flux statoriques sont :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = -((x_s + x_m) i_{ds} + x_m i_{dr}) \\ \psi_{qs} = -((x_s + x_m) i_{qs} + x_m i_{qr}) \end{cases} \quad 3-19$$

Le couple électrique s'écrit alors :

$$T_e = x_m (i_{qr} i_{ds} - i_{dr} i_{qs}) \quad 3-20$$

Le couple mécanique est le même que celui de la machine asynchrone à vitesse fixe.

$$T_m = \frac{P_w}{w_m} \quad 3-21$$

Le convertisseur dynamique est modélisé comme une source de courant où i_{dr} et i_{qr} sont des variables d'état utilisées pour la commande de la vitesse rotorique et de la tension. L'équation différentielle du courant de convertisseur.

$$\begin{cases} \frac{di_{qr}}{dt} = \left(-\frac{x_s + x_m}{x_m V} P_w^*(w_m) / w_m - i_{qr} \right) \frac{1}{T_e} \\ \frac{di_{dr}}{dt} = K_V (V - V_{ref}) - V / x_m - i_{dr} \end{cases} \quad 3-22$$

Sachant que $P_w^*(w_m)$ est la caractéristique puissance-vitesse qui optimise approximativement l'énergie éolienne reçue et elle est calculée sur la base de la valeur de la vitesse du rotor [40].

3.2.3 Comparaison entres les machines synchrones et asynchrones

Après avoir présenté les différentes équations de la machine asynchrone à vitesse fixe et à vitesse variable, nous analyserons l'effet de ces deux types de machines sur la stabilité transitoire. Le système étudié est illustre sur la figure 3-1. Il est composé d'une source de puissance connectée au réseau à jeu de barres infini, de deux transformateurs et de deux lignes parallèles ainsi qu'une charge locale connectée au réseau via une ligne de transmission. Trois types de machines sont considérées à savoir la machine synchrone, la asynchrone à vitesse fixe et la machine asynchrone à vitesse variable [39].

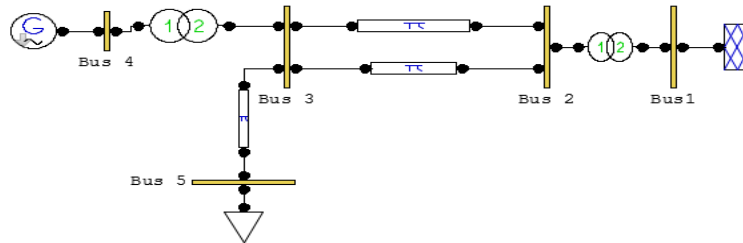


Figure 3-1 Système étudié[41]

Les technologies de sources conventionnelles où à base des énergies renouvelables peuvent être utilisées pour la génération d'électricité locale. Le besoin de stockage d'énergie local est déterminé par les besoins en termes de charge et les degrés de variabilité et d'intermittence de la source d'énergie primaire. La variabilité et l'intermittence caractérisent non seulement certaines sources d'énergies renouvelables telles que les ressources éoliennes et solaires, mais caractérisent également les sources d'énergies conventionnelles. Par exemple, si le générateur utilisait le fuel et si la charge locale est située dans des régions éloignées par rapport à l'emplacement de l'approvisionnement en fuel, le transport périodique de l'huile et le stockage local de l'huile sont nécessaires pour alimenter

le générateur. Par conséquent, le degré de disponibilité de l'huile définit la variabilité et l'intermittence de la source d'énergie.

Le système étudié est modélisé et simulé par le logiciel PSAT. Les données des technologies de production utilisées sont mentionnées sur l'annexe (A).

Divers charges statiques et dynamiques sont prises en compte pour évaluer les performances du système. Les paramètres des charges considérées sont regroupés le tableau 3-1.

Tableau 3-1 Type de charge

Cas 1	Impédance constante de 300MW+j75MVar
Cas2	Charge dépendante de la tension (Voltage Dependent Load (VDL)) avec $\alpha = 1.5$ & $\beta = 2.5$
Cas3	VDL avec $\alpha = 1.8$ & $\beta = 6$ [42]

La puissance active maximale injectée au jeu de barres source est choisie de telle sorte que le système reste stable après avoir été soumis à une perturbation spécifiée. La perturbation considérée dans ce cas est un défaut triphasé au jeu de barres 3 qui apparaît à l'instant $t=1.0$ s, et qui va provoquer la déconnection de la ligne 2-3 à l'instant $t= 1.05$ s. Les valeurs de puissance maximale de la source de la production dans les trois cas de charge considérées sont indiquées dans le tableau3-2.

Tableau 3-2 Puissance active fournir[42]

Cas	Niveau de puissance maximale (pu)		
	SG	DFIG	SCIG
Cas 1	3	1	0.6
Cas2	3	1	0.6
Cas3	2.6	1.3	0.6

Dans les sections suivantes, l'analyse statique et dynamique du système sera présentée. L'analyse statique comprend l'écoulement de puissance et la stabilité de la tension, tandis que l'analyse dynamique comprend la stabilité transitoire et la stabilité de la tension dynamique.

3.2.3.1 Écoulement de puissance

L'analyse d'écoulement de puissance est une inspection de la performance statique des systèmes électriques. Dans cette analyse, les charges sont représentées par un modèle PQ constant tandis que les générateurs sont représentés par des jeux de barres PV. Le nœud de référence est défini comme une amplitude de tension et un angle de phase constants pour représenter un très grand système en amont du système considéré. La base principale de l'analyse du flux de puissance consiste à trouver l'amplitude et l'angle de phase de la tension sur chaque jeu de barres et les puissances active et réactive transitées dans chaque ligne de transmission.

Dans cette analyse, la déviation maximale acceptable de la tension du jeu de barres est $\pm 10\%$. Les techniques itératives numériques sont généralement utilisées pour résoudre le problème de flux de puissance. Dans cette section, la méthode utilisée dans notre cas est la méthode de Newton-Raphson tandis que la règle trapézoïdale est utilisée pour l'intégration numérique dans l'analyse temporelle.

La Figure 3-2 montre les résultats du flux de puissance pour tous les modèles de charge et pour différents types des générateurs. D'après les résultats obtenus les niveaux des tensions sont acceptables pour diverses conditions. Rappelant que pour les deux modèles de charge qui dépendent de la tension, la charge initiale est de $(3.0 + j0.75)pu$ à la tension initiale $1.0pu$ au jeu de barres 5. Les résultats montrent que l'amplitude de la tension du jeu de barres 5 dépend fortement du modèle de charge. En effet, la consommation électrique de divers modèles de charge est sensible à la tension du jeu de barres. Nous remarquons que la diminution de la puissance réactive de la charge implique l'augmentation de la tension du jeu de barre de charge. Étant donné que le jeu de barre du générateur est représenté comme un jeu de barre PV, les technologies n'ont aucune influence sur le flux de puissance.

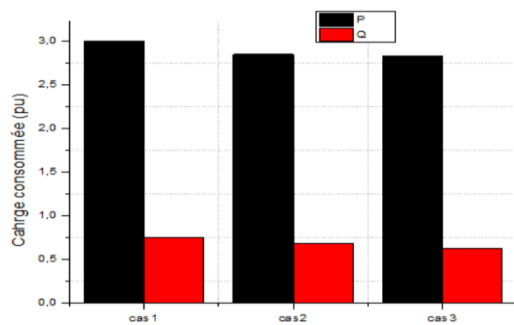


Figure 3-2 Charge consommée (pu)

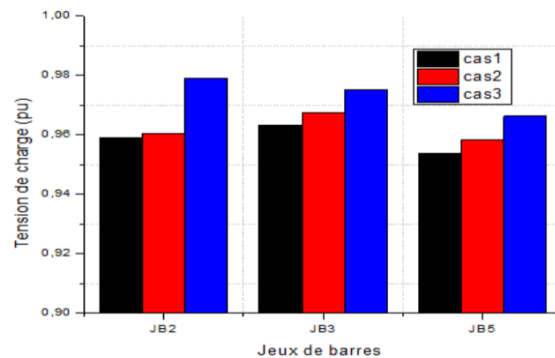


Figure 3-3 Tension des jeux de barres PQ

3.2.3.2 Analyse de la stabilité transitoire du système étudié

Dans cette partie, l'impact de temps d'élimination de défaut (CT) sur la stabilité transitoire de système est examiné. La contingence considérée est un défaut triphasé au niveau de jeu de barre 2 qui met la ligne L2-3(2) hors service (figure 3-1), Divers modèles de charge et technologies de génération seront étudiés. Le défaut apparut à l'instant $t=1.0$ s et le TC est à 0.03 s. La figure 3-4 montre l'effet des modèles de charge avec la même technologie de génération sur les tensions de jeu de barres tandis que la figure 3-5 montre l'effet de différentes technologies de génération avec le même modèle de charge sur les tensions des jeux de barres.

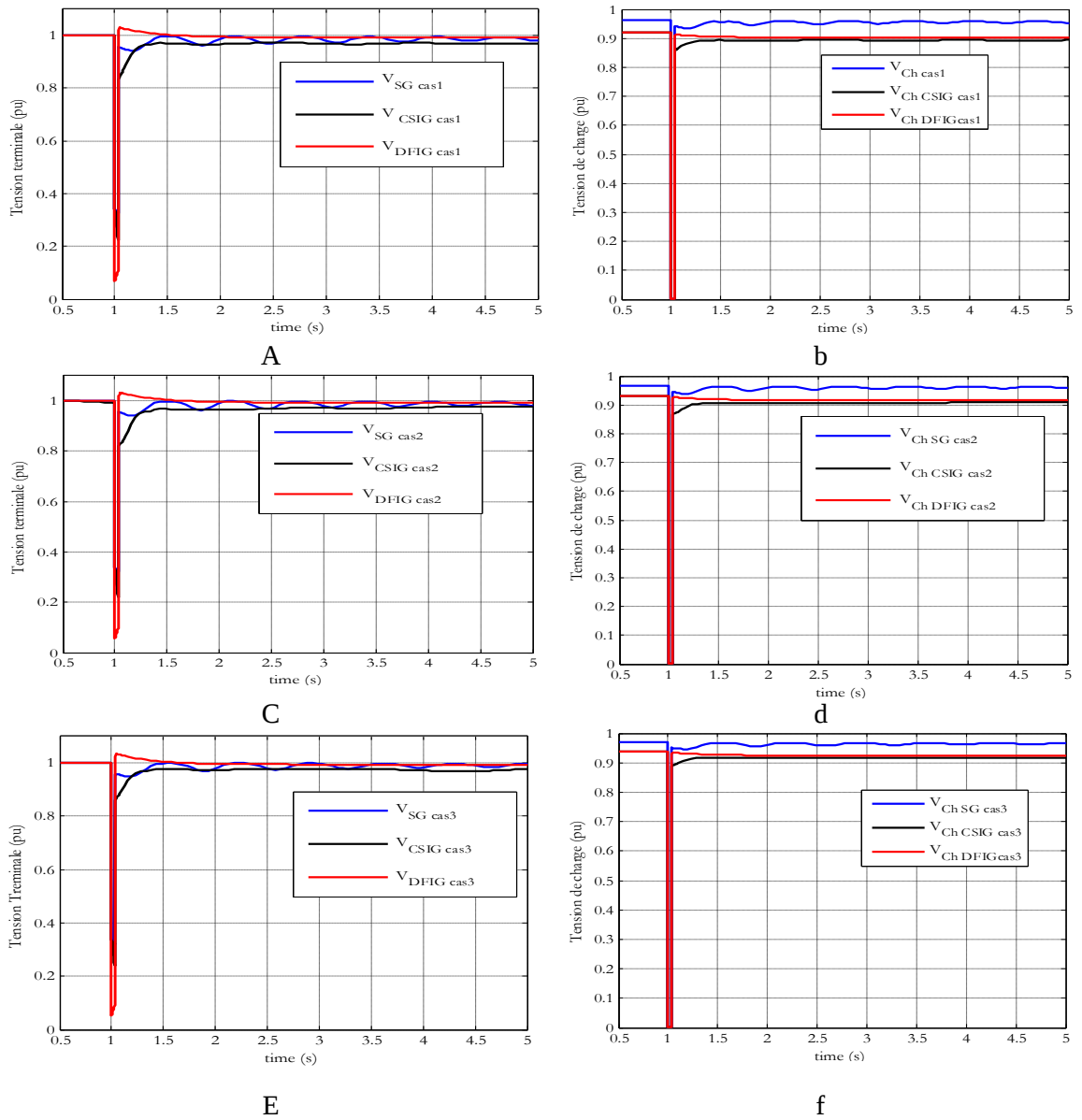
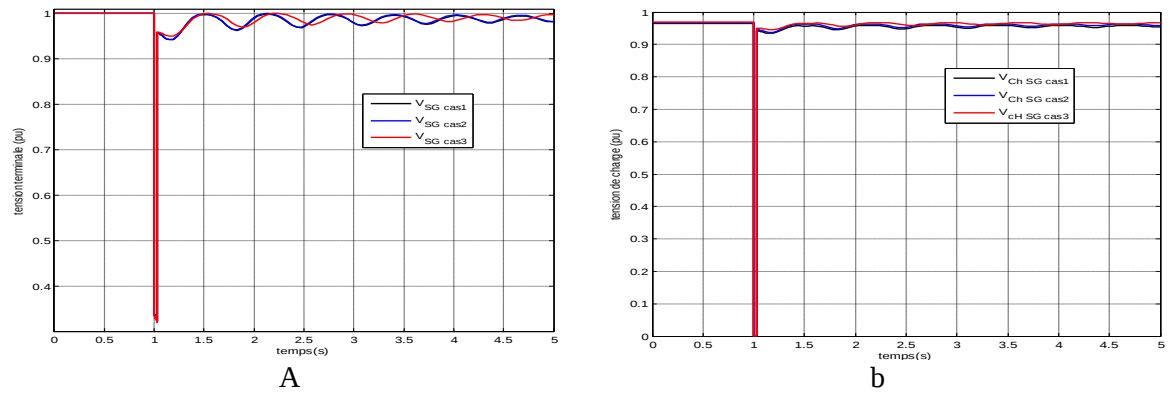


Figure 3-4 Effet de mode de charge sur les tensions : a, c et e : tension de génération ; b, d, et f : tension de charge



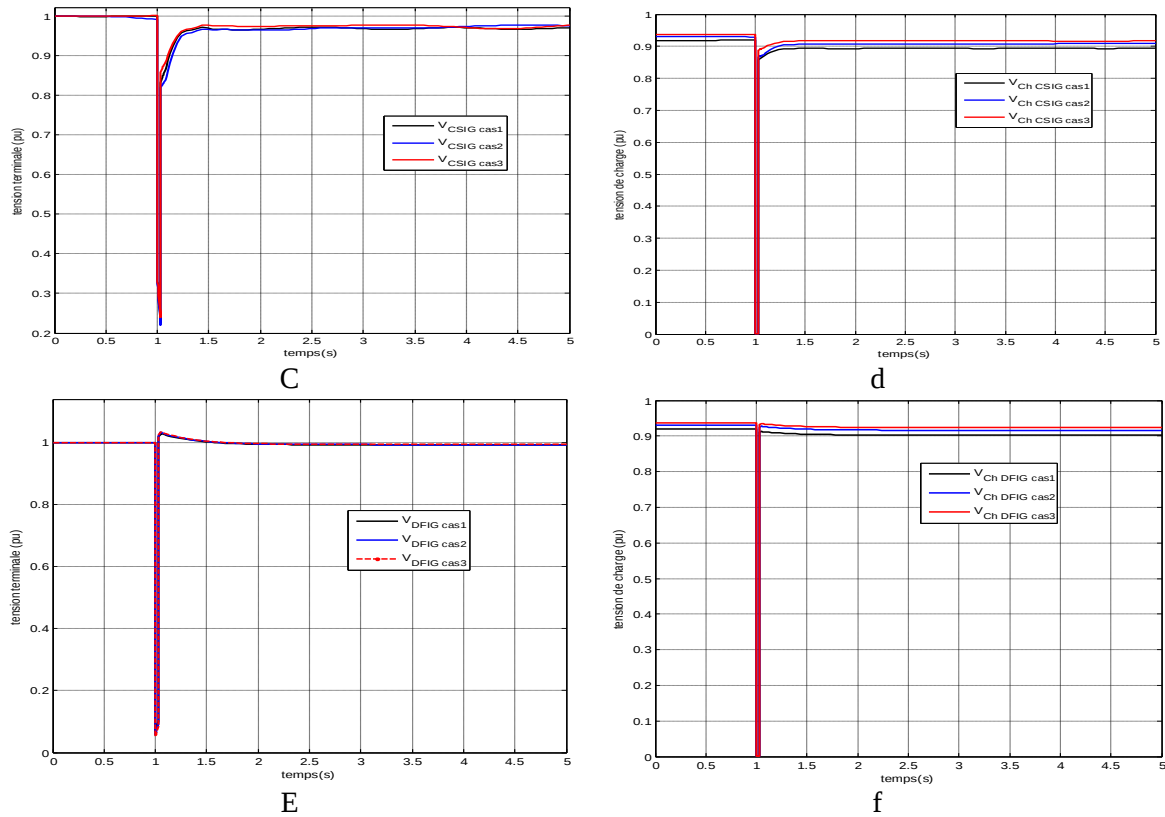


Figure 3-5 Effet des types de générateur sur les modes de charge ; a, c, et e : tension de génération ; b, d, et f : tension de charge

On peut voir à partir de ces résultats que les réponses des tensions transitoires associées aux modèles de charges (Voltage dependent loads) provoque une dégradation au niveau de tension après le défaut comme remarqué dans le cas où le type de génération est à base de la machine asynchrone à vitesse fixe voire à vitesse variable. De plus, les perturbations considérées, des points d'équilibre stables sont atteints dans les conditions après défaut. Par conséquent, la durée de défaut indiqué est inférieure au temps critique d'élimination de défaut CCT de l'une des conditions technologiques de charge et de production. Il est également clair que la réponse de tension au jeu de barres du DFIG est meilleure par rapport à celle liées aux jeux de barres du SG conventionnel et du SCIG. Les pires réponses transitoires de tensions sont liées aux jeux de barres du SCIG. Ceci peut être attribué à la capacité de contrôle de tension des DFIG. D'autre part, les SCIG ne peuvent fournir ni une puissance réactive contrôlable ni une capacité de puissance réactive. Comme ces générateurs sont équipés de condensateurs fixes à leurs bornes, leur support de tension en régime permanent est limité alors qu'ils n'ont pas contribué à améliorer le support de tension transitoire.

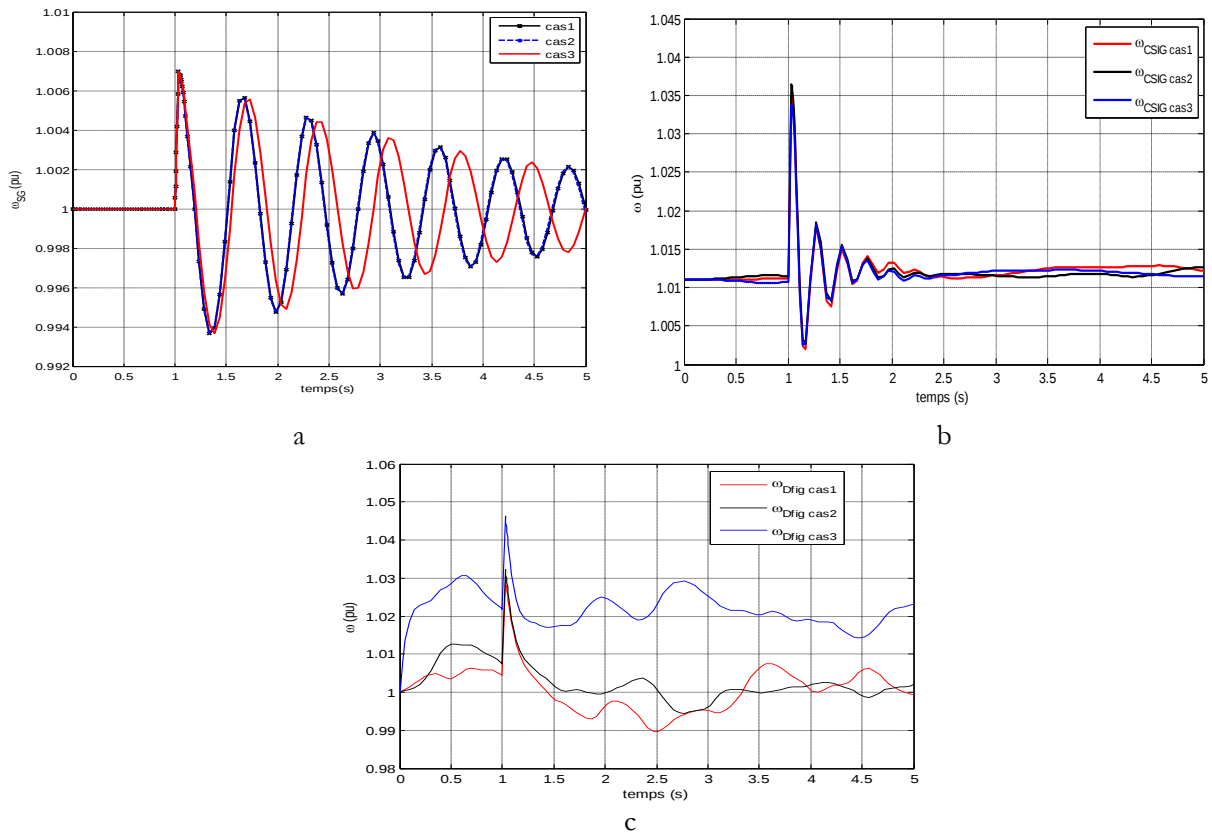


Figure 3-6 Évolution des vitesses rotoriques des différentes machines ; a : machine synchrone, b : machine asynchrone à vitesse fixe, et c : machines double alimentation pour différents cas de charge

Les figures ci-dessous représentent l'évolution des vitesses rotoriques des différents types de génération et de différents modes de charges. Il est clair que l'ampleur de l'oscillation de vitesse de rotation dépend de la valeur de la puissance fournie comme le montrent les figures 3-6 a et c, une fois le défaut est apparu et est éliminé par l'ouverture de la ligne 2-3 (2), car les valeurs de ces générateurs dépend du tableau 3-2, mais le mode de charge n'a pas une influence importante sur la variation de la vitesse de rotation.

3.2.3.3 Impact de compensateur réactif SVC sur la stabilité transitoire

Le compensateur SVC est utilisé dans les applications de transmission à plusieurs objectifs. Le rôle principal est de contrôler rapidement la tension aux points où il est installé dans les réseaux électriques. Les installations peuvent se situer au milieu des postes d'interconnexions des réseaux de transport. Le compensateur statique de puissance réactive SVC est essentiellement un élément shunt surveillé et ajuste le niveau de tension pour échanger un courant capacitif ou inductif avec le système afin de contrôler la puissance réactive et la tension des systèmes de puissance. L'une des configurations les plus utilisées du SVC est le type FC-TCR dans lequel un condensateur fixe (FC) est connecté en parallèle avec un réacteur contrôlé par thyristor (TCR). Dans sa forme simple, SVC

est connecté à la configuration FC-TCR, comme illustré à la Figure 3-7. Le SVC est connecté à un transformateur de couplage qui est connecté directement au jeu de barre alternatif dont la tension doit être régulée.

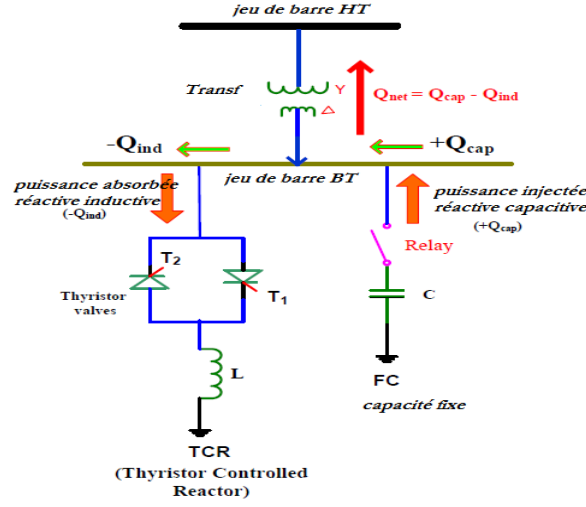


Figure 3-7 Model d'un SVC

Les équations algébriques et différentielles de SVC sont comme suit :

$$\begin{aligned} \frac{dv_M}{dt} &= (K_M V - v_M) / T_M \\ \frac{d\alpha}{dt} &= (-K_D \alpha + K \frac{T_1}{T_2 T_M} (v_M - K_M V) + K (V_{ref} - v_M)) / T_2 \\ Q &= -\frac{2\alpha - \sin 2\alpha - \pi(2 - x_L / x_c)}{\pi x_L} V^2 = -b_{SVC}(\alpha) V^2 \end{aligned} \quad 3-23$$

Sachant que.

α : est l'angle de déviation permettant de désigne le type compensation ; K_M : gain de mesure, T_M : temps de mesure, v_M : tension mesurée, K : gain de régulation ; K_D : constante de déviation, T_1 : constante de temps transitoire, T_2 : constante de temps de régulation, V_{ref} : tension de référence, x_L : réactance inductive, x_c : réactance capacitive, et b_{SVC} : la réactance équivalente de SVC.

Le SVC est initialisé après l'écoulement de puissance pour imposer la tension désirée au jeu de barre où il connecté. La figure 3-8 montre le régulateur de SVC.

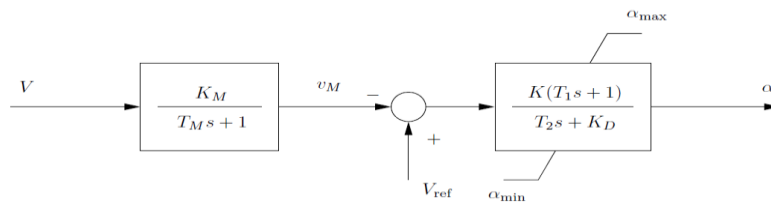


Figure 3-8 Régulateur du SVC

Un SVC est insérée au jeu de barres en défaut de durée de 0.05s éliminé par l'ouverture de la ligne 2-3(2) comme signaler dans la figure 3-1.

Cette étude peut être considérée le modèle de la figure 3-1, en présence des différentes technologies de production comme les machines synchrones, les machines asynchrones à vitesse fixe et à vitesse variable comme cité auparavant. Dans ce cas, nous avons utilisé le troisième cas de type de charge du tableau 3-1, et le deuxième cas pour le type de sources du tableau 3-2.

Pour distinguer la réponse de l'SVC insérée au jeu de barre ou le défaut est apparu avec l'élimination de la ligne 2-3(2) de durée de défaut de 0.03s, pour l'amélioration de la stabilité transitoire de différentes technologies du système étudié en considérant la même type de charge.

Les oscillations de l'angle de puissance et de la vitesse de rotation de la machine synchrone sont amorties, figure 3-9 et 3-10.

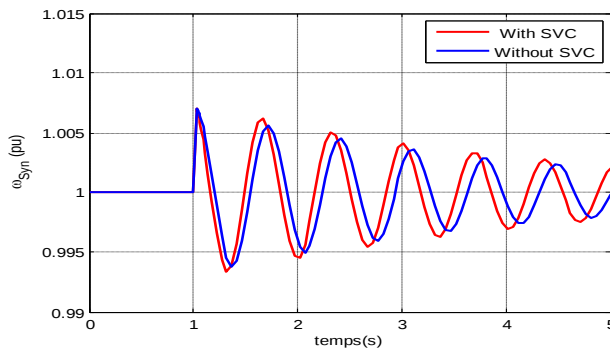


Figure 3-9 Vitesse rotorique de la machine synchrone

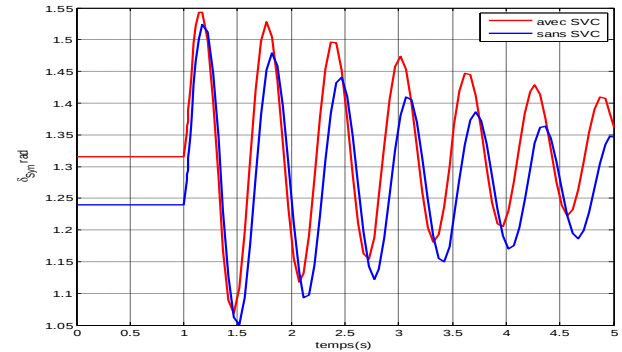


Figure 3-10 Angle de puissance de la machine synchrone

De plus, la présence de l'SVC peut rétablir le niveau de tension à sa valeur initiale une fois le défaut est éliminé comme représenté par les figures 3-11, et 3-12. On remarque aussi que le niveau de tension au moment du défaut 0.00019 (pu) est presque nulle car ce jeu de barres est plus proche de défaut puis se revient à son état initial en amplitude (présence de SVC) lors le défaut est éliminé.

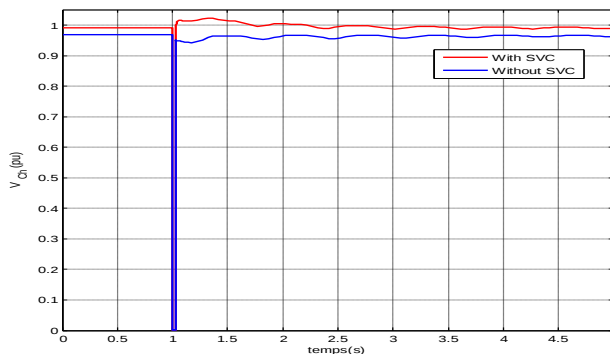


Figure 3-11 Tension de charge

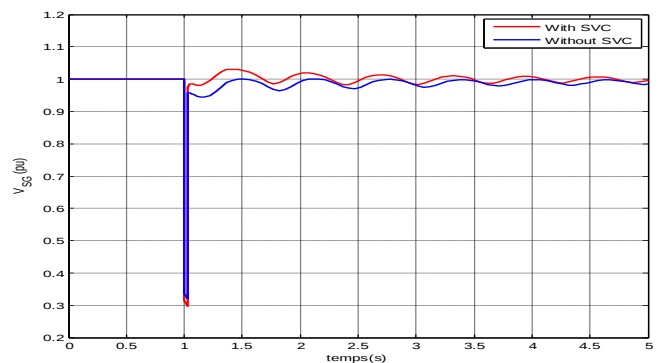


Figure 3-12 Tension de source

La figure 3-13, montrent l'évolution de la puissance réactive de l'SVC ainsi de la machine synchrone en présence et absence de SVC. Il est remarquable que, pour améliorer les tensions de

jeu de barres en défaut et adjacents à ses valeurs initiales après le défaut il faut fournir une puissance réactive nécessaire comme le montre l'évolution de la puissance réactive fournie par le SVC.

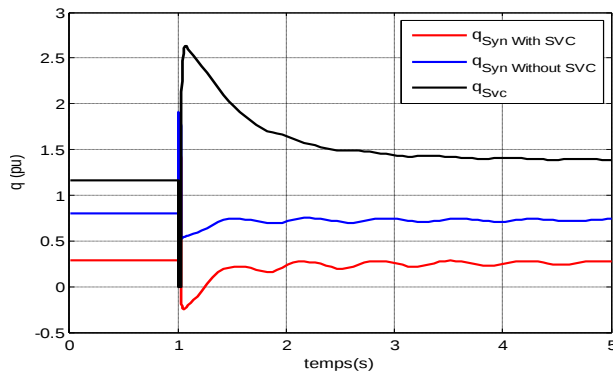


Figure 3-13 Puissances réactives fournies

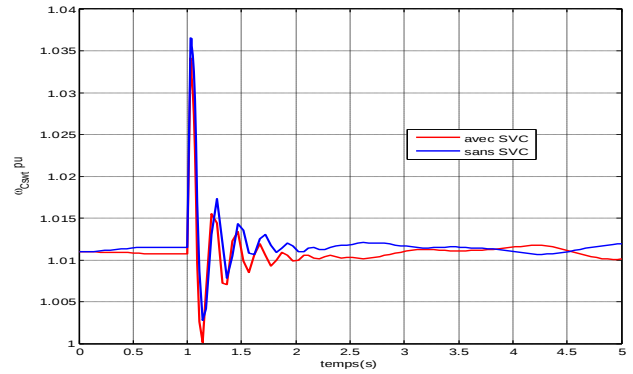


Figure 3-14 Vitesses rotoriques de l'éolienne

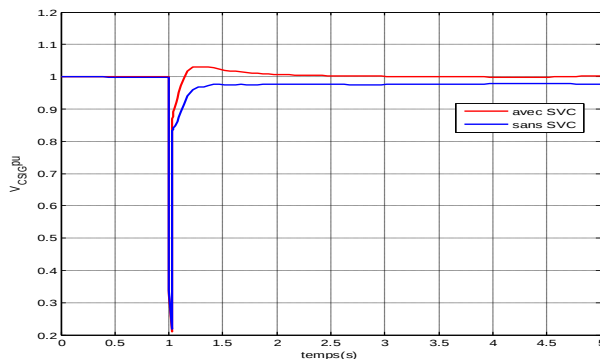


Figure 3-15 Amplitudes des tensions de source éolienne à vitesse fixe

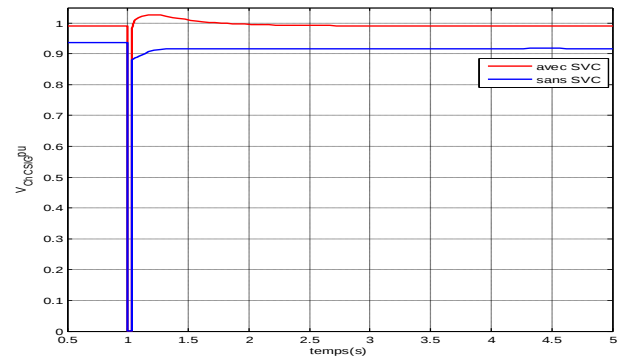


Figure 3-16 Tension de charge

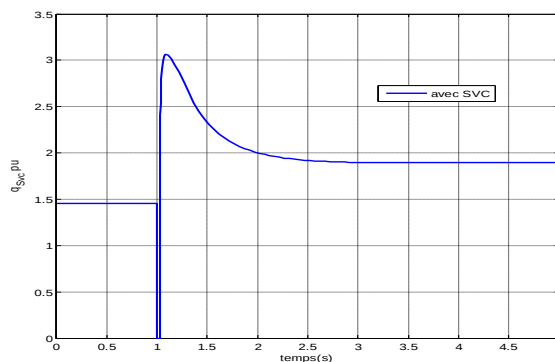


Figure 3-17 Puissance réactive de l'SVC

Si on remplace la machine synchrone par une ferme éolienne de puissance 60MW pour voir la réaction de l'SVC sur la stabilité de ce système étudié. Les figures 3-14 à 3-16 montrent clairement l'amélioration de la stabilité de la tension de source ou de charge après l'élimination de défaut ainsi l'oscillation de la vitesse de rotation de la machine asynchrone à vitesse fixe. Cette amélioration nécessite une évolution de puissance réactive fournie par le SVC comme le montre dans la figure 3-17.

Alors, on va remplacer la machine synchrone par une ferme éolienne à vitesse variable de puissance 100MW fournie au système de la figure 3-1. Appliquant une contingence engendrant une déconnexion de la ligne 2-3(2) à l'instant 1.03 s en présence de compensateurs SVC insérée sur un des jeux de barres où la ligne est déconnectée.

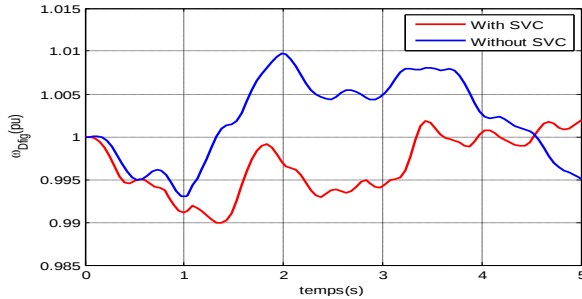


Figure 3-18 Vitesses rotoriques de machine asynchrone à vitesse variable

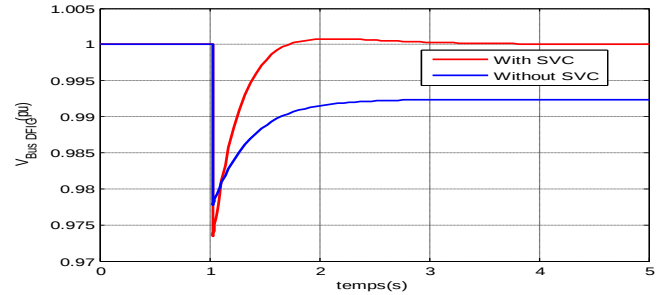


Figure 3-19 Tensions avec/sans SVC de DFIG

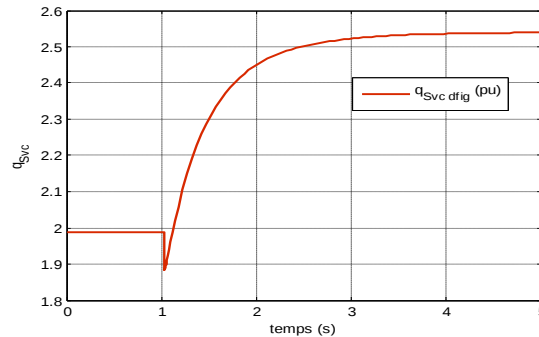


Figure 3-20 Puissance réactive de SVC

Les résultats de simulation montrent l'évolution de vitesse de rotation de la machine asynchrone, des tensions et de puissance réactive fournir par le SVC, respectivement. Il est clair que la vitesse de la machine asynchrone à vitesse variable ses oscillations se stabilisent une fois le SVC est installé par rapport au cas sans SVC (figure 3-18). Ainsi, la présence de ce compensateur fait augmenter la valeur des tensions de source voire de la charge à sa valeur initiale malgré la topologie de système qui change après la contingence (figures 3-19). La figure 3-20, représente la puissance réactive nécessaire fournir par le SVC pour stabiliser le réseau électrique en présence d'une contingence. Cependant, l'effet de la déconnexion de la ligne ne donne pas un risque moins important en comparant avec la présence d'un défaut triphasé sur un jeu de barre de réseau électrique de longue durée.

3.3 Augmentation de la stabilité transitoire d'un réseau Algérien-Sud - Est en présence des panneaux solaire et STATCOM

Cette partie traitera l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique de Sud- Est - Algérien composé de 12 jeux de barres. Ce réseau contient deux sources synchrones à base thermique, deux transformateurs auxquels est raccordés ces générateurs et sept charges représentant

différentes réseaux de répartition et distribution (figure 3-24). Il se caractérise par une élévation des tensions au niveau de ses jeux de barres à cause de la distance importante des lignes le constituant, et par conséquent l'apparition des effets capacitifs est très considérable. Les puissances totales consommées sont 297.5 MW et 59MVar. Le premier générateur est supposé comme référence. De plus, une ferme solaire montée en série et en parallèle pour obtenir la puissance continue souhaitée de valeur 61 MW qui seront convertir en alternative à travers un convertisseur PWM. Cependant, un AVR de type IEEE1 est inséré pour améliorer les performances de tension des générateurs. L'insertion des inductances shuntées afin de minimiser le niveau de ces tensions est insuffisante dans ce cas, la nécessité des compensateurs dynamiques parallèles FACTS peuvent régler et améliorer l'évolution de tension en amplitude dans les cas statique, dynamique voire transitoire. Parmi ces compensateurs nous avons choisi le STATCOM afin de stabiliser et améliorer les niveaux des tensions des jeux de barres en défaut et adjacents.

Pour refléter les éléments constituant le réseau électrique, il suffit de les modéliser, les générateurs synchrones, les lignes, les charges discutés auparavant.

3.3.1 Model du régulateur Automatique de Tension AVR

Le modèle utilisé dans cette partie est de type IEEE model 1, ses équations sont les suivantes [43]:

$$\begin{cases} \frac{dV_{ri}}{dt} = \frac{1}{T_{ai}} [-V_{ri} + K_{ai} (V_{refi} - V_i - V_{fi})] \\ \frac{dE_{fdi}}{dt} = \frac{1}{T_{ai}} [V_{ri} + (1 + S_{ei}(E_{fdi}))E_{fdi}] \\ \frac{dV_{fi}}{dt} = \frac{1}{T_{fi}} [-V_{fi} - \frac{(1 + S_{ei}(E_{fdi}))K_{fi}E_{fi} + K_{fi}V_{ri}}{T_{ei}}] \end{cases} \quad 3-24$$

Sachant que, V_{ref} est la tension de référence de l'AVR. V_r, V_f et E_{fd} sont la tension de sortie de l'AVR, le tension de stabilisateur de système d'excitation, et de tension interne de générateur synchrone respectivement. T_a, T_e et T_f sont des constantes de temps de l'AVR, de l'excitateur et de stabilisateur d'excitation. K_a , et K_f sont des gains de AVR et stabilisateur d'excitation. $V_{r\min}$ et $V_{r\max}$ les tensions max et min de la tension V_r , et S_e est la fonction de saturation définie comme suit:

$$S_e(E_{fd}) = A_e (e^{B_e |E_{fd}|} - 1) \quad 3-25$$

Ou A_e et B_e sont des constantes de circuit ouvert de magnétisation.

3.3.2 Model des panneaux solaires

Le photovoltaïque est un des éléments qui appartiennent aux sources renouvelables. Il est constitué de cellules raccordées en série pour créer la tension désirée et raccordées en parallèle pour sommer le courant de chaque cellule. La relation entre le courant et la tension est généralement non linéaire. La sortie de panneau solaire dépend de l'irradiation solaire. Ce model est à base de circuit a diode décrire dans les références [49] [50] [46][47].

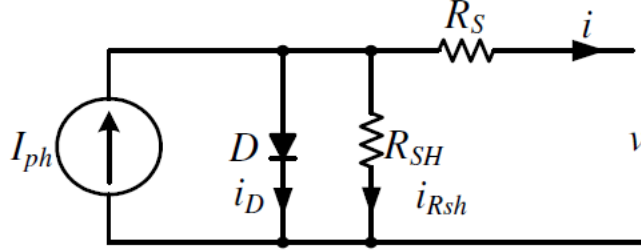


Figure 3-21 Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

$$i = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{v+i.R_s}{n_s.V_T}} - 1 \right) - \frac{v+i.R_s}{R_{sh}} \quad 3-26$$

$$V_T = \frac{AkT_{stc}}{q}$$

Sachant que, I_{ph} et I_0 sont des courants de photon et de circuit ouvert, R_s , R_{sh} et n_s sont la résistance série et parallèle de la cellule photovoltaïque et le nombre des cellules raccordées en série. V_T est la tension de passage thermique en présence du facteur de qualité, la constante de Boltzmann (k), T_{stc} la condition initiale de température et la charge des électrons (q). A est le facteur d'idéalité [48]. Les paramètres d'un panneau solaire pour le courant de court circuit, le courant de circuit ouvert en pratique en négligeant le terme (-1) de l'équation (3-26) car le courant de saturation dans la nuit est très faible par rapport au terme exponentiel donc.

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 e^{\frac{I_{sc}R_s}{n_s.V_T}} - \frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} \quad 3-27$$

$$I_{oc} = 0 = I_{ph} - I_0 e^{\frac{V_{oc}}{n_s.V_T}} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}$$

Les paramètres suivants caractérisent une cellule photovoltaïque ; I_{sc} , V_{oc} est la tension de circuit ouvert et P_{max} est la puissance maximale que la cellule peut fournir. Le facteur de remplissage (the fill factor FF) peut être obtenu par le constructeur où $P_{max} = FF.V_{oc}.I_{sc}$. Les fonctions de V_{oc} et I_{sc} dépendent de la température $\Delta T = T_c - T_a$, sachant que T_c et T_a sont les températures de la cellule et

ambiante, respectivement, avec des coefficients de correction de température pour la tension β , et pour le courant α , les équations du courant I_{sc} et de la tension V_{oc} sont représentées comme suit :

$$\begin{aligned} I_{sc} &= I_{sc25^0} (1 + \alpha \Delta T) \\ V_{oc} &= V_{oc25^0} (1 + \beta \Delta T) \end{aligned} \quad 3-28$$

La variation des irradiances G_a pour calculer le courant de court circuit ;

$$I_{sc} = I_{sc25^0} (G_a / 1000) \quad 3-29$$

La tension et le courant d'un panneau solaire dépendent du niveau de l'irradiation solaire et de température représentés comme suit :

$$\begin{aligned} v &= n_{ser} V_{oc} + n_{ser} n_s \ln(1 - i / (n_{par} I_{sc25^0} G_a / 1000)) \\ i &= n_{par} I_{sc} (1 - e^{(v - n_{par} V_{oc} + R_s i) / (n_{ser} n_s v)}) \end{aligned} \quad 3-30$$

Où n_{ser} , n_{par} , et n_s sont respectivement, le nombre des panneaux en série et parallèle et le nombre de cellule.

3.3.3 Model du STATCOM

Le STATCOM est un des éléments FACTS raccordé en parallèle sur le réseau, il est constitué par un transformateur associé avec un convertisseur de tension AC/DC, il est caractérisé par une faible réactance de transformateur, ses paramètres de sortie peuvent régler la tension de raccordement selon la tension de référence. Le circuit équivalent de STATCOM est représenté comme suit :

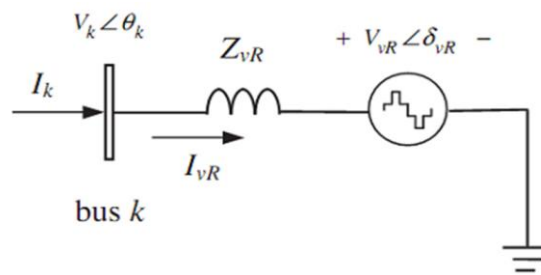


Figure 3-22 Circuit équivalent du STATCOM

Le STATCOM peut être modélisé comme source en parallèles à travers une impédance $Y_{vR} = G_{vR} + jB_{vR}$ où le courant fourni au nœud de connexion et sa puissance réactive sont comme suit :

$$\begin{aligned} I_{vR} &= Y_{vR} E_{vR} - Y_{vR} V_k \\ Q_{vR} &= V_{vR}^2 B_{vR} - V_{vR} V_k (G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)) \end{aligned} \quad 3-31$$

Sachant que δ_{vR} , et θ_k sont les angles de tension de STATCOM et de jeu de barre respectivement.

La commande utilisée est représentée par la figure 3-23.



Figure 3-23 Schéma block de la commande du STATCOM

3.3.4 Implémentation du réseau Algérien Sud Est

Dans cette étude nous avons utilisé une partie de réseau Algérien situé au Sud Est de notre pays pour l'analyse de la stabilité transitoire en présence du compensateur STATCOM ainsi une ferme solaires est insérée pour minimiser l'appelle de puissance par les autres centrales de base et par conséquent minimiser les pertes active et réactive sur les lignes de transport. Ce réseau porte une fermes solaire de puissance 61 MW à travers une quantité importante de modules solaires raccordés en cascades (séries-parallèles), 10 modules sont raccordés en série pour composer la tension désirée et 76806 branches raccordés en parallèle pour avoir cette puissance. Le courant de court circuit est 3.8 A, la tension de circuit ouvert de cellule est 21.1V, la tension et le courant maximale sont 20.9V et 3.8 A, respectivement. La température estimée $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, l'irradiation est 1 kW/m^2 , les coefficients α et β sont estimés $0.0036\text{ I/C}^{\circ}$. 0.042 V/C° .

En utilisant le logiciel de simulation NEPLAN version 5.5.5 pour interpréter les éléments constituant ce réseau comme déclarer dans la figure 3-24, une méthode Newton Raphson est utilisée pour obtenir les résultats de l'écoulement de puissance. Quatre itérations sont suffisantes pour le cas de base (sans insertion des panneaux solaires et STATCOM), et de 9 et 7 itérations pour voir ces résultats en présence des fermes solaires et du STATCOM et en absence de ce compensateur, respectivement. La commande du STATCOM est nécessaire pour réduire le niveau de tension des jeux de barres du système étudié.

Le jeu de barres B-G1 est choisi comme jeu de barres de référence, les scénarios proposés sont déclarés au tableau 3-3 pour différents cas.

Les résultats de l'écoulement de puissance du système étudié avec et sans l'insertion des panneaux solaires sont représentés par les tableaux 3-4 et 3-5, respectivement.

Tableau 3-3 Scénarios du système étudié

cas	Réseau de base	PV solaire	STATCOM
(i)	oui	Non	non
(ii)	oui	Oui	non
(iii)	oui	Oui	oui

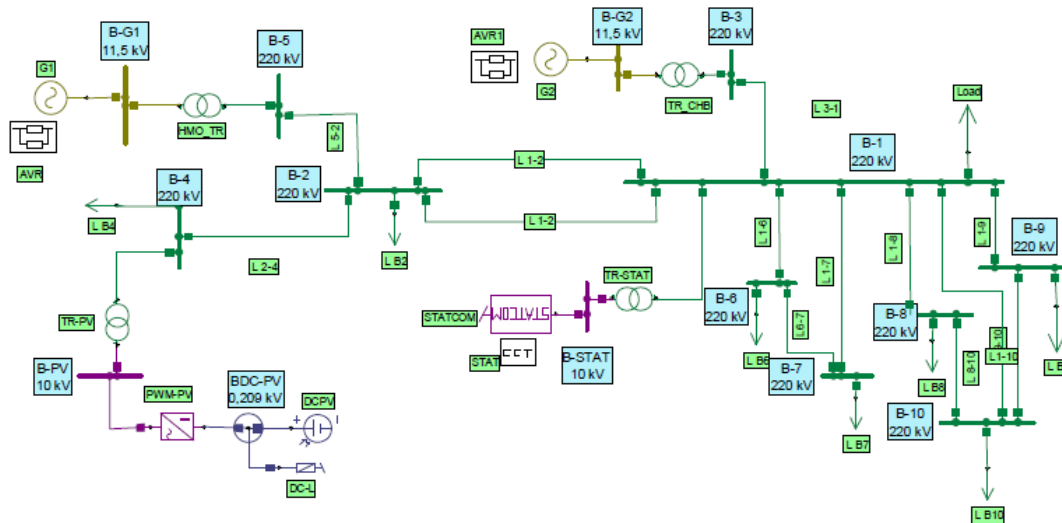


Figure 3-24 Système étudié avec PV et STATCOM

Tableau 3-4 Écoulement de puissance de cas(i)

Jeu de barre	Type	Tension de jeu de barre		génération		Q injecté
		V (pu)	Ang (deg)	MW	MVAr	MVAr
B-1	PQ	1.0314	-10.5	0	0	0
B-2	PQ	1.0402	-8.3	0	0	0
B-3	PQ	1.0314	-10.5	0	0	0
B-4	PQ	1.0413	-8.9	0	0	0
B-5	PQ	1.0512	-3.4	0	0	0
B-6	PQ	1.0202	-12.4	0	0	0
B-7	PQ	1.0266	-11.1	0	0	0
B-8	PQ	1.0257	-11.4	0	0	0
B-9	PQ	1.024	-11.7	0	0	0
B-10	PQ	1.0264	-11.3	0	0	0
B-G1	Référence	1.05	0	71.45	-7.315	0
B-G2	PV	1.08	0.1	235	53.65	0
Totale (s)				306.45	46.336	0

Comme signaler dans les tableaux 3-4 à 3-6, la quantité de l'énergie réactive de 46.336 MVAr générée par le système est élevée jusqu'à 78.244 MVAr en présence de ferme solaire, à cause de l'augmentation de la topologie du réseau (transformateur et onduleur), et est diminuée jusqu'à 32.488 MVAr en présence du STATCOM. La diminution de la production de puissance réactive

entraîne une chute de surtension vers une valeur 1.0 pu en présence du STATCOM qui absorbe une puissance réactive de 46.787MVar, comme illustré dans la figure 3-25 et présenté au tableau 3-6, tandis que les pertes des puissances réactives sont dans le cas (iii) comme indiqué dans le tableau 3-7. Ainsi, la présence des sources photovoltaïques à grande puissance et du STATCOM entraînent une diminution de la surtension dans la plupart des nœuds, par rapport au réseau de base de cas(i).

Tableau 3-5 Écoulement de puissance de cas (ii)

Jeu de barres	Type	Tension du jeu de barres		génération		Q injectée
		V (pu)	Ang (deg)	MW	MVar	MVar
B-1	PQ	1.0157	-2.7	0	0	0
B-2	PQ	1.0279	-0.9	0	0	0
B-3	PQ	1.0157	-2.7	0	0	0
B-4	PQ	1.0278	2.5	0	0	0
B-5	PQ	1.0443	-0.4	0	0	0
B-6	PQ	1.0042	-0.2	0	0	0
B-7	PQ	1.0108	-3.4	0	0	0
B-8	PQ	1.0099	-3.7	0	0	0
B-9	PQ	1.0081	-4	0	0	0
B-10	PQ	1.0106	-3.6	0	0	0
B-G1	Référence	1.05	0	9.48	5.67	0
B-G2	PV	1.08	7.9	235	72.57	0
B_solaire	PV	1	3.1	61	0	0
Totale (s)				305.48	78.24	0

Tableau 3-6 Écoulement de puissance de cas (iii)

Jeu de barres	Type	Tension du jeu de barres		génération		Q injecté
		V (pu)	Ang (deg)	MW	MVar	MVar
B-1	PQ	1.0	-3.5	0	0	0
B-2	PQ	1.002	-1.4	0	0	0
B-3	PQ	1.0	-3.5	0	0	0
B-4	PQ	1.004	2.1	0	0	0
B-5	PQ	0.998	-0.6	0	0	0
B-6	PQ	0.988	-5.6	0	0	0
B-7	PQ	0.995	-4.2	0	0	0
B-8	PQ	0.994	-4.5	0	0	0
B-9	PQ	0.992	-4.8	0	0	0
B-10	PQ	0.995	-4.4	0	0	0
B-G1	Référence	1.05	0	9.675	-8.976	0
B-G2	PV	1.08	7.9	235	41.464	0
B_solaire	PV	1	2.7	61	0	0
B-STATCOM	PV	1.008	-3.5	0	0	-46.787
Totale (s)				305.675	32.488	-46.787

Le tableau suivant montre les pertes de puissance pour les trois cas étudiés. On observe que la perte de puissance active diminue une fois les fermes solaires sont insérées (cas (ii), et (iii) devant (i)), et la puissance réactive est aussi réduite une fois le STATCOM est raccordé (cas (iii) devant (ii)).

Tableau 3-7 Pertes de l'écoulement de puissance

Cas	P(MW)	Q(MVAr)
(i)	8.952445	7.336459
(ii)	7.987280	19.243841
(iii)	8.175496	16.696226

La figure 3-25 montre les niveaux de tension dans chaque jeu de barre pour les trois cas étudiés

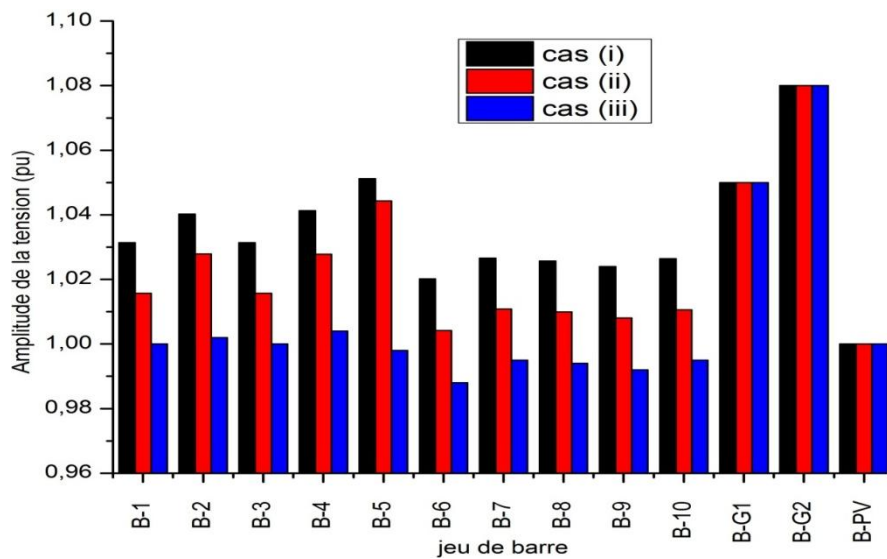


Figure 3-25 Tension des trois cas

3.3.5 Simulation dynamique de réseau Sud Est Algérien

Le réseau électrique de 12 bus du sud-est algérien a été étudié. Une source photovoltaïque à grande importance est insérée dans le système en respectant les différents scénarios cités dans le tableau 3-6, ainsi l'impact de STATCOM.

Les simulations sont exécutées sous l'outil de simulation NELAN 5.5.5, partie simulateur dynamique (transient simulation/ EMT), comme montrés dans la figure 3-24, le réseau test a été modélisé comme un ensemble d'équations algébriques et différentielles, en utilisant les résultats de flux de puissance comme conditions initiales.

Les équations différentielles ont été résolues par intégration numérique. Des études de simulation basées sur le contrôle des tensions au niveau de chaque jeu de barres, les angles du rotor du générateur et la vitesse du générateur ont été faites. Ces simulations visaient à analyser l'impact de

STATCOM et PV sur la stabilité transitoire du système électrique. Le contrôleur STATCOM vise à traiter la puissance réactive afin de corriger la tension auquel est connectée autour de 1.0 pu.

La ferme solaire PV peut produire une puissance de 61 MW et elle est raccordée au jeu de barres (bus B-4). Une perturbation importante de type court-circuit triphasé soudain apparu au jeu de barre B-1 ou B-2 à l'instant 1.0 (s) engendre une coupure des lignes 1-9 et 1-2 respectivement à l'instant 1.2s, alors que le temps de simulation est de 20s. Pendant le défaut, on suppose que le PV fonctionne à sa capacité nominale avec un facteur de puissance unitaire.

3.3.5.1 1^{er} scénario : contingence au jeu de barres 1 (ligne 1-9 hors service)

Dans les figures 3-26 à 3-35, le comportement du système est présenté pour l'état transitoire en supposant trois topologies du réseau : cas de base (cas (i)), test avec génération PV (cas (ii)), et test avec PV et STATCOM (cas (iii)). Les avantages et la contribution du PV et du STATCOM au système étudié peuvent être vus. Sur la figure 3-26, l'amplitude de la tension au nœud où le défaut est soumis est réduite comme indiqué dans le cas (iii) et reste à une valeur constante comme avant l'apparition du défaut. Le court-circuit engendre une chute de tension vers zéro au cours de défaut, et revient autour de 1.0 pu après élimination du défaut pour le cas (iii) et à 1.02 et 1.0359pu pour les cas (i) et (ii) avec quelques oscillations au moment de l'élimination du défaut. Il est clairement indiqué dans le tableau 3-6, que le STATCOM absorbe 46.787MVAR de puissance réactive afin de diminuer la surtension vers la valeur unitaire. Par conséquent, les tensions en présence du compensateur améliore aussi les jeux de barres adjacents les plus proche à ce STATCOM. Cependant, le STATCOM à une grande capacité d'absorber une certaine puissance réactive puisque les tensions des jeux de barres ont une amplitude dépasse 1.0 pu, figure3-26. Une chute de tension à zéro au cours de défaut, et le retour à l'unité après l'élimination de défaut par l'ouverture de la ligne 1-9.

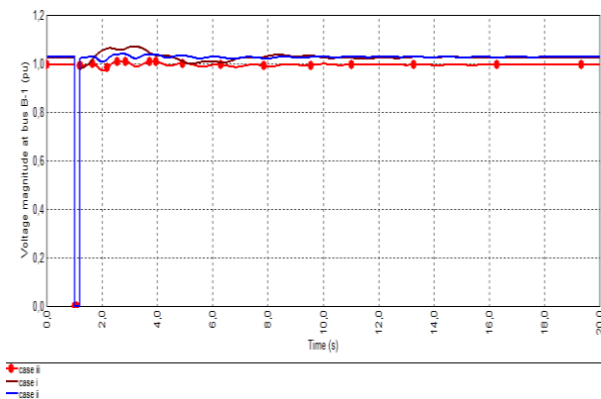


Figure 3-26 Tensions du jeu de barres en défaut

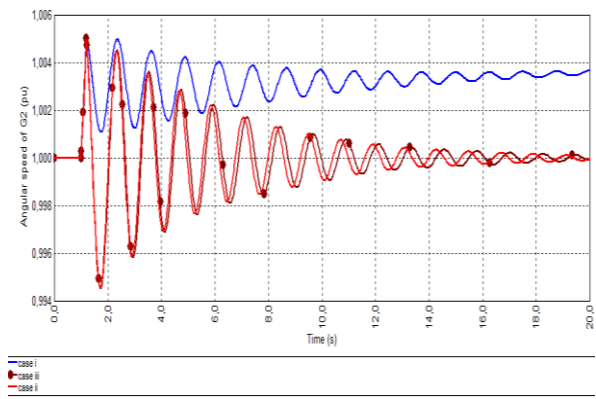


Figure 3-27 Vitesses angulaires du générateur G2

La figure 3-27, montre la vitesse angulaire de chaque cas étudié pour le générateur G2. Dans le cas(i), lorsqu'un défaut est apparu, une fréquence est élevée de 50 à 50.25 Hz pour la première oscillation puis atténuée vers 50.175 Hz. Dans les cas (ii) et (iii), la fréquence se revient à son état initial avec quelques oscillations amorties et l'oscillation de cas (iii) est plus faible que dans le cas (ii). L'évolution de la fréquence présentée dans la figure 3-28 pour le générateur G1 ou son évolution atteint 50.3 Hz pour la première oscillation puis revient à 50.175Hz dans le cas (i), et dans les autres cas l'ampleur des ses fréquences est faible par ce que la puissance générée est faible et aussi la présence des sources solaires. Le défaut aussi est loin de ce générateur. La figure 3-29, présente la puissance active générée pour les trois cas en présence de contingence. Donc l'oscillation de la puissance dans les cas (ii) et (iii) est faible par rapport au cas (i) après l'élimination de défaut par l'ouverture de la ligne 1-9. Dans une petite période la puissance mécanique et électrique est déséquilibré subit une petite accélération de puissance. Cependant, la présence des sources solaires sur le réseau électrique fait une réduction de puissance générée par le générateur de référence G1. L'angle relatif rotorique de générateur (G1-G2) a une faible oscillation pour le cas (i) que les cas (ii) et (iii), car sa topologie est changée (figure 3-30).

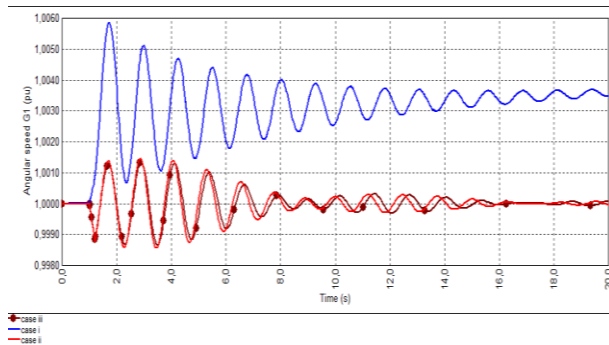


Figure 3-28 Vitesses angulaires du générateur G1

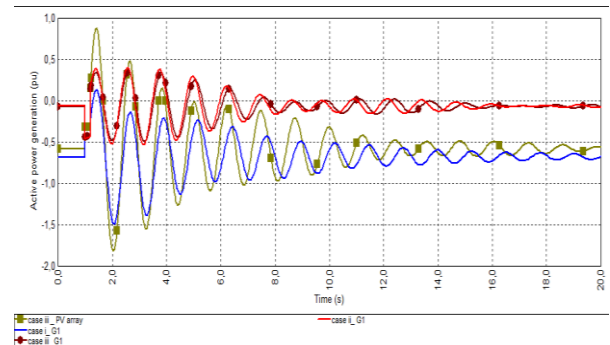


Figure 3-29 Puissances actives du génération G1 et PV

La figure 3-31 représente la puissance réactive demandée par le système et produite par le générateur de référence G1 où les tensions des jeux de barres de charge sont dépassées 1.0 pu dans les cas (i) et (ii), mais les cas (iii) l'excès de puissance réactive est consommée par le STATCOM ce qui entraîne une réduction de niveau de tension jusqu'à l'unité pour le jeu de compensé voir adjacents.

Les figures 3-32 et 3-33 montrent une comparaison de puissance active des générateurs G1 et G2 pour les cas (i) et (ii) respectivement. En effet le générateur de référence sa puissance active est diminuée de 0.7145 pu à 0.0948 pu en présence des sources solaires (cas (ii)) avec quelques oscillations apparues après le défaut.

La puissance active générée par le générateur G2 est la même valeur sachant que son oscillation est amortie une fois le défaut est éliminé dans le cas (ii) et le cas (i) son oscillation est faible par rapport au cas (ii).

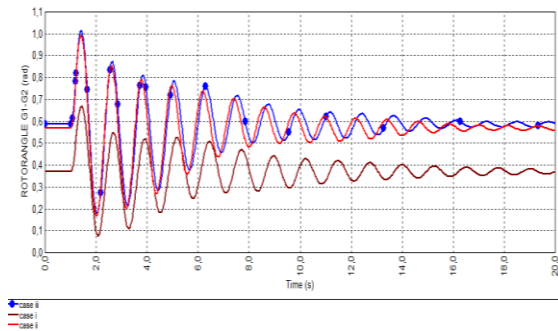


Figure 3-30 Angles relatifs des générateurs

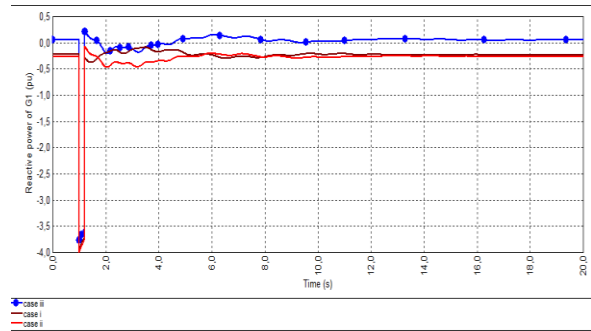


Figure 3-31 Puissances réactives du G1

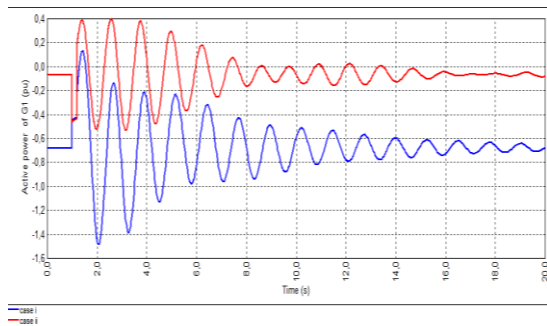


Figure 3-32 Puissances actives générées G1

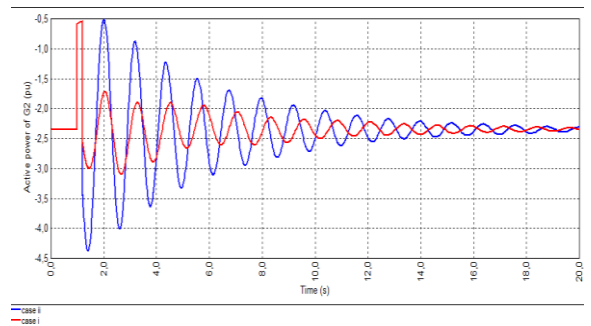


Figure 3-33 Puissances actives générées G2

Les figures 3-34 et 3-35, présentent les puissances réactives générées par G1 et G2 respectivement pour analyser l'avantage de STATCOM et PV solaires c'est-à-dire les cas(i) et (iii). Donc, le générateur G1 fournir l'énergie réactive au système dans le cas(i) et la consomme dans le cas (iii) lors le STATCOM est implanté avec quelques oscillation après le défaut, et le générateur G2, la puissance réactive générée est légèrement diminuer avec quelques oscillations amorties.

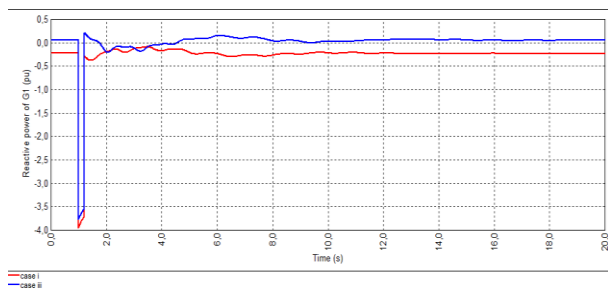


Figure 3-34 Puissance réactive générée G1

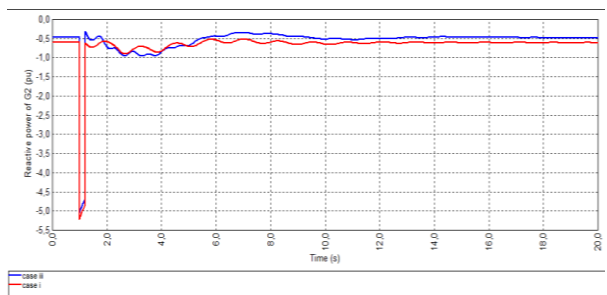


Figure 3-35 Puissance réactive générée G2

3.3.5.2 2^{ème} scénario : la contingence au jeu de barres 2 (la ligne 1-2 hors service)

Une contingence sera appliquée au jeu de barre 2 à l'instant 1.0 s et sera éliminée par l'élimination de la ligne 1-2 à 1.2 s. La figure 3-36 montre l'évolution de l'angle relatif du générateur

G2 qui présente une oscillation importante lorsque la contingence est appliquée. La présence du STATCOM réduit le degré d'oscillation et conduit vers un état de stabilité et le défaut est éliminé par la coupure de la ligne 1-2. La figure 3-37 montre l'évolution de la tension au jeu de barres 2 pour deux emplacements du défaut des jeux de barres 1 et 2 appliquées indépendamment. On observe que, lors de défaut, l'amplitude de la tension du jeu de barres 2 est réduite à 0.556 pu lorsque la contingence est au jeu de barres 1, mais elle devient 0.0 pu lorsque le défaut est au jeu de barres 2. Ainsi que, la présence du STATCOM diminue le niveau de tension vers sa valeur nominale.

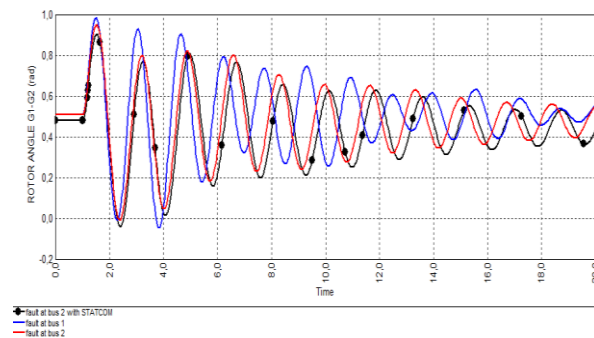


Figure 3-36 Angles relatifs du générateur

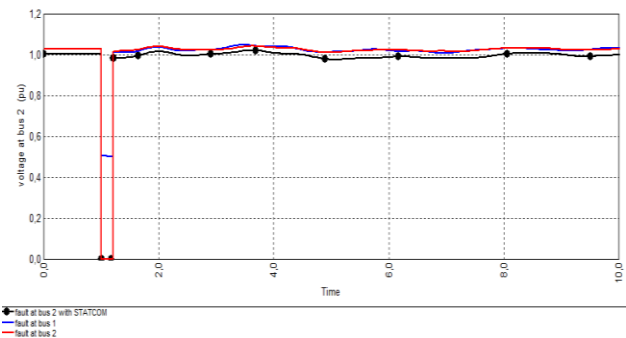


Figure 3-37 Tensions du jeu de barres 2

Les figures 3-38 et 3-39 montrent la puissance active fournie et réactive absorbée par l'onduleur des panneaux solaires et son courant respectivement. On voit que la tension de l'onduleur est ajustée à sa valeur de référence avant et après les défauts. On peut également noter une lente fluctuation de la puissance réactive après coupure de ligne par le défaut au jeu de barres 2. Par conséquent, l'onduleur joue le rôle d'un compensateur de puissance réactive. La présence de STATCOM permet une faible réduction de la puissance réactive lors des défauts. Ces résultats ont le même principe que ceux cités dans [49], qui montre que l'onduleur absorbe de l'énergie réactive si la tension du réseau est supérieure à la valeur nominale de référence. Sur la figure 3-39, l'évolution du courant direct et quadratique a une valeur négative, de sorte que l'onduleur fournisse la puissance active et absorbe la puissance réactive.

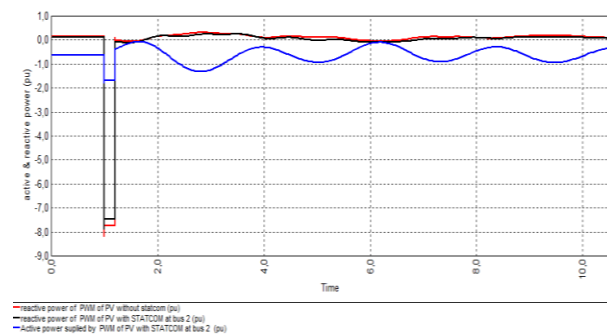


Figure 3-38 Puissances actives & réactives du PV-PWM

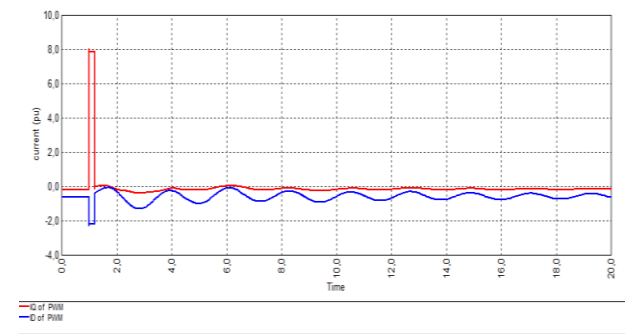


Figure 3-39 Courants du PWM

3.4 Conclusion

Ce chapitre est concentré sur l'impact des générateurs asynchrones en comparant avec les machines synchrones en présence d'un défaut triphasé appliqué sur un réseau à jeu de barres infini avec et sans le compensateur SVC. Les résultats montrent clairement l'avantage de présence de ce compensateur sur l'amélioration de la stabilité transitoire pour différentes cas étudiés. Nous avons aussi étudié l'impact du compensateur STATCOM sur les techniques de réduction des niveaux des surtensions des jeux de barres du système, et l'évaluation de l'impact d'une source d'énergie photovoltaïque à grande échelle sur la stabilité transitoire de générateurs synchrones conventionnels dans le secteur électrique de réseau Algérien Sud Est. Les simulations ont été faites avec NEPLAN. Une comparaison entre les résultats de trois cas a été étudiée. L'effet de la perturbation sur le réseau électrique a été considéré pour deux scénarios différents et trois cas. Dans le cas (i), l'amplitude de la tension de tous les jeux de barres était supérieure à 1.0 pu avant ou après la perturbation. Les pertes de puissance réactive étaient élevées et le réseau électrique est devenu faible. Dans le cas (ii), il a été remarqué que l'amplitude de la tension des jeux de barres dépassait la valeur souhaitée et qu'elle était inférieure au cas (i). Les pertes de puissance réactive étaient plus élevées que dans le cas (i) car l'onduleur photovoltaïque utilise également de la puissance réactive et la topologie du réseau a été modifiée. Cependant, dans le cas (iii), toutes les amplitudes de tension de jeux de barres adjacents du STATCOM ont diminué à 1.0 pu. Les pertes de puissance réactive ont été considérablement réduites par rapport à celles des cas (i) et (ii). Par conséquent, le STATCOM a eu un impact important sur la réduction des surtensions du jeu de barres et la minimisation des pertes de puissance réactive dans un système comprenant une grande production photovoltaïque avec perturbation. L'onduleur photovoltaïque a été maintenu à sa tension nominale malgré le fait que la tension imposée était supérieure à la tension de référence, ce qui a amélioré la stabilité du réseau électrique.

Chapitre 04

Optimisation du système de puissance dans un régime non perturbé

4 Chapitre 04 Optimisation du système de puissance dans un régime non perturbé

4.1 Introduction

Ces dernières années, le développement technologique, l'investissement économique, et les décisions politiques inspirée en matière de protection de l'environnement ont nécessité l'intégrées des sources d'énergie renouvelables dans le réseau électrique. Par conséquent, l'optimisation de l'écoulement de puissance (Optimal Power Flow : OPF) est nécessaire. L'idée de l'OPF est l'optimisation de la fonction objectif, comme la minimisation de coût, la minimisation des effets de CO₂, ainsi la minimisation des pertes dans le réseau électrique à travers les réglages sur les vecteurs de contrôle.

D'une manière générale, les problèmes d'optimisation sont des problèmes de recherche de minimum (ou maximum) d'une fonction objectif à un ou plusieurs variables, soumis ou non à des contraintes. Ces problèmes se retrouvent dans tous les domaines de la physique, de la chimie, de l'économie, des sciences sociales ou environnementales, etc...

Généralement, les problèmes d'OPF peuvent être résolus par deux types de méthodes d'optimisation à savoir : les méthodes classiques et les méthodes intelligentes. Les méthodes d'optimisation classiques incluent des techniques bien connues comme la méthode de programmation linéaire, non linéaire, et la programmation quadratique, la programmation linéaire et la méthode de points intérieurs,...etc. Cependant, les cas rencontrés en pratique comportent souvent une ou plusieurs complications, qui mettent en défaut ces conditions : par exemple, la fonction objectif peut être non linéaire, ou même ne pas s'exprimer analytiquement en fonction des paramètres. Ce qui nous amène à utiliser les méthodes intelligentes. Ces méthodes incluent les algorithmes génétiques, la recherche Tabou, l'optimisation des colonies de fourmis, l'optimisation par Essaim de particules, le recuit simulé, etc...[50].

4.2 L'écoulement de puissance optimal

L'écoulement de puissance optimal (OPF) est un domaine de recherche apparu dès les années soixante. L'OPF consiste à minimiser par exemple le coût total des puissances électriques générées par les centrales interconnectées dans les réseaux électriques et les niveaux des tensions aux différents jeux de barres. Ces grandeurs sont nécessaires pour le fonctionnement des réseaux et pour

déterminer leurs évolutions en cas de changement de configuration, telles que, l'adjonction de nouveaux générateurs (énergies renouvelables par exemple), la croissance de la demande d'énergie et l'implantation de nouvelles lignes.

Mathématiquement, l'OPF peut être représenté sous forme d'un problème d'optimisation mono-objectif comme suit :

$$\min f(x,u) \quad 4-1$$

Sous les contraintes :

$$g_i(x,u) = 0, \quad i = 1, 2, 3, \dots, m \quad 4-2$$

$$h_i(x,u) \leq 0, \quad i = 1, 2, 3, \dots, p \quad 4-3$$

Sachant que.

$f(x,u)$ est la fonction objectif à optimiser (minimiser), x est le vecteur des variables d'état, u soit le vecteur des variables de contrôle, $g_i(x,u)$ et $h_i(x,u)$ représentent les contraintes d'égalités et d'inégalités respectivement, m et p sont les nombres des contraintes d'égalité et d'inégalité respectivement.

Une optimisation dite " multi-objectifs", si le problème qu'on veut l'optimiser contient plusieurs fonctions objectifs simultanément, tout en satisfaisant un ensemble de contraintes. La formulation mathématique du problème de l'écoulement de puissance optimale multi-objectif est donnée comme suit :

$$\text{Min} : \{ f_1(x,u), f_2(x,u), \dots, f_n(x,u) \} \quad 4-4$$

Sous les contraintes suivantes

$$g_i(x,u) \geq 0, \quad i = 1, 2, 3, \dots, m$$

$$h_i(x,u) = 0, \quad i = 1, 2, 3, \dots, p$$

$$L_i \leq x_i \leq U_i, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Où, $f_1, f_2, \dots, f_n$ sont les fonctions objectifs à optimiser, L_i et U_i sont les limites minimales et maximales admissibles de variable i .

Le vecteur des variables de contrôle peut être représenté par les quantités comme, les puissances actives générées, les tensions des jeux de barres générateurs, les sources de puissance réactives, et les rapports des prises des transformateurs, etc... Le vecteur des variables d'état peut être représenté

par des quantités liées aux variables de contrôle, et qui doivent être recalculés par une méthode de l'écoulement de puissance par exemple : les tensions de jeux de barres de charge, les angles de phase de tous les jeux de barres ainsi que les puissances active et réactive du jeu de barres de référence [50].

4.2.1 Minimisation de la fonction objectif

Les fonctions objectifs à optimiser dans les études de l'écoulement de puissance optimal sont :

- Le coût de combustible ;
- L'émission des gaz à effet de serre ;
- Les pertes de puissance actives ;
- Les pertes de puissance réactives ;
- Le coût de puissance réactive ;
- La déviation de la tension ;
- L'indice de la stabilité de la tension.

4.2.2 Fonction de coût de combustible

Cette fonction a pour but de minimiser le coût total de la puissance générée par l'ensemble des centrales électriques interconnectées dans un réseau électrique. Mathématiquement, la fonction la plus simple qui représente le coût total du combustible " F " est formulée comme suit :

$$F(x) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i) \quad 4-5$$

sachant que, a_i , b_i , et c_i représentent les coefficients du coût de chaque générateurs i , P_{gi} est la puissance active générée par le générateur " i ", ng est le nombre des générateurs.

4.2.3 Fonction d'émission des gaz à effet de serre

La majorité des unités de production tel que les centrales thermique peuvent dégager des quantités polluantes gazeuses dans l'environnement, comme, dioxyde de carbone (CO₂), le d'oxyde de nitrogène (NO_x) et le dioxyde de soufre (SO_x). La présence de ces gaz toxiques, implique la nécessité de minimiser ces émissions dans l'écoulement de puissance.

$$F(x) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i P_{gi}^2 + \beta_i P_{gi} + \gamma_i + d_i \exp(e_i P_{gi})) \quad 4-6$$

Sachant que. α_i , β_i , γ_i , d_i , et e_i , sont les coefficients de la fonction d'émission pour chaque générateur i .

4.2.4 Fonction des pertes de puissance

La fonction objectif à minimiser est la somme des pertes actives dans toutes les lignes de transport et les transformateurs de puissance d'un réseau électrique. Cette fonction donnée par l'équation suivante :

$$F(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j \in i}^n (G_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij})) \quad 4-7$$

Sachant que, n est le nombre total des jeux de barres constituant le système électrique, G_{ij} est la conductance de la branche k qui se trouve entre les jeux de barres i et j , δ_{ij} est la différence entre les angles des tensions correspondantes.

4.2.5 Fonction de la déviation de la tension

Cette fonction représente la déviation totale du profil des tensions de tous les jeux de barres charge d'un réseau électrique par rapport à la tension nominale comme suit [51]:

$$F(x) = \Delta V = \sum_{i=1}^{NPQ} |V_M(i) - V_0| \quad 4-8$$

Où, V_M est l'amplitude de la tension au niveau du jeu de barres i , NPQ le nombre total de jeux des barres charge et V_0 est la tension nominale.

Où,

$$V_{\min} \leq V_M \leq V_{\max} \quad 4-9$$

4.2.6 Fonction de l'indice de la stabilité de la tension

La stabilité de la tension est définie comme la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions acceptables dans tous les jeux de barres constituant le système électrique suite à une perturbation. Plusieurs phénomènes tels que, une surcharge d'une ligne, une défaillance d'un générateur, variations importante de la charges, modification de la configuration du système peuvent engendrer une chute progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant en un effondrement généralisé de la tension. Pour prendre en considération la stabilité de la tension, la minimisation de l'indice de stabilité de cette tension est important pour avoir un écoulement de puissance optimal. L'équation de cet indice est définir comme suit [52][53].

$$F(x) = F_{L_{index}}(x) = \min(VSI) = \min(\max(L_j)) \quad 4-10$$

Où,

$$L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^{NG} \frac{C_{ij} V_i}{V_j} \right| \quad j = 1, 2, 3, \dots, N_{PQ} \quad i = 1, 2, 3, \dots, NG; \quad 4-11$$

Sachant que,

$$L_j \in [0-1]$$

V_j est la tension complexe de jeu de barres j , V_i est la tension complexe de jeu de barre i .

C_{ij} est un élément de la matrice admittance, C est déterminé par l'équation suivante ;

$$[C] = -[Y_{LL}]^{-1}[Y_{LG}] \quad 4-12$$

Les sous matrices Y_{LL} et Y_{LG} sont déterminés a partir de la matrice totale de système Y décrite dans l'équation suivante [54]:

$$\begin{bmatrix} I_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LG} \\ Y_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad 4-13$$

4.2.7 Contraintes d'égalités

Les contraintes d'égalités présentent les équations non-linéaires de l'écoulement de puissance dans toutes les branches, où la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro. Cet équilibre énergétique est décrit par les équations suivantes :

$$P_{gi} - P_{di} - V_i \sum_{j=1}^N V_j |Y_{ij}| \cos(\delta_{ij} - \theta_{ij}) = 0 \quad 4-14$$

$$Q_{gi} - Q_{di} - V_i \sum_{j=1}^N V_j |Y_{ij}| \sin(\delta_{ij} - \theta_{ij}) = 0 \quad 4-15$$

Où, P_{gi} , Q_{gi} sont les puissances active et réactive générées, respectivement, P_{di} , Q_{di} sont les puissances demandées active et réactive, N est nombre de jeux de barres, V_i, V_j , représentent les amplitudes de tension aux jeux de barres i et j , Y_{ij} est l'élément ij de la matrice admittance, δ_{ij} et θ_{ij} représentent les angles des tensions et d'admittance entres les jeux de barres i et j respectivement [55].

4.2.8 Contraintes d'inégalités

Ces contraintes représentent les limites de fonctionnement des équipements électriques tels que les limites, sur les tensions, sur les puissances actives, sur les puissances réactives, sur les rapports des prises des transformateurs avec régleur en charge, sur les puissances apparentes transitées dans les lignes et des limites sur les puissances réactives de compensation (batteries de compensation, FACTS,...).

- Les limites exigées sur les tensions électriques au niveau de chaque jeu de barres peuvent garder la qualité de service électrique et la sécurité du système :

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad 4-16$$

- Les limites min et max des puissances active et réactive générées sont présentés comme suit :

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad i = 1, 2, 3, \dots, ng \quad 4-17$$

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad i = 1, 2, 3, \dots, ng \quad 4-18$$

- Les limites admissibles des transformateurs à prises de charge T et à angles de phase θ_i sont :

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max} \quad 4-19$$

$$\theta_i^{\min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{\max} \quad 4-20$$

- Les limites sur le transit de puissance apparente S_{Li} au niveau des lignes de transport sont :

$$S_{Li}^{\min} \leq S_{Li} \leq S_{Li}^{\max} \quad 4-21$$

4.3 Problème d'optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche des solutions possibles "S" appelée "espace de décision ou de recherche", de la solution x^* qui rend minimale ou maximale une fonction mesurant la qualité de cette solution qui s'appelle fonction objectif. Cependant, on recherche de la meilleure solution possible de problème à optimiser " optimum global " parmi les solutions intermédiaires, qui sont également des optimums locaux comme représenté dans la figure 4-1.

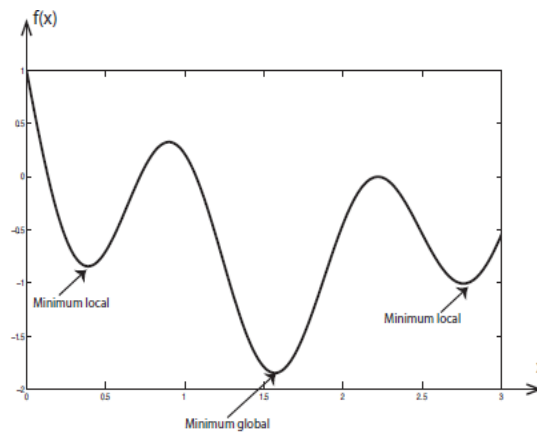


Figure 4-1 Différence entre un optimum global et des optima locaux

4.4 Méthodes d'optimisation de l'écoulement de puissance

La résolution d'un problème d'optimisation est réalisée à l'aide des méthodes d'optimisation dont la classification est illustrée dans la figure 4-2. On classe en premier lieu l'optimisation continue ou combinatoire (discrète). Notamment, la nature des espaces dans lesquels les variables de décision prennent leurs valeurs : c'est la dichotomie " discret-continu". Pour l'optimisation continue, qui porte le cas linéaire (programmation linéaire) et le cas non linéaire, ou l'on retrouve le

cadre de l'optimisation difficile. Pour l'optimisation combinatoire, les méthodes exactes peuvent explorer de façon systématique l'espace des combinaisons jusqu'à trouver une solution optimale. Afin de contenir l'explosion combinatoire, ces approches structurent l'espace des combinaisons en arbre et utilisent des techniques d'élagage, pour réduire cet espace, et des heuristiques, pour déterminer l'ordre dans lequel il est exploré. Cependant, les techniques de filtrage et les heuristiques d'ordre ne réduisent pas toujours suffisamment la combinatoire, et certaines instances de problèmes ne peuvent être résolues en un temps acceptable par ces approches exhaustives. Parmi les méthodes exactes, on peut citer les méthodes de séparation et évaluation, dites méthodes de *Branch and Bound*, et la programmation dynamique.

Lorsque l'on dispose d'un temps de calcul limité ou lorsqu'on est confronté à des problèmes difficiles ou de taille importante, on peut avoir recours aux méthodes approchées dans ce cas le choix est parfois possible entre une heuristique spécialisée, entièrement dédiée au problème considéré, et une métaheuristique [56].

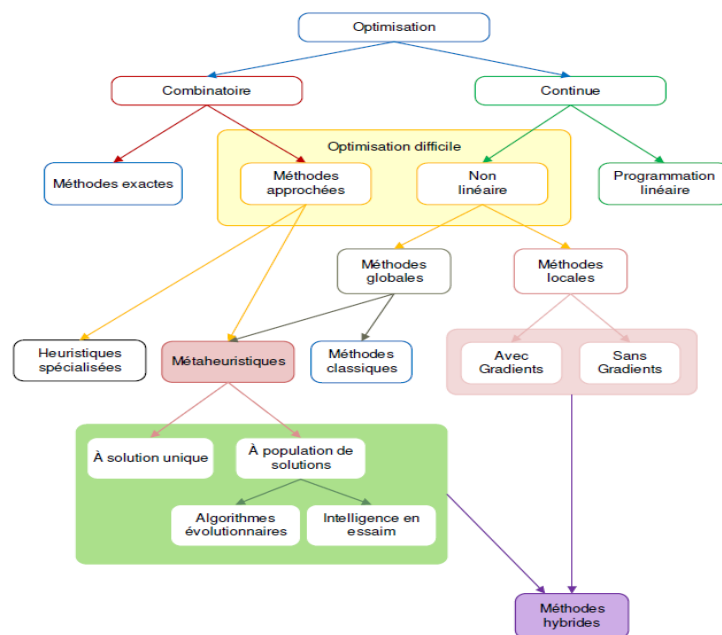


Figure 4-2 Classification des méthodes d'optimisation

4.4.1 Optimisation conventionnelles

Le problème de l'OPF peut être résolu en utilisant les méthodes d'optimisation traditionnelles à savoir la méthode de Newton (Newton Method: NM), la méthode de gradient, la méthode de programmation linéaire (linear programming method: LPM), et la méthode de point intérieur (interior point method: IPM).

Les techniques d'optimisation classiques sont celles de programmation linéaire et de programmation non linéaire. Cependant, les techniques les plus célèbres sont :

4.4.1.1 Méthode de Newton

Cette méthode est la plus utilisée dans les problèmes de l'écoulement de puissance optimal, car sa vitesse de convergence au voisinage de la solution est très rapide. Cette propriété est spécialement utile pour les applications du système électrique parce qu'une estimation initiale proche de la solution est facile à obtenir. Par exemple les niveaux de tension du système électrique peuvent être au voisinage des valeurs nominales, les puissances produites des générateurs peuvent être estimées à partir des données historiques, etc...[57].

Les inconvénients de cette approche est comment choisir (sensibilité) les conditions initiales et la difficulté de l'identification efficace des contraintes d'inégalités[50].

Le problème de l'OPF standard peut être écrit comme signaler dans les équations (4.1) à (4.3). La solution du l'OPF par la méthode de Newton nécessite la manipulation du Lagrangien (appelée aussi la fonction de coût augmentée) sous la forme :

$$L(z) = F(x) + \lambda^t g(x) + \mu^t h(x) \quad 4-22$$

Avec

$z = [x, \lambda, \mu]^t$, λ et μ sont les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange. Alors, le gradient et le Hessien du Lagrangien peuvent être définis.

Le vecteur gradient est les premières dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur z .

$$\nabla L(z) = \frac{\partial L}{\partial z_i} \quad 4-23$$

La matrice Hessienne est les deuxièmes dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur z .

$$\nabla^2 L(z) = \frac{\partial^2 L}{\partial z_i \partial z_j} = H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial x_j} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial \lambda_j} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial \mu_j} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_i \partial x_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \mu_i \partial x_j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad 4-24$$

L'équation (4-25) traduit mathématiquement la théorie de Kuhn-Tucker concernant les conditions nécessaires d'optimalité. Cette théorie exige que : toutes les contraintes d'égalités et d'inégalités soient satisfaites, une réduction supplémentaire dans la fonction objective ne peut être accomplie que si les contraintes sont forcées, et que la projection du Hessien dans la région faisable est définie positive.

$$\begin{aligned}
 \nabla_x L(z^*) &= \nabla_x L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0; \\
 \nabla_\lambda L(z^*) &= \nabla_\lambda L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0; \\
 \nabla_\mu L(z^*) &= \nabla_\mu L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0; \\
 \mu_i^* &\geq 0 \text{ si } h(x^*) = 0 \text{ (la contrainte d'inégalité est active)} \\
 \mu_i^* &= 0 \text{ si } h(x^*) \leq 0 \text{ (la contrainte d'inégalité est inactive)} \\
 \lambda_i^* &= \text{réel}
 \end{aligned}
 \tag{4-25}$$

Avec $z^* = [x^*, \lambda^*, \mu^*]^t$ est la solution optimale.

Donc, la résolution de l'équation $\nabla_x L(z^*) = 0$; donne la solution optimale.

La solution de l'OPF en utilisant l'algorithme de Newton est accompli si les étapes suivantes sont réalisables :

- Etape 1.* Choisir un vecteur initial z (soit les niveaux de tension et les angles de phase des jeux de barres, les puissances de sorties des générateurs, les valeurs des prises de charge et les décalages des phases des transformateurs dynamiques ainsi que tous les multiplicateurs de Lagrange).
Initialisation : $k=1$.
- Etape 2.* Évaluer les contraintes d'inégalités qui doivent être actives ou inactives en utilisant les informations des multiplicateurs de Lagrange.
- Etape 3.* Déterminer la faisabilité de la solution de l'OPF. A présent cela assure qu'aucun des générateurs possèdent une puissance active limite (min. et max.)
- Etape 4.* Calculer le gradient et le Hessien du Lagrangien.
- Etape 5.* Résoudre l'équation $[H].\Delta z = \nabla L(z)$.
- Etape 6.* Mettre à jour la solution $z_{k+1} = z_k - \Delta z$.
- Etape 7.* Vérifier que $\|\Delta z\| < \varepsilon$. Si elle est affirmée, sinon, aller à l'étape 4.
- Etape 8.* Vérifier que les inégalités modifiées ont été bien ajustées. Si c'est le cas le problème est résolu, sinon, accroître k de 1 et aller vers l'étape 2.

4.4.1.2 Méthode de programmation linéaire

La courbe du coût typique des unités thermiques est non linéaire et elle est exprimée par une courbe quadratique, donnée par l'équation (4-5). On peut représenter cette courbe non linéaire par une série de "m" segments de droites (Figure 4-3) [58][59].

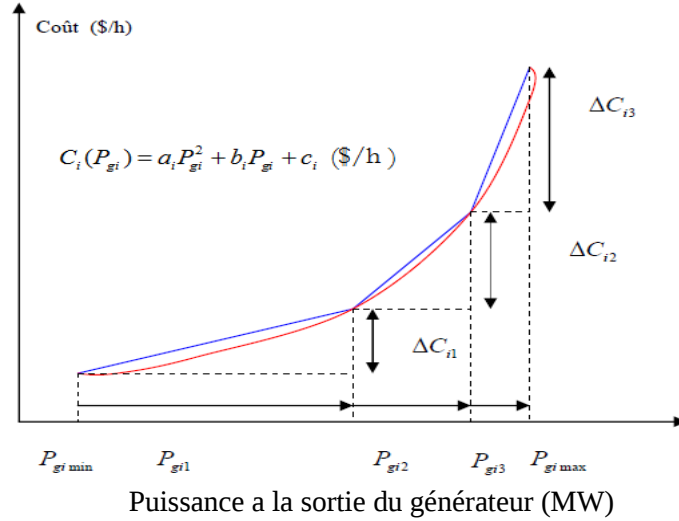


Figure 4-3 Approximation linéaire de la courbe du cout par 3 segments de droites

Où, les variables P_{gi1} , P_{gi2} , ..., et P_{gim} , représentent les incréments de puissance active générée, qui varient entre 0 et des valeurs maximales P_{gi1max} , P_{gi2max} , ... et P_{gimax} .

$$0 \leq P_{gik} \leq P_{gimax} \quad 4-26$$

La puissance active totale générée, peut alors être exprimée en fonction des incréments des puissances actives.

$$P_{gi} = P_{gi\min} + \sum_{k=1}^m P_{gik} \quad 4-27$$

Citons que W_{ik} est la pente du segment de droite k. L'incrément du coût qui correspond à ce segment de droite est donné par:

$$\Delta C_{ik} = W_{ik} P_{gik} \quad 4-28$$

Alors, la courbe du coût C_i peut être approximée en utilisant les segments de droite, comme suit:

$$\bar{C}_i(P_{gi}) = C_i(P_{gi\min}) + \sum_{k=1}^m \Delta C_{ik} \quad 4-29$$

Où,

$$\bar{C}_i(P_{gi}) = C_i(P_{gi\min}) + \sum_{k=1}^m W_{ik} P_{gik} \quad 4-30$$

On remarque que l'équation ci-dessus est linéaire, en fonction des nouvelles variables P_{gi1} , P_{gi2} , ..., et P_{gim} , (incréments des puissances actives générées).

On peut améliorer cette approximation, en augmentant le nombre de segments de droites.

En résumé, le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance linéarisé, peut être écrit sous la forme suivante :

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{k=1}^m W_{ik} P_{gik} \quad 4-31$$

Avec

$$g(x)=0 \text{ et } h(x)\leq 0$$

Le problème formulé par les équations ci-dessus est un problème de programmation linéaire, pouvant être résolu par la méthode de simplex ou ses dérivées.

4.4.1.3 Méthode de points Intérieur : algorithme primal-dual(IP)

La méthode de point intérieur (Interior point IP) a été développée par Kamarkar en 1984 dans le cadre des problèmes linéaires. A l'origine, les méthodes de type « Point Intérieur IP » ont été conçues pour résoudre les problèmes de programmation non linéaire. Des recherches plus approfondies sur ces méthodes ont montré qu'elles donnaient de très bonnes performances en termes de vitesse de convergence pour les problèmes de grande échelle surtout si le problème est linéaire ou quadratique [50]. L'algorithme présenté dans cette section, connu sous le nom d' « algorithme primal-dual » est l'un des plus utilisé. Le principe de cette méthode est de rajouter à la fonction objectif une fonction logarithmique « barrière » incluant des contraintes et qui décroît progressivement au fil de l'optimisation pour tendre vers 0. Typiquement, considérons un problème de la forme [60],[59], [61].

$$\min_{x \in U^{ad}} f(x) \text{ avec } h(x) \geq 0 \quad 4-32$$

Le problème barrière associé à PI s'écrit de la forme :

$$\min_{x \in U^{ad}} f(x, \mu^k) \text{ avec } f(x, \mu^k) = f(x) - \mu^k \sum_i \ln h_i(x) \quad 4-33$$

Où, $\mu^k > 0$ est un paramètre de pénalisation (barrière) qui tend vers 0 au fil des itérations par remise à jour appropriée. Le choix de la valeur initiale de μ^0 ainsi que sa procédure de remise à jour doivent être choisies de manière judicieuse pour éviter les problèmes de divergence.

4.4.1.3.1 Formulation du problème et conditions d'optimalité

La méthode de Point Intérieur IP décrite ici transforme d'abord les contraintes d'inégalité $\underline{h} \geq h(x) \geq \bar{h}$ en contraintes d'égalité en rajoutant des vecteurs tampons, comme suit :

$$\min_{x \in U^{ad}} f(x)$$

Avec

$$\begin{aligned} -s - z - \underline{h} + \bar{h} &= 0 \\ -z - h(x) + \bar{h} &= 0, \quad s \geq 0 \text{ et } z \geq 0 \\ g(x) &= 0 \end{aligned} \quad 4-34$$

Ou, s, z sont les conditions de non-négativité ($s \geq 0$ et $z \geq 0$) incorporées dans une fonction logarithmiques de cette façon:

$$\min_{x \in U^{ad}} f(x) - \mu^k \sum_i \ln s_i + \ln z_i$$

avec

$$\begin{aligned} -s - z - \underline{h} + \bar{h} &= 0 \\ -z - h(x) + \bar{h} &= 0, \quad s \geq 0 \text{ et } z \geq 0 \\ g(x) &= 0 \end{aligned} \quad 4-35$$

Les termes logarithmiques imposent une condition de stricte positivité du vecteur s et z .

Pour résoudre le problème décrit par la relation (4-35), on peut utiliser la méthode de Newton.

On associe donc au problème formulé un Lagrangien qui est donné par :

$$\begin{aligned} L(y) &= f(x) - \mu^k \sum_i (\ln(s_i) + \ln(z_i)) - \lambda^T g(x) - \pi^T (-s - z - \underline{h} + \bar{h}) - \nu^T (-z - h(x) + \bar{h}), \\ y &= [s, z, \pi, \nu, x, \lambda] \end{aligned} \quad 4-36$$

Où λ, π , et ν sont les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange (aussi appelés variables duales) et y est le vecteur définissant l'état du point actuel ainsi que des différentes variables ou multiplicateurs[60].

Ce Lagrangien doit satisfaire les conditions de Karush- Kuhn-Tucker (KKT) qui s'écrivent :

$$\nabla L(y) = \begin{bmatrix} \pi - \mu^k S^{-1} e \\ \hat{\nu} - \mu^k Z^{-1} e \\ -s - z - \underline{h} + \bar{h} \\ -h(x) - z + \bar{h} \\ \nabla f(x) - J_g(x)^T \lambda + J_h(x)^T \nu \\ -g(x) \end{bmatrix} = 0 \quad 4-37$$

Où $S = \text{diag}(s_1, s_2, \dots, s_m)$, $Z = \text{diag}(z_1, z_2, \dots, z_m)$, $e = (1, 1, \dots, 1)^T$ et $\hat{\nu} = \nu + \pi$

Les conditions de KKT exprimées en (4-37) peuvent être interprétées comme suit : le troisième, quatrième et sixième terme de (4.37) avec la condition ($s \geq 0$ et $z \geq 0$) assure la faisabilité dite « primale ». Le cinquième terme avec la condition ($\hat{\nu} \geq 0$ et $\pi \geq 0$) assure la faisabilité dite « duale »; enfin, le premier et le second terme représentent les conditions complémentaires avec $\mu^k \neq 0$.

L'algorithme primal-dual IP ne sollicite pas nécessairement un point initial strictement faisable, mais des conditions de stricte positivité pour les vecteurs s, z, π et $\hat{\nu}$ doivent être respectées pour tous les points. Pour préserver cette condition les itérations successives de l'algorithme suivent une trajectoire placée dans l'aire positive de l'espace défini par le produit $s_i z_i$.

Les méthodes de Point Intérieur primales-duales appliquent la méthode de Newton pour calculer le point suivant au cours de l'optimisation et résoudre le système de KKT exprimé en (4-37) qui est non linéaire, remettent à jour les variables et réduisent μ^k .

On calcule une valeur approchée de sa solution en effectuant une itération de la méthode de Newton. On obtient alors le système suivant :

$$\begin{bmatrix} \pi & 0 & S & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \hat{Y} & Z & Z & 0 & 0 \\ I & I & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & I & 0 & 0 & J_h & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J_h^T & \nabla_x^2 L_\mu & J_g^T \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_g & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta s \\ \Delta z \\ \Delta \pi \\ \Delta v \\ \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \zeta_s \\ \zeta_z \\ \zeta_\pi \\ \zeta_v \\ \zeta_x \\ \zeta_\lambda \end{bmatrix} \quad 4-38$$

Où $\Pi = \text{diag}(\pi_1, \dots, \pi_m)$, $\hat{Y} = \text{diag}(\hat{v}_1, \dots, \hat{v}_p)$ et:

$$\begin{cases} \zeta_s = S\pi + \mu^k e \\ \zeta_z = Z\pi + \mu^k e \\ \zeta_\pi = -s - z - \underline{h} + \bar{h} \\ \zeta_v = -h(x) - z + \bar{h} \\ \zeta_x = -\nabla_x f(x) + J_g(x)^T \lambda - J_h(x)^T v \\ \zeta_\lambda = -g(x) \end{cases} \quad 4-39$$

Le calcul de $\nabla_x^2 L_\mu$ implique de connaître le Hessien de la fonction objectif f , ainsi que celui des contraintes d'égalité et d'inégalité:

$$\nabla_x^2 L_\mu(y) = \nabla_x^2 f(x) - \sum_{i=1}^n \lambda_i \nabla_x^2 g_i(x) + \sum_{i=1}^m v_i \nabla_x^2 h_i(x) \quad 4-40$$

Les remises à jour (nouvelles) variables sont calculées comme suit :

$$\begin{aligned} X^{k+1} &= X^k + \alpha_p^k \Delta x & \lambda^{k+1} &= \lambda^k + \alpha_D^k \Delta \lambda \\ S^{k+1} &= S^k + \alpha_p^k \Delta s & \pi^{k+1} &= \pi^k + \alpha_D^k \Delta \pi \\ Z^{k+1} &= Z^k + \alpha_p^k \Delta z & v^{k+1} &= v^k + \alpha_D^k \Delta v \end{aligned} \quad 4-41$$

Où les scalaires $\alpha_p^k \in [0,1]$ et $\alpha_D^k \in [0,1]$ sont déterminés par ces relations :

$$\begin{aligned} \alpha_p^k &= \min \left\{ 1, \gamma * \min_i \left\{ \frac{-s_i^k}{\Delta s_i}, \Delta s_i < 0, \frac{-z_i^k}{\Delta z_i}, \Delta z_i < 0 \right\} \right\} \\ \alpha_D^k &= \min \left\{ 1, \gamma * \min_i \left\{ \frac{-\pi_i^k}{\Delta \pi_i}, \Delta \pi_i < 0, \frac{-\hat{v}_i^k}{\Delta \hat{v}_i}, \Delta \hat{v}_i < 0 \right\} \right\} \end{aligned} \quad 4-42$$

Le scalaire $\gamma \in (0,1)$ est le facteur de « sûreté » destiné à assurer que le point suivant respecte les conditions de stricte positivité; une valeur typique est $\gamma = 0.99995$.

Pour la remise à jour de μ^k , on peut utiliser une procédure qui a prouvé son efficacité pour les problèmes de programmation non linéaire en général. Tout d'abord, on calcule un « écart complémentaire » ρ qui s'exprime ainsi :

$$\rho^k = (s^k)^T \pi^k + (z^k)^T \hat{v}^k \quad 4-43$$

Le paramètre ρ^k tend vers 0 au fur et à mesure que l'algorithme converge vers x^* . La réduction de μ^k peut alors se faire sur la base d'une réduction prédite de l'écart complémentaire comme ceci:

$$\mu^{k+1} = \sigma^k \frac{\rho^k}{2m} \quad 4-44$$

Où σ^k est le paramètre de « centrage » compris entre 0 et 1. Choisir $\sigma^k = 1$ définit une direction « centrale », tandis que prendre $\sigma^k = 0$ revient à définir une évolution basée uniquement sur le principe de la méthode de Newton. Un bon compromis entre ces deux extrêmes serait de choisir σ^k tel que $\sigma^k = \max\{0.99\sigma^{k-1}, 0.1\}$ avec $\sigma^0 = 0.2$.

4.4.1.3.2 Test de convergence

L'algorithme convergera si on remplit les conditions suivantes :

$$\begin{cases} v_1^k \leq \varepsilon_1 & \mu^k \leq \varepsilon_\mu \\ v_2^k \leq \varepsilon_2 & \|\Delta x\|_\infty \leq \varepsilon_2 \\ v_3^k \leq \varepsilon_3 & \|g(x)\|_\infty \leq \varepsilon_1 \\ v_4^k \leq \varepsilon_4 & v_4^k \leq \varepsilon_2 \end{cases} \quad \text{ou} \quad 4-45$$

Sachant que :

$$\begin{aligned} v_1 &= \max\left\{\max\{h - h(x)\}, \max\{h(x) - \bar{h}\}, \|g(x)\|_\infty\right\} \\ v_2 &= \frac{\|\nabla_x f(x) - J_g(x)^T \lambda + J_h(x)^T v\|_\infty}{1 + \|x\|^2} \\ v_3 &= \frac{\rho}{1 + \|x\|^2} \\ v_4 &= \frac{|f(x^k) - f(x^{k-1})|}{1 + |f(x^k)|} \end{aligned} \quad 4-46$$

Les tolérances typiques que l'on peut appliquer sont : $\varepsilon_1 = 10^{-4}$, $\varepsilon_2 = 10^{-2} \varepsilon_1$ et $\varepsilon_\mu = 10^{-12}$

4.4.1.3.3 Algorithme de la méthode IP

L'algorithme de la méthode IP (primal- dual) est donné comme suit

- Etape 1 :* $K=0$, μ^0 et choisir le point initiale y^0 qui satisfaire les conditions de
(initialisation) stricte positivité (s, z, π et $\hat{v} > 0$)
- Etape 2 :* calcul de la direction de Newton

Etape 3 : la mise à jour des variables

Les nouvelles variables sont calculées équations (4-41).

Etape 4 : test de convergence

Si le nouveau point satisfait les critères de convergence stop

Si non $k=k+1$ et mise à jour du paramètre barrière μ^k puis retourner à l'étape1

4.4.1.4 Optimisation appliquée au réseau Algérien sud Est en présence de sources solaires et stockage

Dans cette partie, nous aurons utilisé le réseau représenté dans la figure 3-24, pour minimiser la fonction de coût de la production synchrone et de la production solaire en présence du système de stockage d'énergie.

Cependant, cette région possède un bassin photovoltaïque de capacité mesurée sur la région de Ouargla. La puissance varie entre 195 et 480 watts à partir 8h30 jusqu'a 17h00 pour un panneau solaire déclaré dans la référence [62].

Si on considère les critères suivants pour notre système pour atteindre nos objectifs.

- L'évolution de la puissance moyenne générée par un panneau solaire (figure 4-4) est similaire pour une ferme solaire de puissance d'ordre de MW.

- L'évolution de la charge demandée sur une période de 08h00 jusqu'à 17h00 est similaire à la puissance consommée nationale pour la journée ouvrable 13/02/2018 déclaré dans le site de l'Opérateur Système de l'Algérie (figure 4-5) de puissance réduite selon la puissance demandée moyenne sur la charge de réseau de la figure 3-24.

- Un système de stockage d'énergie électrique est utilisée lors de l'augmentation/ou la diminution de la charge.

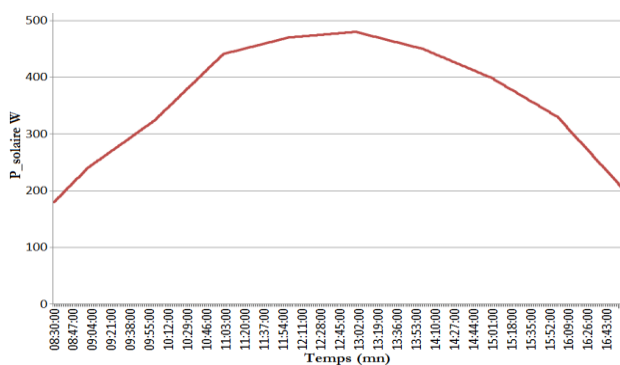


Figure 4-4 Évolution de puissance générée par un panneau solaire [62]



Figure 4-5 Évolution de la puissance demandée par l'Opérateur Système

- La période dans laquelle notre étude sera faite débutera à partir de 8h00 et se terminera à 17h00 comme représenté dans la figure 4-5.
- On suppose que la puissance consommée durant cette période soit celle représentée dans les données de ce réseau Algérien Sud Est à une valeur de 297.5MW.
- Une participation des panneaux solaires répartissent uniformément en série et/ou en parallèle pour pouvoir désigner la tension dont il a besoin et le courant généré afin d'obtenir une puissance d'ordre de élevée.

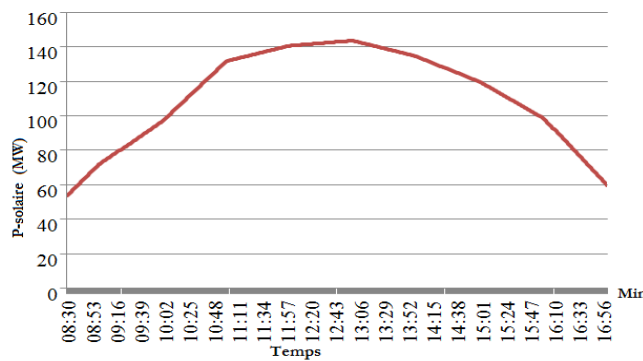


Figure 4-6 Évolution de la puissance générée par une ferme solaire en MW

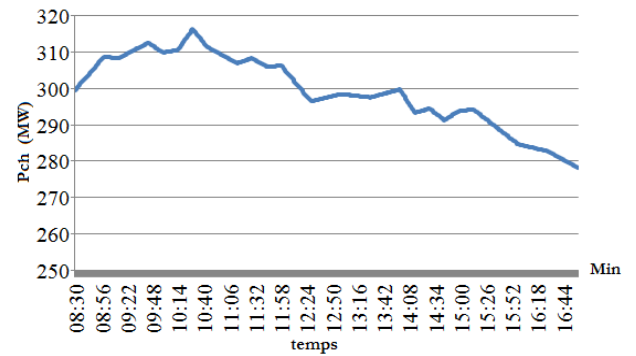


Figure 4-7 Evolution de la puissance demandée par la charge estimée

La figure 4-6, montre la puissance générée intermittente par la station solaire en respectant son évolution citée dans la figure4-4 et que cette puissance est celle reçue par le réseau. La figure 4-7 montre la puissance consommée de la journée ouvrable datée 13/02/2018.

Tableau 4-1 Paramètres économiques du système étudié

Générateur	a(\$/MW ²)	b(\$/MW)	c(\$)	$P_g^{\min}$ (MW)	$P_g^{\max}$ (MW)	RU_g (MW)	RD_g (MW)
1	0.02	2.5	0	0	300	40	40
2	0.02	2	0	0	350	30	30

Les paramètres économiques du réseau Sud Est Algérien sont donnés par le tableau 4-1.

L'insertion des moyens de stockage au réseau électrique joue un rôle primordial dans l'analyse de l'économie d'un réseau électrique puisqu'ils nous permettent de stocker l'excès de la puissance fournie aux heures creuses de la charge puis de les refournir lors de la demande de pointe. Les moyens de stockage sont de plusieurs types tels que ; hydraulique, inertiel et chimique.

La fonction objectif utilisée est celle représenté dans l'équation 4-47.

$$FO = \sum_{g,t} aP_{g,t}^2 + bP_{g,t} + c + \sum_t VSC.P_{PV}^t \quad 4-47$$

Où:

$$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max}$$

$$\begin{aligned}
 P_{g,t} - P_{g,t-1} &\leq RU_g \\
 P_{g,t-1} - P_{g,t} &\leq RD_g \\
 SOC_t &= SOC_{t-1} + (P_t^c \eta_c - P_t^d / \eta_d) \cdot \Delta t \\
 P_c^{\min} &\leq P_c^t \leq P_c^{\max} \\
 P_d^{\min} &\leq P_d^t \leq P_d^{\max} \\
 SOC_{\min} &\leq SOC_t \leq SOC_{\max} \\
 P_{PV}^t + \sum_g P_{g,t} + P_d^t &\geq P_{ch} + P_c^t
 \end{aligned}$$

où

$P_{g,t}$: puissance active générée par les centrales électriques à l' instant t en (MW) ;

VSC : facteur de réduction de puissance dans la station solaire en (\$/MW.t) ;

P_{PV}^t : puissance générée par la station solaire (MW) à l'instant t ;

a, b, c : coefficients économique de la fonction objectif ;

$P_g^{\max/\min}$: puissance maximum/minimum générée par les centrales de base ;

RU_g / RD_g : indiquent les taux (limites) de montée/descente des générateurs en (MW/t) ;

SOC_t : L'état de charge/décharge de système de stockage ;

P_c^t . et P_d^t : La puissance charge et déchargé a l'instant t en (MW) ;

P_{ch} : La puissance demandée par la charge à l' instant t en (MW) ;

η_c / η_d : Le facteur de chargement /déchargement de système de stockage en % ;

Δt : Est l'écart de temps de durée de 15 minute.

Les paramètres de système de stockage pour cette étude sont donnés par le tableau suivant :

Tableau 4-2 Données du système de stockage

Paramètres	$SOC_0 (MW)$	$SOC_{\max} (MW)$	$P_d^{\max}$	$P_d^{\min}$	$P_c^{\max}$	$P_c^{\min}$	η_c	η_d	VSC
Valeur	100	300	0.2* $SOC_{\max}$	0	0.2* $SOC_{\max}$	0	95%	90%	50

En utilisant IP-OPF pour minimiser la fonction objectif en présence des contraintes d'égalités et d'inégalités implanter dans le logiciel GAMS[63]. Et après, l'exécution de ce programme. Les résultats obtenus sont représentés comme suit :

- La fonction du coût en présence de système de stockage avec $VSC = 50$ est 26318.35 \$. La solution optimal pour le stockage intégré au réseau étudié est représenté dans le tableau 4-3.

D'après le tableau 4-3 et la figure 4-8, l'évolution de la puissance générée par les générateurs de base sont inversement proportionnelle avec la puissance générée par les sources solaires, ainsi le stockage d'énergie aide le réseau électrique une fois la demande est augmentée comme signaler dans la courbe Pch de la figure4-8 et Pd de la figure 4-9 durant la période 8h45 jusqu'à 10h00 car la

puissance fournie par les panneaux solaires sont faibles et la demande d'énergie est en augmentation.

La figure 4-9 montre la puissance chargée et déchargée par le stockage d'énergie durant le temps, on voit qu'y a une décharge durant les extrémités de la journée car l'énergie fournie par les panneaux solaires est faible.

Tableau 4-3 Etat de stockage d'énergie durant le temps de simulation

Temps (min)	P_{ch} (MW)	$P_{g1,t}$ (MW)	$P_{g2,t}$ (MW)	P_{PV}^t (MW)	SOC_t (MW)	P_d^t (MW)	P_c^t (MW)
08:30:00	299.844	116.672	129.172	54.000	100.0	0	0
08:45:00	304.206	106.672	119.172	62.400	95.566	15.962	0
09:00:00	308.880	96.672	109.172	71.400	86.778	31.636	0
09:15:00	308.592	95.336	107.836	77.922	79.14	27.498	0
09:30:00	310.698	95.336	107.836	84.267	72.679	23.259	0
09:45:00	312.804	95.336	107.836	90.612	67.396	19.02	0
10:00:00	310.068	95.336	107.836	96.957	64.635	9.939	0
10:15:00	310.860	95.336	107.836	105.402	64.000	2.286	0
10:30:00	316.584	95.043	107.543	113.997	64.000	0	0
10:45:00	311.580	88.244	100.744	122.592	64.000	0	0
11:00:00	309.384	82.848	95.348	131.187	64.000	0	0
11:15:00	307.188	80.202	92.702	134.283	64.000	0	0
11:30:00	308.556	79.761	92.261	136.533	64.000	0	0
11:45:00	306.288	77.502	90.002	138.783	64.000	0	0
12:00:00	306.432	76.449	88.949	141.033	64.000	0	0
12:15:00	301.572	73.644	86.144	141.783	64.000	0	0
12:30:00	296.712	72.450	84.95	142.533	64.765	0	3.221
12:45:00	297.684	72.450	84.95	143.283	65.577	0	2.999
13:00:00	298.656	72.450	84.95	144.033	66.137	0	2.777
13:15:00	298.224	72.450	84.95	141.783	66.365	0	0.959
13:30:00	297.792	72.879	85.379	139.533	66.365	0	0
13:45:00	298.872	73.044	85.544	140.283	66.365	0	0
14:00:00	299.952	76.061	88.561	135.330	66.365	0	0
14:15:00	293.508	74.862	87.362	131.283	66.365	0	0
14:30:00	294.732	77.35	89.85	127.533	66.365	0	0
14:45:00	291.492	77.605	90.105	123.783	66.365	0	0
15:00:00	294.120	80.793	93.293	120.033	66.365	0	0
15:15:00	294.372	83.495	95.995	114.883	66.365	0	0
15:30:00	291.204	84.536	97.036	109.633	66.365	0	0
15:45:00	288.036	85.577	98.077	104.383	66.365	0	0
16:00:00	284.868	86.618	99.118	99.132	66.365	0	0
16:15:00	283.914	91.016	103.516	89.382	66.365	0	0
16:30:00	282.960	95.336	107.836	79.632	66.321	0.155	0
16:45:00	280.692	95.336	107.836	69.882	64.2	7.637	0
17:00:00	278.424	95.336	107.836	60.132	60.000	15.119	0

Un chargement de puissance remarquable durant 12h30 et 13h15 puisque cette période les panneaux solaire fournir une puissance maximale.

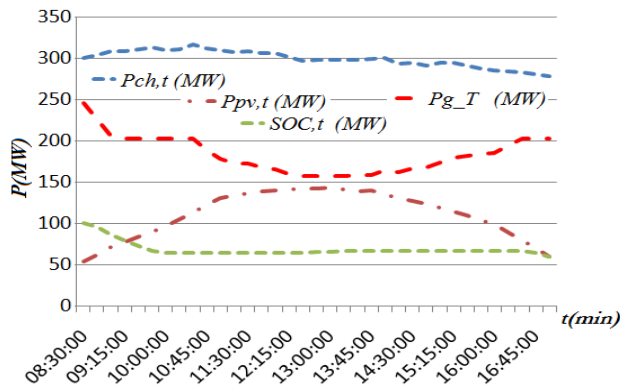


Figure 4-8 Puissances demandée, générée, et stockée

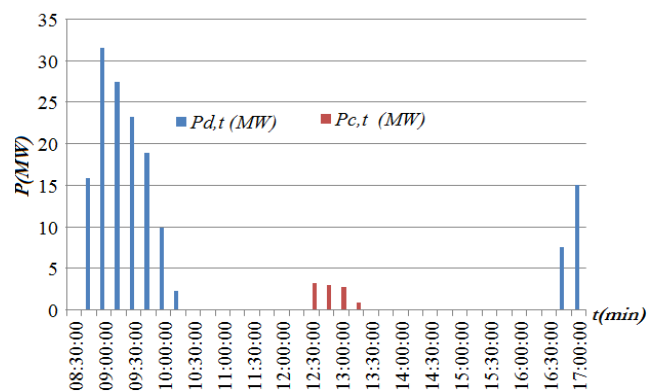


Figure 4-9 Puissances chargée et déchargée par le système de stockage

4.4.2 Méthodes d'optimisation méta-heuristiques

Les métaheuristiques sont apparues à partir des années 80, le mot « métaheuristique » est composé de deux mots grecs, le premier est signifié : « au-delà ou dans un niveau supérieur » et le deuxième signifie : « trouver ou découvrir ».

Dans la littérature, utilisent heuristiques et métaheuristique de manière interchangeable. Cependant, la tendance récente tend à nommer tous les algorithmes stochastiques avec randomisation et recherche locale comme métaheuristiques. La randomisation offre un bon moyen de se déplacer loin des optimums locaux [64].

Les algorithmes métaheuristiques sont des méthodes non déterministes, du fait que leur processus d'optimisation n'est pas lié à la forme de la fonction objectif et sa dérivée. Mais, basé sur l'essai à plusieurs tentatives en améliorant le résultat via des processus inspirés de la nature dans de nombreux domaines tels que la biologie (algorithmes évolutionnaires et génétiques), la physique comme le recuit simulé et l'éthologie (l'intelligence en essaim)[65].

Généralement, les méthodes métaheuristiques sont classifiées par :

- Les méthodes de trajectoire qui construisent une trajectoire dans l'espace des solutions et qui ne manipulent qu'une seule solution à chaque génération comme le recuit Simulé, la recherche taboue et la recherche à voisinage variable;
- Les méthodes basées sur une population de solutions comme les algorithmes évolutionnaires (les algorithmes génétiques GA, l'évolution différentielle DE ...) et l'intelligence en essaim (l'optimisation par essaim de particules PSO, l'optimisation basés sur la biogéographie BBO...) [50].

Cependant, elles ont l'inconvénient d'avoir plusieurs paramètres à régler, et demande un temps de calcul élevé.

Dans cette partie nous aurons présenté un exposé sur quelques méthodes d'optimisation métaheuristiques pour la résolution de l'écoulement optimal de la puissance. Notamment, nous citons le principe et ses avantages de chaque méthode.

4.4.2.1 Le recuit simulé

Le recuit simulé est une méta-heuristique inspirée d'un processus utilisé en métallurgie pour améliorer la qualité d'un solide en jouant sur l'organisation des molécules afin d'obtenir une structure régulière. On parle alors d'arrangement cristallin.

Lorsqu'un solide soumis à une température élevée, chaque particule possède une très grande énergie et peut effectuer des déplacements aléatoires importants dans la matière. Au même temps la température diminue, chaque particule perd de l'énergie et sa capacité de déplacement est réduite. Les différents états transitoires de refroidissement permettent d'avoir des matériaux homogènes et une bonne qualité. Ce processus est appelé recuit[66].

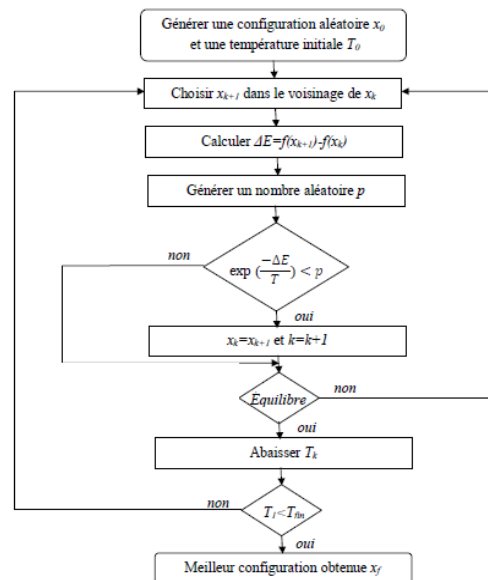


Figure 4-10 Organigramme de la méthode recuit simulé[67]

Le recuit simule est un processus itératif dans l'espace des solutions. On part avec une solution notée x_0 initialement générée de manière aléatoire ayant une énergie initiale E_0 , et une température initiale T_0 généralement élevée. A chaque itération de l'algorithme, un changement élémentaire est effectuée sur la solution, cette modification fait varier l'énergie du système ΔE . Si cette variation est négative $\Delta E < 0$, la probabilité d'acceptation p est donnée par l'équation de Boltzmann suivante :

$$P(E, T) = \exp\left(\frac{-\Delta E}{T}\right) \quad 4-48$$

Où ;

T : est la température du système.

4.4.2.2 Les algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques sont des techniques d'optimisation stochastiques qui tentent d'imiter les processus d'évolution naturelle des espaces et de la génétique. Les premiers travaux de John Holland sur les systèmes adaptatifs remontent à 1975. L'ouvrage de David Goldberg a largement contribué à les vulgariser. Ces algorithmes sont appelés aussi les algorithmes évolutionnaires qui sont inspirés du concept de sélection naturelle proposée par Charles Darwin [68].

La stratégie de recherche des AG est basée sur les opérations suivantes : reproduction, croisement et mutation.

Un cycle d'exécution, l'opération de reproduction sélectionne une chaîne de chromosomes de la génération précédente sur la base de la valeur de fitness et sa probabilité de propagation à la prochaine génération. Après que la population de la génération suivante est remplie, l'opération de croisement fonctionne en conjonction avec la reproduction. Elle sélectionne deux individus nommés parents puis croise et permute l'information génétique de ces deux derniers. L'opérateur de mutation modifie les valeurs des chromosomes aléatoires pendant la phase de reproduction croisée. Les probabilités d'occurrence de croisement et de la mutation lors d'une exécution sont sélectionnables. L'opérateur de sélection détermine les individus qui survivront et continueront dans la prochaine génération [65].

La procédure de résolution par l'AG est résumée dans l'algorithme suivant :

Initialisation : Génération de la population initiale, la probabilité de mutation et de croisement

Sélection : Evaluation de la valeur de fitness ou la fonction objectif entre tous les individus de la population actuelle. On choisit ceux qui continueront dans les étapes suivantes pour produire le nouvel individu.

Recombinaison : Elle consiste à la génération de la nouvelle population, la recombinaison typique pour l'algorithme génétique est une opération nécessitant deux parents, qui seront échangés les gènes correspondants pour former un enfant ou un nouvel individu.

Mutation : Dans cette étape, certains éléments de l'ADN des individus de la nouvelle population seront changés. Dans la nature, ces changements sont principalement causés par des erreurs au cours de processus de copie des gènes des parents.

Dans l'AG, la mutation signifie un changement aléatoire de la valeur d'un gène dans la nouvelle population.

On revient l'opération de sélection sera appliquée sur la nouvelle population générée dans l'étape de mutation.

Le processus est répété jusqu'à ce que le critère d'arrêt soit satisfaisant est atteint[65].

4.4.2.3 L'optimisation par essais de particules

L'optimisation par essaim de particules est une technique d'optimisation (méta-heuristique) développée par Kennedy (socio-psychologue) et Eberhart (Ingénieur en électricité), développée en 1995 aux États-Unis sous le nom de Particle Swarm Optimization (PSO), ces deux concepteurs, cherchaient à modéliser des interactions sociales entre des " agents" devant atteindre un objectif donné dans un espace de recherche commun, chaque agent ayant une certaine capacité de mémorisation et de traitement de l'information. La règle de base était qu'il ne devait pas y avoir aucun chef d'orchestre, et même aucune connaissance par les agents de l'ensemble des informations mais seulement des connaissances locales [66]–[68].

Le model mathématique de la méthode PSO est le suivant :

$$V_i^{t+1} = w * V_i^t + c_1 * rand_1 * (Pbest_i - X_i^t) + c_2$$

4-49

$$* rand_2 * (gbest_i - X_i^t)$$

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1}$$

4-50

Avec,

V_i^t : vitesse de la i^{eme} particule dans l'essaim à l'itération t ;

X_i^t : position de la i^{eme} particule dans l'essaim à l'itération t ;

$Pbest_i$: Appelé le leader local ou la meilleure position personnelle, qui représente la meilleure position trouvée par la i^{eme} particule elle-même jusqu'ici;

$gbest$: Appelé le leader global ou la meilleure position globale, qui représente la meilleure position globale trouvée par les voisins de cette particule jusqu'ici;

i : Nombre de particules ;

w : Facteur de poids initial;

c_1, c_2 : Constantes d'accélération;

$rand_1, rand_2$: les valeurs aléatoires uniformes dans l'intervalle [0 1].

L'utilisation de la diminution linéaire de l'inertie du facteur poids (w) a fourni de meilleures performances dans toutes les applications. Sa valeur est diminuée de façon linéaire d'environ 0.9 à 0.4 dans une course. Le choix approprié de la masse d'inertie assure un équilibre entre l'exploration et l'exploitation globale et locale, et résulte en moins d'itérations en moyenne pour trouver une solution suffisamment optimale. Sa valeur est définie selon l'équation suivante :

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} * iter$$

4-51

Où, w_{max} , w_{min} : sont deux nombres aléatoires appelés poids initial et poids final respectivement.

$iter_{max}$: nombre d'itération maximale ;
 $iter$: numéro de l'itération.

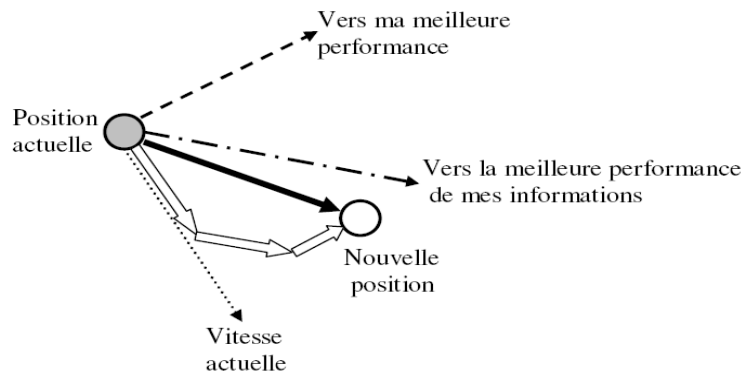


Figure 4-11 Schéma de principe de déplacement d'une particule

Les différentes étapes de l'algorithme sont présentées dans la figure ci-dessous:

- 1 – Initialiser la population de particules avec des positions et vitesses aléatoires.
- 2 – Évaluer la fonction objectif pour chaque particule et calculer g .
- 3 – Pour chaque individu i , L_i est initialisée à P_i .
- 4 – Répéter jusqu'au critère d'arrêt.
 - 4.1 – Mettre à jour les vitesses et les positions des particules;
 - 4.2 – Évaluer la fonction objectif pour chaque individu;
 - 4.3 – Calculer les nouveaux L_i et g .
- 5 – Afficher le meilleur état rencontré au cours de la recherche.

4.4.2.4 Applications de l'optimisation par les essaims de particules (PSO) aux systèmes de puissance

4.4.2.4.1 Application au réseau IEEE30 jeux de barres

Cette partie, est consacrée à la résolution et à l'amélioration des performances du réseau électrique en présence des moyens de compensation modernes comme le STATCOM ou le SVC dans le but de régler la tension dynamiquement du jeu de barres au quel ils sont raccordés. Un programme sous MATLAB est appliqué pour valider l'emplacement et la valeur optimale du STATCOM et ses équations sont représentés dans l'annexe, les données des réseaux appliqués sont ceux de MatPower7 qui a une charge totale de 283.4 MW+j126.2 MVar. Une fois l'écoulement de puissance est exécuté

sans et avec le compensateur STATCOM, en fait l'optimisation de ces derniers selon la fonction objectif désirée en utilisant l'optimisation par Essaims particules PSO.

Le tableau 4-4, montre les résultats de l'écoulement de puissance d'un réseau 30JB Matpower7 avec et sans STATCOM, on voit clairement que la tension au niveau du jeu de barres auquel est raccordé(JB12) est réduite (améliorée) à l'unité voire ses jeux de barres adjacents, et la puissance réactive totale générée sont augmentés pour assurer le niveau de la tension des jeux de barres de génération en présence de STATCOM, ainsi la majorité des jeux de barres charge de ce réseau portes des tensions supérieures à l'unité à cause de ses capacités lignes (distance importantes) ou bien la charge réactive est faible.

Tableau 4-4 Écoulement de puissance de réseau étudié sans/avec STATCOM

JBs	V (pu)		génération			
			P (MW)		Q (MVar)	
	NS	WS	NS	WS	NS	WS
1	1.06	1.06	260.96	261.47	-20.42	-15.96
2	1.045	1.045	40.0	40.0	56.07	64.81
3	1.021	1.014	-	-	-	-
4	1.012	1.003	-	-	-	-
5	1.01	1.01	0.00	0.00	35.66	38.42
6	1.011	1.005	-	-	-	-
7	1.003	0.999	-	-	-	-
8	1.01	1.01	0.00	0.00	36.11	51.59
9	1.051	1.038	-	-	-	-
10	1.045	1.021	-	-	-	-
11	1.082	1.082	0.00	0.00	16.06	23.0
12	1.057	1.00	-	-	0.00	-73.0
13	1.071	1.071	0.00	0.00	10.45	54.5
14	1.043	0.989	-	-	-	-
15	1.038	0.988	-	-	-	-
16	1.045	1.001	-	-	-	-
17	1.04	1.01	-	-	-	-
18	1.028	0.987	-	-	-	-
19	1.026	0.99	-	-	-	-
20	1.03	0.997	-	-	-	-
21	1.033	1.007	-	-	-	-
22	1.034	1.008	-	-	-	-
23	1.027	0.986	-	-	-	-
24	1.022	0.992	-	-	-	-
25	1.018	0.997	-	-	-	-
26	1.00	0.979	-	-	-	-
27	1.024	1.009	-	-	-	-
28	1.007	1.002	-	-	-	-
29	1.004	0.988	-	-	-	-
30	0.992	0.977	-	-	-	-

Sachant que: WS/NS: avec/sans STATCOM.

La figure 4-12 montre l'avantage de ce compensateur pour l'amélioration de la tension de réseau électrique.

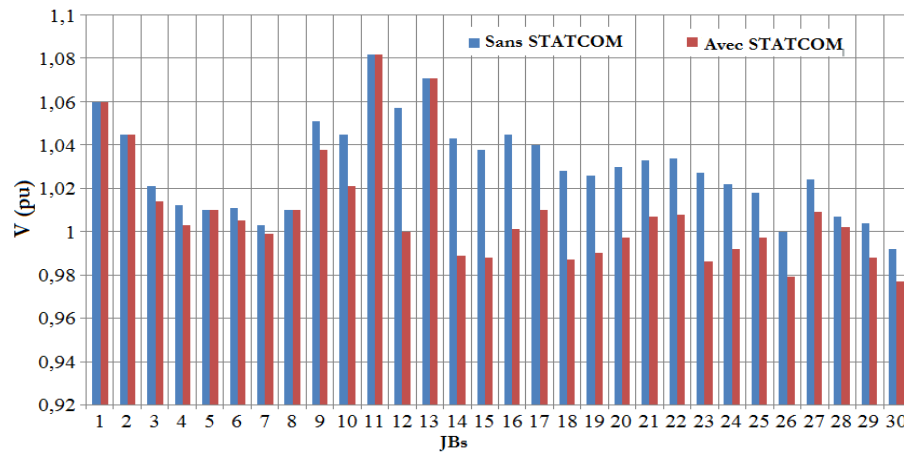


Figure 4-12 Amplitude de tension de jeux de barre avec/sans STATCOM

Pour appliquer un écoulement de puissance optimal par Essaims Particule PSO, nous avons besoin de respecter les étapes suivantes :

Etape1 : introduisons toutes les données du réseau électrique tels que, les limites des puissances des générateurs, les limites des transformateurs et ses contraintes, introduire le nombre des générateurs, le nombre des particules, les coefficients d'inertie w et les coefficients d'accélération $c1$ et $c2$.

Etape2 : initialiser chaque vecteur de particule de l'essaim en affectant une vitesse et une position aléatoires dans l'espace de recherche. Chaque particule contient les valeurs de la puissance et de la tension des générateurs, les prises en charges des transformateurs et les puissances réactives des batteries de compensation.

Etape3 : utilisation de la méthode de Newton Raphson pour l'écoulement de puissance pour chaque particule et calculer la fonction objectif.

Etape4 : le calcul de la meilleure position de chaque particule jusqu'à ($Bbest$) et la meilleure position dans tous les générateurs ($Gbest$).

Etape5 : mettre à jour les vitesses ($V_i^{(k+1)}$) en utilisant l'équation 4-49 et les positions ($X_i^{(k+1)}$) en utilisant l'équation 4-50 pour toutes les particules. Donc, chaque position est l'image des variables de contrôle.

Etape6 : reçoit une nouvelle solution de l'écoulement de puissance, en utilisant les nouvelles variables de contrôle.

Etape7 : répéter les étapes 3 à 6 jusqu'à satisfaire le critère d'arrêt.

Les paramètres de PSO appliqué dans cette étude sont représenté dans le tableau suivant :

Tableau 4-5 Paramètres de PSO

Paramètres	Valeur
Taille de population	50
Nombre d'itérations	200
Coefficients d'inertie	[0.4 0.9]
Coefficient d'accélération c_1	2.05
Coefficient d'accélération c_2	2.05

Cas01 : la fonction objectif dans ce cas est de minimiser les pertes de la puissance active en respectant les limites max et min des éléments suivants : les tensions des générateurs, les prises de charges des transformateurs constituant le réseau étudié, ainsi la puissance réactive fournir et/ou absorbée par le STATCOM.

La fonction objectif qu'on va minimiser est :

$$F_{loss} = \min(\text{real} \sum \frac{(V_i - V_j)^2}{(R_i - jX_i)}) \quad 4-52$$

Sachant que V_i , V_j , R_i , et X_i sont les tensions aux jeux de barres i , et j , ainsi leurs impédances respectivement.

Pour les contraintes d'égalités sont celles représentés dans les équations 4-14 et 4-15, et les contraintes d'inégalités nous aurons cités :

- Pour les limites des générateurs en tension et puissance réactives

$$V_{Gi}^{\min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{\max} \quad 4-53$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad 4-54$$

- Pour les limites des transformateurs en charges

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max} \quad 4-55$$

Sachant que : i est le numéro de transformateurs

- Pour les limites des compensateurs (STATCOM)

$$Q_{Ci}^{\min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{\max} \quad 4-56$$

Où, i est le numéro de jeu de barres auquel est raccordé

Donc, la fonction objectif citée auparavant en présences des limites de la puissance réactive est la suivante :

$$F = F_{loss} + \sum_i \lambda_{Vi} (V_i - V_i^{\lim})^2 + \sum_i \lambda_{Ti} (T_i - T_i^{\lim})^2 + \sum_i \lambda_{Qi} (Q_i - Q_i^{\lim})^2 \quad 4-57$$

Où,

λ_{Qi} , λ_{Ti} , et λ_{Vi} sont les facteurs de pénalité de puissance réactive, transformateur, et tension respectivement.

En utilisant le MatPower Toolbox7 pour calculer l'écoulement de puissance d'un réseau IEEE30JBs. Avant l'optimisation, les pertes totales active et réactive sont (17.557 MW+j67.69 MVar).

Le tableau 4-6, montre les limites des variables utilisées dans le réseau étudié pour une optimisation via PSO. Ainsi l'emplacement optimal de STATCOM.

Tableau 4-6 Limites des variables utilisées

Limite des tensions et prises de charges (pu)			
$V_i^{\min}$	$V_i^{\max}$	$T_i^{\min}$	$T_i^{\max}$
0.95	1.1	0.9	1.1
Limites des compensateurs (MVar)			
JB	$Q_c^{\min}$	$Q_c^{\max}$	
12	-75	0.0	
(STATCOM)			
10	0	20	
24	0	20	
Facteurs De Pénalité			
λ_{Vi}	λ_{Ti}	λ_{Qi}	
20000	10000	1000	

Les vecteurs de contrôle utilisé pour minimiser la fonction objectif sont:

- Cas de base : $x = [V_g^k, tap, Q_C]$ 4-58

- Cas d'insertion de STATCOM : $x = [V_g^k, tap, Q_C, Q_{STATCOM}]$ 4-59

Tableau 4-7 Comparaison entre le cas de base et PSO des variables optimisées sans STATCOM

Variables de contrôle			Cas de base (IP-OPF)	PSO
Tension des générateurs	V_{G1}		1.06	1.0899
	V_{G2}		1.045	1.0608
	V_{G5}		1.01	1.0174
	V_{G8}		1.01	1.0356
	V_{G11}		1.082	1.0446
	V_{G13}		1.071	1.0554
Prises des transformateurs	T_{6-9}		0.978	0.9831
	T_{6-10}		0.969	1.039
	T_{4-12}		0.932	1.047
	T_{27-28}		0.968	0.977
Compensateurs shunts	Q_{c10}		19	12.68
	Q_{c24}		4.3	5.46
Pertes active de puissance			17.557MW	16.918MW

Une fois l'écoulement de puissance est analysé en utilisant le réseau IEEE30JBs comme représenté dans le tableau 4-7 par Matpower toolbox, et pour optimiser le vecteur x nous avons appliqué une méthode d'optimisation par PSO.

La figure 4-13, montre l'évolution des pertes de puissance active minimisée de réseau étudié en utilisant le PSO, on voit que ses pertes diminuent jusqu'à l'itération 29 puis se stabilisent à une valeur de 16.9118MW.

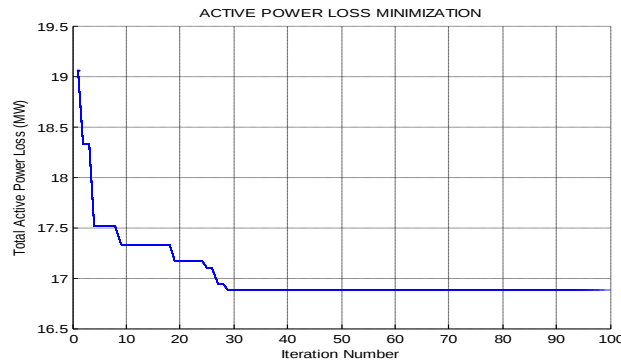


Figure 4-13 Minimisation de puissance active

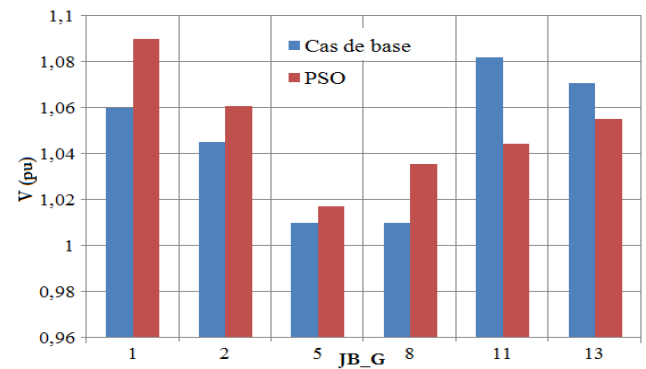


Figure 4-14 Profile de tension optimisée

La figure 4-14 montre aussi les amplitudes des tensions optimisée par rapport à ceux non optimisées, qui montre que leurs évolutions sont dans la marge normalisée

Maintenant, si le STATCOM est inséré dans le jeu de barre type charge ou sa tension est élevée par rapport aux autres jeux de barres charge, donc dans ce réseau, le choix optimal de ce compensateur est au jeu de barre 12. La même procédure d'optimisation par PSO est réalisée en présences de STATCOM. Ses résultats de simulation sont montrés dans le tableau 4-8.

Tableau 4-8 Comparaison entre le cas de base et PSO des variables optimisé avec STATCOM

Variables de contrôle		Cas de base	PSO
Tensions des générateurs	V_{G1}	1.06	1.0638
	V_{G2}	1.045	1.0404
	V_{G5}	1.01	1.0013
	V_{G8}	1.01	1.0205
	V_{G11}	1.082	1.035
	V_{G13}	1.071	1.0139
Prises des transformateurs	T_{6-9}	0.978	0.9319
	T_{6-10}	0.969	0.9794
	T_{4-12}	0.932	1.028
	T_{27-28}	0.968	1.0337
Compensateurs shunts	Q_{c10}	19	1
	Q_{c24}	4.3	1.72
	$Q_{STATCOM_12}$	-73	-4.77
Pertes active de puissance		18.066MW	17.9714MW

On voit que toutes les tensions de jeux de barres de génération sont dans leurs limites et la valeur de la puissance réactive est réduite par rapport à celle de base car notre objectif est de réduire les pertes actives dans les lignes de réseau étudié qui est réduite en utilisant la l'optimisation par PSO.

4.4.2.4.2 Application sur le réseau électrique Algérien 114 jeux de barres

Le réseau électrique Algérien est composé de 114 jeux de barres, 15 générateurs, 159 lignes, et 16 transformateurs, 91 charges (figure 4-15), ou les jeux de barres de charge sont classés en compensant ceux de faibles ou forte tension à travers l'emplacement des moyennes de compensations modernes tel que le STATCOM ou le SVC, un programme d'écoulement de puissance est effectué pour désigner le jeu de barre charge le plus faible ou fort pour implanter ce compensateur. Si on prend en considération les précautions suivantes:

- ✓ Si on considère les limites max et min des tensions, et des transformateurs, ainsi les facteurs de pénalty rajoutés à la fonction objectif de perte totale de puissance active sont celles affichée dans le tableau 4-6.
- ✓ Après l'écoulement de puissance, on remarque que la tension la plus faible est celle au jeu de barres de la charge numéro 89. Par conséquent, l'installation d'un compensateur à base de condensateurs est nécessaire.
- ✓ On va aussi compenser le jeu de barre 113 sise à Ouargla (Annexe de référence [69]) en installant un compensateur STATCOM pour raison de régler dynamiquement la tension de ce jeu de barre a cause de la charge relié a ce réseau (charge importante type industrielle).
- ✓ Tant que la tension de ce jeu de barre est réglée, l'installation des fermes solaires est nécessaire pour aider les centrales de base, puisque la probabilité de l'extraction de rayonnement solaire est importante d'après la référence [76].
- ✓ Si on considère la puissance moyenne fournie par les panneaux solaires est 80MW sont raccordées au jeu de barres 113.

Après l'application des précautions cité auparavant, les résultats de simulation avec et sans STATCOM et optimisée par PSO.

Dans cette simulation, le jeu de barres 4 est pris comme référence. Les tensions aux niveaux des jeux de barres générateurs sont entre 0.95 pu et 1.1 pu. Les puissances demandées sont 3727 MW et 2070 MVAR. Le reste des paramètres sont déclarer dans [69] [70].

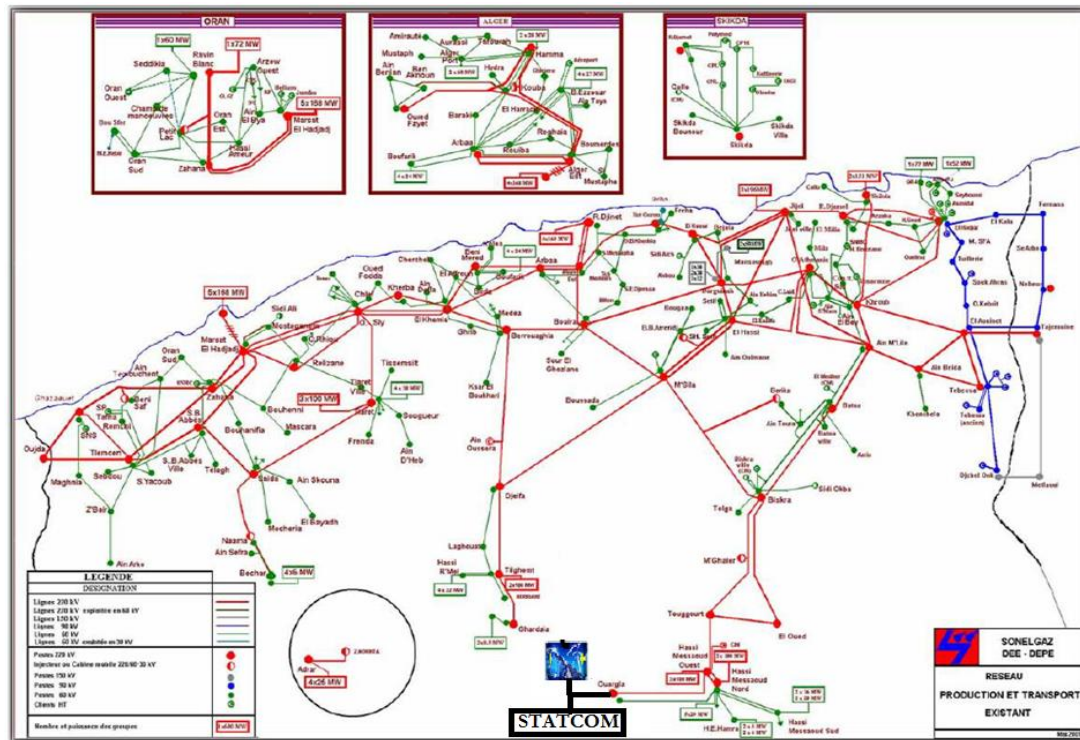


Figure 4-15 Schéma unifilaire d'un réseau Algérien [69]

Après l'écoulement de puissance du réseau étudié, nous avons déduit la valeur de compensateur réactif au niveau de jeu de barres 89 qui a besoin de 0.663 pu et la celle de STATCOM relié au jeu de barres 113 porte une valeur de 1.026pu inductive (consommateur d'énergie réactive). La figure 4-16, montre l'évolution de la tension au niveau de tous les jeux de barres de ce réseau.

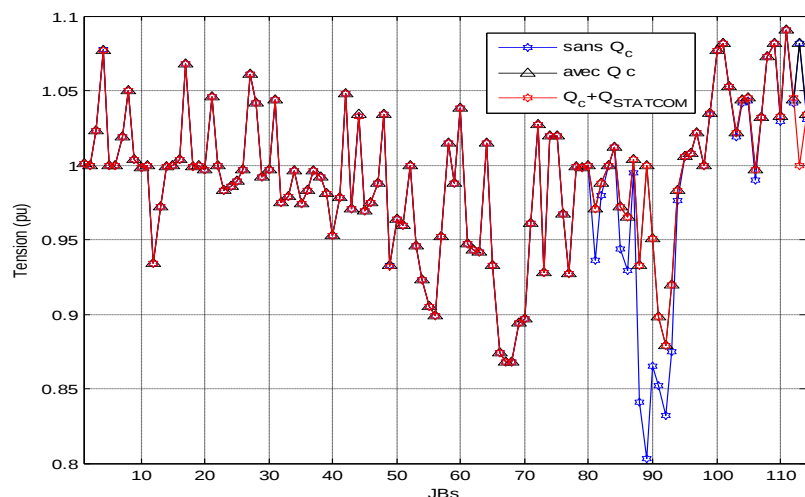


Figure 4-16 Niveaux des tensions de jeux de barres avec compensation

D'après la figure 4-16, on remarque que la présence des moyennes de compensation joue un rôle important pour l'amélioration du niveau de tension sur les jeux de barres de faible niveau comme signaler dans la courbe avec compensateur Q_c et réduire ce niveau pour la tension qui dépasse 1.0pu pour la courbe qui représente la compensation par les deux compensateurs au jeu de barres compensée et par conséquent améliorer la stabilité en tension de réseau électrique.

L'application de programme PSO pour minimiser les pertes de puissance active en utilisant les cas suivants :

Cas01 : l'optimisation du réseau électrique est basée sur le cas sans compensation ;

Cas02 : l'optimisation du réseau électrique est en présence de compensateurs au jeu de barres 89 ;

Cas03 : l'optimisation dans les cas où les compensateurs ($Q_C + Q_{STATCOM}$). Sachant que le STATCOM est relié au jeu de barre 113 comme signaler dans les précautions précédentes et en présence des sources solaires.

Les figures suivantes montrent l'évolution des tensions et des prises en charges des transformateurs pour les trois cas.

D'après le tableau 4-9, et les figures 4-17, et 4-18, on observe que les valeurs des vecteurs optimisés sont dans les limites min et max pour les tensions sont 0.95 et 1.10pu respectivement, et est 0.965 et 1.035 pour les transformateurs. Ainsi la perte totale de puissance active est minimale dans le cas ou l'insertion de STATCOM est effectuée.

Le STATCOM va absorber une quantité de 46.19MVar pour avoir une perte minimale dès que le compensateur classique fournit une valeur de 2.16MVar pour améliorer la tension auquel est raccordé.

Tableau 4-9 Vecteurs optimisé pour les trois cas

Variables de contrôle			Cas01	Cas02	Cas03
Tensions générateurs	des	V_{G4}	1.03727	1.0826	1.0289
		V_{G5}	0.9799	0.9725	0.9865
		V_{G11}	0.9743	1.0367	0.9926
		V_{G15}	1.0603	1.0095	1.0096
		V_{G17}	1.0023	0.989	1.0335
		V_{G19}	1.0108	0.9934	1.0086
		V_{G22}	1.0326	1.0106	1.0513
		V_{G52}	0.9504	0.952	0.9916
		V_{G80}	1.0645	0.9977	1.0042
		V_{G83}	0.95	1.0199	1.0482
		V_{G98}	1.066	1.024	1.0496
		V_{G100}	1.0704	1.037	1.0053
		V_{G101}	1.023	1.0226	1.0669
		V_{G109}	0.977	1.0517	1.0854
		V_{G111}	1.016	1.0632	1.0371
Prises transformateurs	des	T_{80-88}	1.006	0.9954	1.0111
		T_{81-90}	0.996	0.9683	0.9833
		T_{86-93}	0.998	1.0304	0.9898

	T_{42-41}	0.9832	0.9875	1.0171
	T_{58-57}	0.981	0.9973	1.007
	T_{44-43}	1.0115	1.005	0.9872
	T_{60-59}	1.0006	0.97	1.0018
	T_{64-63}	1.034	1.0283	1.0209
	T_{72-71}	1.0187	1.0075	0.99
	T_{17-18}	1.0046	1.004	1.0059
	T_{21-20}	1.0186	1.0341	0.9736
	T_{27-26}	0.999	1.0343	0.9979
	T_{28-26}	0.988	0.99	1.0028
	T_{31-30}	1.019	1.00	1.0242
	T_{48-47}	1.029	0.9675	0.9895
	T_{74-76}	1.0343	1.0299	1.0335
Compensateurs shunts (MVar)	Q_{c_JB89}	0.0	18.71	2.16
	$Q_{STATCOM_JB12}$	0.0	0.0	-46.19
Pertes de puissance active (MW)		83.7614	80.139	75.3351

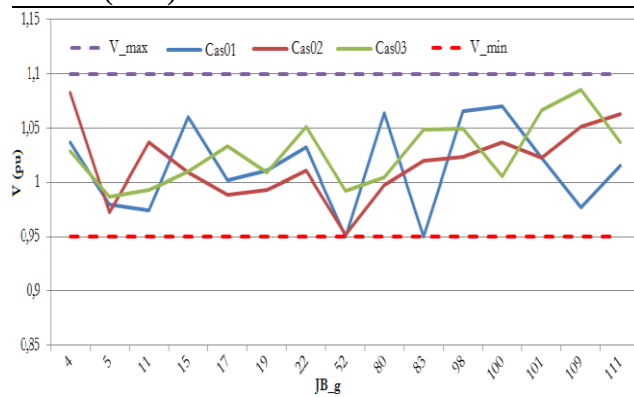


Figure 4-17 Tensions optimisées des JB de génération

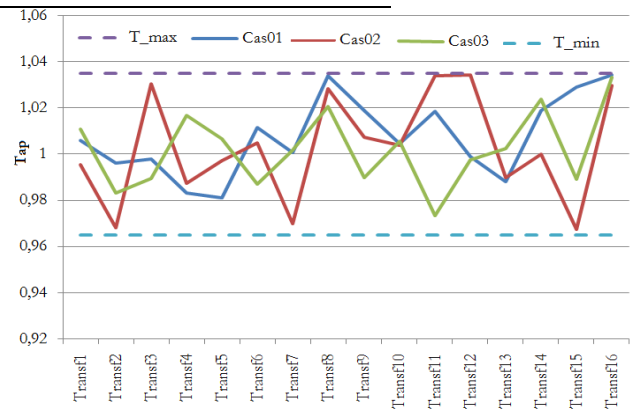


Figure 4-18 Prises de transformateurs optimisés

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, une partie est consacrée pour appliquer une méthode d'optimisation classique IP-OPF sur un réseau Sud Est Algérien en présence des sources solaires et le stockage d'énergie. Un programme d'exécution est inséré sur l'outil GAMS pour optimiser la fonction objectif de réseau étudié. Les résultats obtenus sont dans les limites requises.

Dans une autre partie, une méthode métaheuristique a été appliquée (PSO) pour minimiser la fonction des pertes de la puissance active dans les branches (lignes) du système étudié en présence de contraintes de puissances réactives et des tensions de générations ainsi que les limites de changements des prises des transformateurs. Un programme sous Matlab et MatPower a été utilisé pour appliquer cette méthode. Ces systèmes de puissance sont le réseau standard IEEE 30 jeux de

barres et le réseau électrique Algérien à 114 jeux de barres en présence des compensateurs statique et STATCOM et de panneaux solaires. Le choix de l'emplacement de ces compensateurs a été déterminé par un programme qui vérifié la valeur de la tension de jeu de barre charge soit minimale ou bien maximale afin d'améliorer le niveau de la tension de ces jeux de barres et de donner la valeur de puissance réactive nécessaire a compensée. Les résultats de simulation obtenus ont montré l'efficacité de l'optimisation soit de point de vue dans le cas de problème d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un régime non perturbé. L'installation des sources solaires sur la région saharienne joue un rôle important de point de vue énergétique et économique nationale peut réduire la fonction du coût de production des centrales de base et par conséquent l'amélioration de la sécurité de réseau.

Chapitre 05

Optimisation des systèmes de puissance dans un régime perturbé

5 Chapitre 05 Optimisation des systèmes de puissance dans un régime perturbé

5.1 Introduction

Dans le vaste domaine des réseaux électriques, l'étude de l'écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF) présente des défis majeurs. Leur résolution s'avère complexe et requiert d'énormes efforts de calculs. Cependant, une solution à ce problème nécessite une résolution dans un temps minimal. La solution permettra aussi une répartition de la puissance qui assure la stabilité de réseau électrique.

Dans ce chapitre, nous aurons modélisé dynamiquement et optimisé le réseau électrique en présence des contraintes de la stabilité transitoire en utilisant une des méthodes d'optimisation conventionnelles la plus célèbre qui est la méthode à point intérieur IP-OPF. Cependant, un réseau IEEE39 jeux de barres modifié (NEW ENGLAND)[71] est appliqué afin de valider l'efficacité de la méthode d'optimisation dans un régime perturbé. La présence des sources renouvelables (éoliennes ou solaires) est pour diminuer la facture économique des centrales de production d'énergie électrique.

5.2 Écoulement de puissance optimal avec la contrainte de la stabilité transitoire (TSC-OPF)

Le problème de TSC-OPF est un problème non linéaire constituant des équations algébriques et différentielles. Donc, il est difficile de le résoudre. Les deux obstacles majeurs dans la solution de TSC-OPF sont [11]:

- Comment présenter la contrainte de la stabilité transitoire dans le problème de TSC-OPF ?
- Comment traiter le problème de TSC-OPF efficacement ?

Différentes méthodes ont été proposées pour la solution de TSC-OPF. La référence[72], a proposé une méthode à point intérieur IP-OPF pour minimiser la fonction du coût. Des équations différentielles sont intégrées en utilisant la méthode trapézoïdale, puis les ont réarrangés dans la formulation d'OPF. Les taux de participation des énergies renouvelables montrent une diminution de coût total de la génération synchrone et assure la stabilité du réseau électrique. Dans la référence[73], les auteurs ont converti les équations dynamiques en équations algébriques équivalentes, puis les ont intégrés dans la formulation d'un OPF standard. La taille du problème est relativement large dans cette approche. Les auteurs de [74] ont utilisé cette méthode avec la multi-

contingence, des charges non linéaires, des sources éoliennes, et le système de stockage d'énergie. Pour résoudre le problème d'optimisation, les auteurs ont utilisés l'algorithme de la méthode à point intérieur (IP-OPF) en utilisant l'outil GAMS. Pour résoudre les équations différentielles du système dynamique, une méthode implicite doit être utilisée.

Tellement la dimension du modèle d'optimisation dans la TSC-OPF est large, les algorithmes utilisés par les auteurs ont contribué à réduire le temps de calcul. C'est pour cela, [11], [75], et [76] ont proposé la réduction des contraintes dynamiques et de la stabilité transitoire à une seule contrainte de stabilité. Par conséquent, la dimension du problème de TSC-OPF est la même que la dimension d'un OPF. Cependant, cette approche est basée sur la relation quasi-linéaire entre la marge instable et la déviation angulaire de (OMIB) qui est validée seulement pour les cas peu instables.

5.2.1 Contraintes de stabilité transitoire

Suit aux contraintes d'égalités et d'inégalités présentées pour le régime non perturbé considéré au chapitre 04, le problème de la stabilité transitoire est défini à travers le range des équations algébriques. Les équations dynamiques d'oscillations de générateurs "i" sont:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_0 \quad 5-1$$

$$M_i \frac{d\omega_i}{dt} = \omega_0 (P_{mi} - P_{ei} - D_i \omega_i) \quad 5-2$$

Où, δ_i, ω_i sont l'angle et la vitesse rotorique de générateur "i", respectivement, M_i , et D_i représentent le moment d'inertie et la constante d'atténuation du générateur i , P_{mi} , et P_{ei} sont les puissances mécanique et électrique du générateur "i", respectivement, et ω_0 est la vitesse de référence du générateur "i".

La position du centre d'inertie (COI) est définie comme suit:

$$\delta_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{Ng} M_i \delta_i}{\sum_{i=1}^{Ng} M_i} \quad 5-3$$

La contrainte d'inégalité de la stabilité transitoire est formulée comme suit:

$$|\delta_i - \delta_{COI}|_{\max} \leq \delta_{\max} \quad i = 1, 2, \dots, ng \quad 5-4$$

Où, $|\delta_i - \delta_{COI}|_{\max}$ correspond à l'angle rotorique maximale du générateur "i" par rapport à l'angle de centre d'inertie COI, et $\delta_{\max}$ est la déviation maximale de l'angle rotorique qui est fixé par la majorité des auteurs entre $100^\circ - 120^\circ$ [77].

Avec les contraintes transitoires d'optimisation de l'écoulement de puissance, les équations différentielles 5-1 et 5-2 sont converties aux équations algébriques en utilisant la méthode de trapézoïdale implicite comme suit:

$$\delta^{t+1} - \delta^t = \Delta t * w_{ref} \left(\frac{\Delta w^{t+1} + \Delta w^t}{2} \right) \quad t = t_0, t_1, \dots, T \quad 5-5$$

$$\Delta w^{t+1} \left(1 + \Delta t \frac{D}{4H} \right) - \Delta w^t \left(1 - \Delta t \frac{D}{4H} \right) - \frac{\Delta t}{4H} (2P_m - P_e^{t+1} - P_e^t) = 0 \quad 5-6$$

$$P_{ei}^t = E_i^2 G_{ii}^t + E_i \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^{NG} [E_j (B_{ij}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t))] \quad 5-7$$

Où, E_i , E_j sont les tensions internes des générateurs i et j , respectivement ; δ_i et δ_j représentent les angles rotoriques des générateurs i et j , respectivement ; G_{ii} est la partie réelle de l'élément diagonale de la matrice admittance du système ; G_{ij} B_{ij} sont les éléments réel et imaginaire de la branche admittance, respectivement; Δt , et T représentent le pas d'intégration et le temps maximale, respectivement et D est la constante d'atténuation.

5.3 Résolution de l'écoulement de puissance en présence des contraintes de stabilité transitoire par la méthode (IP-OPF)

Dans cet étude, l'optimisation du système électrique consiste à minimiser la fonction de cout en présence d'un ensemble des contraintes d'égalités (avant, durant, et après le défaut), une séries des contraintes d'inégalités représentant les limites statique et dynamique pour assurer la sécurité de réseau électrique. Pour cela, les équations correspondant à cette partie se catégorisent par trois cas ; les équations avant, durant, et après le défaut. Les contraintes avant le défaut doivent être considérées comme celles de l'optimisation statique, comme les limites des tensions des jeux de barres et les puissances écoulées dans les lignes, etc...

La fonction de coût est une fonction quadratique représente les puissances générées par tous les générateurs synchrones du réseau électrique. La puissance générée par les sources renouvelables comme les éoliennes et/ou solaires. Ces sources ne sont pas dispatchables. Le tableau 5-1, montre les contraintes d'égalité et d'inégalité de système de puissance en présence d'une contingence.

Tableau 5-1 La structure de l'optimisation

État	Les contraintes d'égalités	Contraintes d'inégalités
Avant défaut	• Équations d'écoulement de puissance. • Les conditions initiales des générateurs synchrones	• les limites de puissance générées • les limites des tensions de tous les jeux de barres • la puissance ou le courant maximale que les lignes peuvent supportés ainsi les transformateurs • les limites des puissances générées par les sources renouvelables
Durant et après le défaut	• les équations de l'écoulement de puissance avec le facteur de correction lors des tensions plus faibles. • Les équations dynamiques des générateurs synchrones • Les équations statiques des générateurs synchrones. • Les tensions maximales et minimales que les sources renouvelables ne peuvent pas décroché durant la contingence • Le calcul de centre de l'inertie en angle et en vitesse de toutes les machines synchrones.	• L'évolution maximale de la déviation des angles rotoriques en respectant l'angle de centre de l'inertie (COI) • La déviation maximale de la vitesse en respectant la vitesse de référence

5.3.1 Écoulement de puissance

Les puissances actives et réactives avant, durant, et après le défaut sont représentés dans chaque jeu de barres "i" à chaque instant "t" comme suit :

$$P_g^t + f_{lv}^t P_{Rn}^t - P_{ch}^t = V_i^t \sum_{j=1}^N V_j^t Y_{ij}^t \cos(\alpha_i^t - \alpha_j^t - \theta_{ij}^t) \quad 5-8$$

$$Q_g^t + f_{lv}^t Q_{Rn}^t - Q_{ch}^t = V_i^t \sum_{j=1}^N V_j^t Y_{ij}^t \sin(\alpha_i^t - \alpha_j^t - \theta_{ij}^t) \quad 5-9$$

Sachant que, P_g, Q_g, P_{Rn} et Q_{Rn} sont les puissances active et réactive produites par les générateurs synchrones ainsi que les sources renouvelables, respectivement; $V \angle \alpha$ est la valeur complexe de la tension des jeux de barres; $Y_{ij}^t \angle \theta_{ij}^t$ est l'élément de la branche entre les jeux de barres i et j de la matrice admittance Y^t et N est le nombre des jeux de barres. Lorsque $t=1$, les équations 5-8, et 5-9 représentent l'état avant le défaut et la matrice admittance initiale est utilisée. Si $t > 1$, dépend du temps, Y^t représente les matrices admittances durant et après le défaut.

Les charges sont représentées par le modèle ZIP standard [24], qui utilise une fonction quadratique de la tension pour modéliser la charge comme une combinaison d'impédance constante, de courant constant, et puissance constante:

$$P_{ch}^t = A_p + B_p V^t + C_p (V^t)^2 \quad 5-10$$

$$Q_{ch}^t = A_q + B_q V^t + C_q (V^t)^2 \quad 5-11$$

La commande de la tension est assurée par le facteur de correction de tension faible f_{lv}^t , qui a une valeur de 1.0pu dans le cas de fonctionnement normal et diminue quadratiquement vers zéro lorsque l'amplitude de la tension diminue jusqu'à 20% au cours du défaut pour une période qui ne dépasse pas 0.5sec.

$$f_{lv}^t = \min \left\{ 1, \left(\frac{V^t}{0.2} \right)^2 \right\} \quad 5-12$$

Où, l'équation 5-12 est empirique [78].

5.3.1.1 Modélisation des générateurs synchrones

La machine synchrone est représentée par des équations de 4^{ème} ordre. Les variables d'état du model sont les liaisons des flux dans les axes d et q d'une référence liée au rotor, la vitesse du rotor et l'angle du rotor [79]:

$$\begin{cases} E_{di}^0 + (x_{qi} - x_{qi}') I_{Gi} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \\ E_{qi}^0 + (x_{di} - x_{di}') I_{Gi} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - E_{fdi}^0 = 0 \end{cases} \quad 5-13$$

$$\begin{cases} V_i \sin(\delta_i^0 - \alpha_i) - E_{di}^0 + I_{Gi} [r_{ai} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - x_{qi}' \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i)] = 0 \\ V_i \cos(\delta_i^0 - \alpha_i) - E_{qi}^0 + I_{Gi} [r_{ai} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - x_{di}' \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i)] = 0 \end{cases} \quad 5-14$$

$$\begin{cases} I_{di}^0 - I_{Gi} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \\ I_{qi}^0 - I_{Gi} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \end{cases} \quad 5-15$$

$$\begin{cases} K_{EXCi} (V_{refi} - V_{term}^o) - E_{fdexc,i}^o = 0 \\ \Delta P_i^o = 0; P_{ei}^o - P_{Gi}^o = 0; \Delta w_i^o = 0 \end{cases} \quad 5-16$$

$$E_{di}^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{qoi}'} \right) - E_{di}^t \left(1 - \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{qoi}'} \right) - \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{qoi}'} (x_{qi} - x_{qi}') (I_{qi}^{t+1} + I_{qi}^t) = 0 \quad 5-17$$

$$E_{qi}^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{doi}'} \right) - E_{qi}^t \left(1 - \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{doi}'} \right) - \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{doi}'} [(E_{fdi}^{t+1} + E_{fdi}^t) - (x_{di} - x_{di}') (I_{di}^{t+1} + I_{di}^t)] = 0 \quad 5-18$$

$$\Delta w_i^{t+1} \left(1 + D_i \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{2H} \right) - \Delta w_i^t \left(1 - \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{2H} \right) - \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{2H} (2P_{mi} + \Delta P_i^{t+1} + \Delta P_i^t - P_{ei}^{t+1} - P_{ei}^t) = 0 \quad 5-19$$

$$\delta_i^{t+1} - \delta_i^t - \frac{\Delta t}{2} w_o (\Delta w_i^{t+1} + \Delta w_i^t) = 0 \quad 5-20$$

$$\Delta P_i^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{TGi}}\right) - \Delta P_i^t \left(1 - \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{TGi}}\right) + \frac{\Delta t}{2} \frac{K_{TGi}}{T_{TGi}} (\Delta w_i^{t+1} + \Delta w_i^t) = 0 \quad 5-21$$

$$\begin{cases} E_{fdexc,i}^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{EXCi}}\right) - E_{fdexc,i}^t \left(1 - \frac{\Delta t}{2} \frac{1}{T_{EXCi}}\right) - \frac{\Delta t}{2} \frac{K_{EXCi}}{T_{EXCi}} (2V_{refi} - V_{term,i}^{t+1} - V_{term,i}^t) = 0 \\ E_{fdi}^t = \min \{E_{fdexc,i}^t, E_{fdiMAX}\} \\ E_{fdi}^t = \max \{E_{fdexc,i}^t, E_{fdiMIN}\} \end{cases} \quad 5-22$$

$$P_{ei}^t - E_{di}^t I_{di}^t - E_{qi}^t I_{qi}^t = 0 \quad 5-23$$

$$\begin{cases} I_{di}^t - \sum_{\forall j} Y_{ij} (E_{dj}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{ij}) + E_{qj}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{ij})) = 0 \\ I_{qi}^t - \sum_{\forall j} Y_{ij} (E_{qj}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{ij}) - E_{dj}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{ij})) = 0 \end{cases} \quad 5-24$$

$$V_{term,i}^{t2} - (E_{di}^t + x_{di}' I_{di}^t)^2 + (E_{qi}^t - x_{di}' I_{di}^t)^2 = 0 \quad 5-25$$

$$\begin{cases} P_{Gi}^0 = I_{di}^0 V_i^0 \sin(\delta_i^0 - \alpha_i) + I_{qi}^0 V_i^0 \cos(\delta_i^0 - \alpha_i) \\ Q_{Gi}^0 = I_{di}^0 V_i^0 \cos(\delta_i^0 - \alpha_i) - I_{qi}^0 V_i^0 \sin(\delta_i^0 - \alpha_i) \end{cases} \quad 5-26$$

$$\Delta w_{COI}^t - \sum_{\forall i} H_i \Delta w_i^t / \sum_{\forall i} H_i = 0 \quad 5-27$$

$$\Delta w_{MIN} \leq \Delta w_i^t - \Delta w_{COI}^t \leq \Delta w_{MAX} \quad 5-28$$

Les équations (5-17) à (5-20) représentent la méthode trapézoïdale appliquée aux équations différentielles des machines synchrones de 4^{ème} ordre [80].

$$\frac{dE_{di}'}{dt} = \frac{1}{T_{qoi}'} (-E_{di}' + (x_{qi} - x_{qi}') I_{qi}') \quad 5-29$$

$$\frac{dE_{qi}'}{dt} = \frac{1}{T_{doi}'} (-E_{qi}' + (x_{di} - x_{di}') I_{di} + E_{fdi}') \quad 5-30$$

$$\frac{d\Delta w_i}{dt} = \frac{1}{2H} (P_{mi} - P_{ei} - D_i \Delta w_i) \quad 5-31$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_o \Delta w_i \quad 5-32$$

$$E_{fdi}^{MIN} \leq E_{fdi} \leq E_{fdi}^{MAX} \quad 5-33$$

L'équation (5-21) représente la résolution de l'équation du modèle du régulateur de vitesse (turbine gouverner) par la méthode trapézoïdale de l'équation suivante:

$$\frac{d\Delta P_i}{dt} = -\frac{1}{T_{TGi}} (K_{TGi} \Delta w_i + \Delta P_i) \quad 5-34$$

L'équation (5-22) représente la résolution de la tension d'excitation de la machine synchrone par la méthode trapézoïdale de l'équation suivante:

$$\begin{cases} \frac{dE_{fdexc,i}}{dt} = \frac{1}{T_{EXCi}} [-E_{fdexc,i} + K_{EXCi} (V_{refi} - V_{term,i})] \\ E_{fdi} = \min \{ E_{fdexc,i}, E_{fdiMAX} \} \\ E_{fdi} = \max \{ E_{fdexc,i}, E_{fdiMIN} \} \end{cases} \quad 5-35$$

La nomenclature correspondante aux paramètres des équations précédentes est représentée par le tableau 5-2 suivant:

Tableau 5-2 Nomenclatures des paramètres de la machine synchrone

Nom	Paramètre	Unité	Nom	Paramètre	Unité
E_d^t, E_q^t	Tensions transitoires interne des générateurs	pu	D	Coefficient d'atténuation	pu
E_{fd}^t, E_{fdexc}^t	Tensions internes des générateurs et des excitations	pu	H	Constante d'inertie	S
I_d^t, I_q^t	Courants générés	pu	K_{exc}	Gain d'excitation	pu
I_G	Amplitude du courant généré	pu	K_{TG}	Gain de vitesse	pu
P_e^t	Puissance active générée	pu	r_a	Resistance du générateur	pu
P_G, Q_G	Puissances active et réactive générées avant le défaut	pu	T_{do}^t, T_{qo}^t	Constantes de temps transitoire des générateurs	S
V_{term}^t	Tension du jeu de barres de génération	pu	T_{exc}	Constante de temps du système d'excitation	S
α	La phase de la tension du jeu de barres	rad	T_{TG}	Constante de temps de la vitesse (turbine-governor)	S
δ^t	Angle rotorique	rad	V_{ref}	Tension d'excitation de référence	pu
ΔP^t	L'erreur de stabilisateur de puissance	pu	x_d, x_q	Réactances synchrones	pu
Δw_{COI}^t	L'erreur de variation de vitesse de COI	pu	Y_{ij}	L'admittance de la branche (i-j)	pu
Δw^t	Variation de vitesse	pu	Δt	Pas de simulation	S
φ	Angle entre la tension et le courant	rad	θ_{ij}	L'angle de la branche (i-j)	rad
w_o	Fréquence de référence	rad/s			

Les équations (5-23) et (5-24) représentent les puissances actives générées et les courants des générateurs. L'équation (5-25) calcule la tension à la sortie des générateurs. L'équation (5-26) calcule la puissance générée initiales des générateurs et l'équation (5-27) calcule l'évolution de la vitesse du centre d'inertie (COI).

5.3.1.2 Modélisation des sources renouvelables

Dans cette partie, les sources de puissance appartiennent à l'optimisation sont des générateurs non synchrones comme les sources éoliennes ou bien des sources à base de solaire raccordées au réseau électrique à travers de convertisseur statiques. En pratique, la partie dynamique de ce

convertisseur est négligé dans l'étude de la stabilité transitoire, car le temps de réponse est très rapide comparativement à celui des oscillations électromécaniques. Cependant, le convertisseur est modélisé comme une source de courant. Les défauts affectant les sources renouvelables sont aussi considérés dans la stabilité de système. Donc, la régulation du système durant le défaut se réfère à deux points: les conditions dans lesquelles l'unité de production peut être déconnectée et la prévision du courant réactif lors des creux de tension.

Dans cette étude les sources renouvelables sont déconnectées si la tension du jeu de barres auquel sont raccordées est inférieure à 20% de sa valeur initiale et le courant réactif durant le creux de tension (défaut) augmente linéairement avec la diminution de la tension jusqu'à 90% de courant nominal lors de la tension atteinte est $0.5pu$, comme représente la figure 5-1

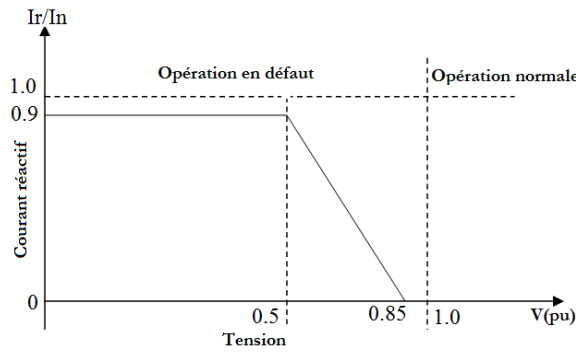


Figure 5-1 Évolution de puissance réactive en fonction de la tension [81]

Sachant que le rapport de courant $\frac{I_r}{I_n}$ représente le courant réactif par rapport au courant nominal.

Les puissances générées par les sources renouvelables sont des puissances active et réactive de référence P_{ref} et Q_{ref} . Elles sont modélisées comme suit:

$$P_{Rn}^t = f_{con}^t f_{Rn} P_{ref} \quad 5-36$$

$$Q_{Rn}^t = f_{con}^t (Q_{ref} + Q_{vsup}^t) \quad 5-37$$

La puissance active P_{ref} dépend de la disponibilité des sources renouvelables, comme le vent et le rayonnement solaire, et la puissance réactive de référence Q_{ref} dépend de la stratégie de contrôle sous des conditions de fonctionnement normal, notamment la commande de la puissance réactive, le facteur de puissance ou la commande de la tension (cas éolienne). Le facteur f_{con} est égal à 1.0 dans le cas normal (sans défaut). Au cours et après le défaut $f_{con} = 1.0$ si les sources renouvelables sont raccordées et égale à zéros si elles sont déconnectées. La valeur de la puissance active fournie par

les sources renouvelables au réseau électrique est représentée par le facteur f_{Rn} , sa valeur autour de 0 et 1.0.

Les équations d'égalités et d'inégalités du réseau électrique en présence des sources renouvelables utilisées dans cette partie sont résumées sur le tableau 5-3:

Tableau 5-3 Résumé des équations d'égalités et d'inégalités du système étudié

Modélisation de réseau et la charge	Contraintes d'égalité Équations d'écoulement de puissance (5-8)-(5-9) Angle de référence $\alpha_{1,0} = 0$ Équations de charge (5-10)-(5-11) Facteur de correction de la tension (5-12) Contraintes d'inégalités Limites des tensions des jeux de barres (4-16) Limites des puissances actives et réactives générées (4-17)-(4-18)	EP	TD
		*	*
Machines synchrones	Contraintes d'égalité Équations différentielles de la machine (5-17)-(5-20) Équations différentielles initiales (5-13) - (5-16) et (5-26) Équations statiques des puissances générées (5-23) Contraintes d'inégalités Limites des tensions d'excitations (5-33)	*	*
		*	*
		*	*
		*	*
Source renouvelables	Contraintes d'égalité Puissance active (5-36) Puissance réactive (5-37) Régleur de la tension (5-38)	*	*
		*	*
		*	*
Limites de stabilité	Contraintes d'égalité Angle rotorique de centre d'inertie (5-3) Contraintes d'inégalités Limites de L'erreurs de l'angle rotorique (5-4)	*	*
		*	*

Note : EP: Écoulement de puissance. TD; temps de simulation

Le facteur Q_{vsup} représente le courant réactif injecté au réseau pour contrôler la tension. Il est calculé comme suit[82]:

$$Q_{vsup}^t = V^t \min \left\{ 0.9, \frac{0.9}{0.5} (1 - V^t) \right\} \quad 5-38$$

5.3.1.3 Application au réseau IEEE 39 jeux de barres modifie

L'optimisation proposée a été appliquée sur le réseau IEEE39 jeux de barres modifie (New-England). Comme la figure 5-3 le montre que ce réseau comprend 10 générateurs et 39 nœuds. Il a été conçu à partir d'un réseau réel de 345 kilo-volts et la machine 1 est équivalente à une partie du réseau réel. Cette machine qui a une grande constante d'inertie et une petite impédance donne le comportement proche d'un nœud infini. Jusqu'à présent, ce réseau a été la référence pour de nombreuses études concernant la stabilité transitoire. Les caractéristiques

de ce réseau sont données dans la référence [7]. Des sources renouvelables dispersées aux jeux de barres de ce réseau pour minimiser la production d'énergie électrique voire minimiser le coût de production de base, comme montré dans la figure 5-3. Une déconnexion de la ligne 16-17 afin d'éliminer le défaut apparu au jeu de barres 16 est considérée comme une contrainte transitoire dans ce cas.

Pour minimiser la fonction objectif (fonction de coût de production) en présence des contraintes transitoires. L'utilisation de la méthode conventionnelle à point intérieur (IP-OPF) est la meilleure méthode classique d'après la littérature[83]. Pour faciliter le processus de programmation, le logiciel MATLAB est utilisé avec l'outil GAMS.

La puissance totale consommée par la charge est 6097.1 MW. La production maximale peut se produire par chaque source (ferme) renouvelable est 500MW. On suppose qu'une puissance minimale est produite par le réseau électrique; machines synchrones et sources renouvelables est supérieure à la puissance demandée par la charge. Notre objectif est d'optimiser le coût de la production des centrales thermiques pour avoir le maximum du taux de pénétration de l'énergie renouvelable de la marge de stabilité transitoire en respectant la durée de défaut afin de garder le système stable. Notamment, le taux de participation de ces sources peut minimiser la production voire diminuer le coût.

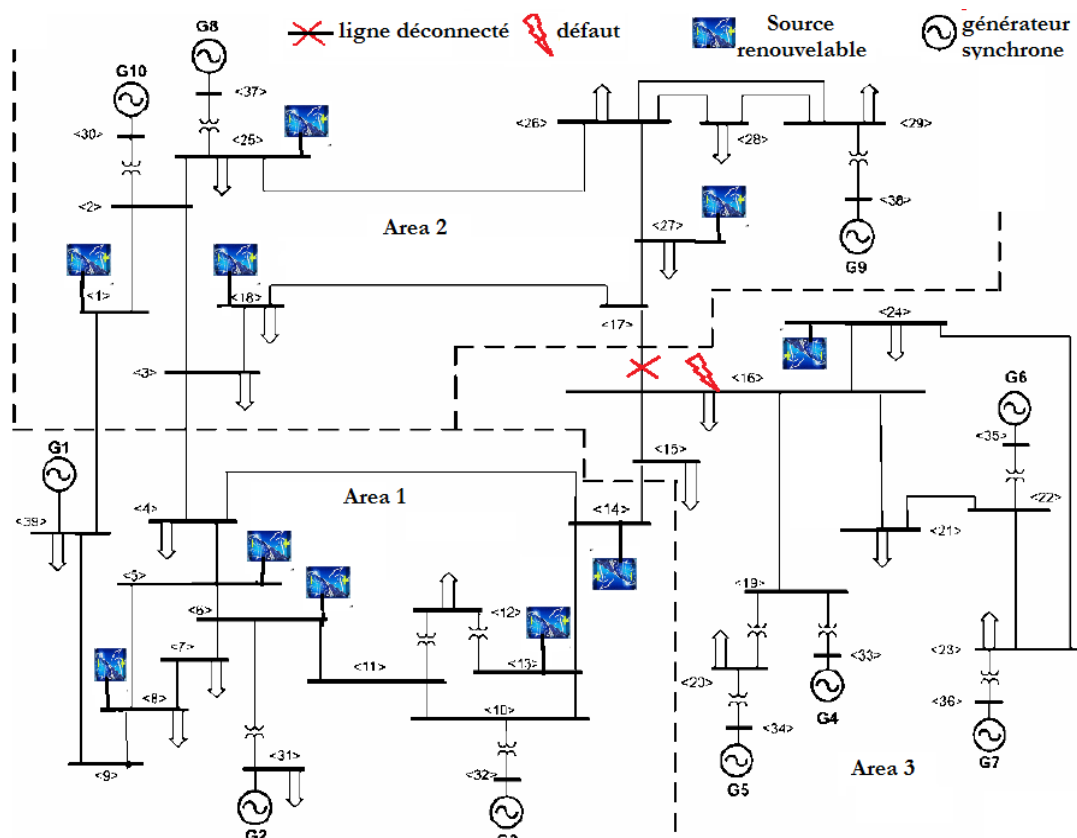


Figure 5-2 Réseau NEW ENGLAND avec sources renouvelables

D'après le tableau 5-4, on remarque que la fonction de coût est diminuée une fois le taux d'intégration des renouvelables est important. Ainsi, la réserve d'énergie est augmentée en fonction de l'augmentation de la capacité de production des sources renouvelables.

Tableau 5-4 Effet de taux d'intégration des sources renouvelables sur le système étudié

Puissance renouvelables(MW)	200	1000	2000	3500	5000
Fonction de coût (\$/h)	443380	363560	291280	261990	257170
Puissance générée synchrone (MW)	5897.4	5097.7	4135.7	3560.3	3449.8
Puissance appelé par les sources renouvelables (MW)	200	1000	2000	2603	3002.5
Puissance stockée (réserve renouvelables) (MW)	0	0	0	897	1997.5
Taux de réserve (%)	0	0	0	25.63	39.95

La puissance renouvelable fournie au réseau dépend du facteur de production f_{RE} , sa valeur varie entre 0 et 1. C'est-à-dire la puissance minimale fournir par les machines synchrones plus celles fournies par les sources renouvelables doit être supérieure à la demande, voire égale si le réseau est parfait. La fonction objectif est de minimiser le coût de production des générateurs synchrones. Cela dépend du taux de participation des sources renouvelables.

Les sources renouvelables sont implantées dans les jeux de barres suivants : 1, 5, 6, 8, 13, 14, 18, 24, 25, et 27 respectivement.

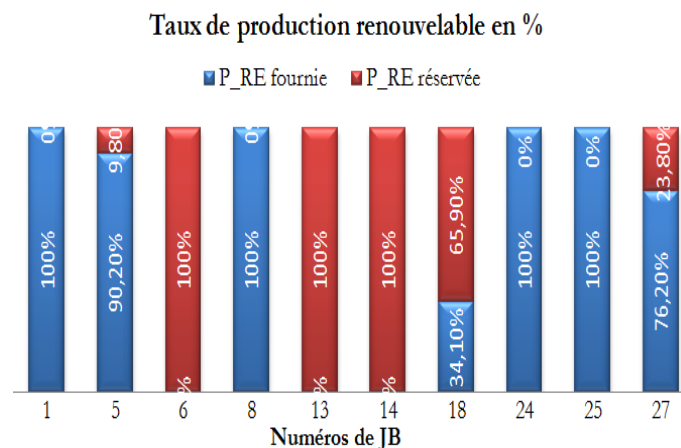


Figure 5-3 Puissance optimisée des sources renouvelables

On remarque d'après la figure 5-3, la production par les sources renouvelables optimisées avant l'apparition du défaut qui sont dans leurs limites min et max, sachant que les barres en bleu représentent le taux en perçant de la puissance fournie au réseau et ceux en rouge foncé représentent le taux de puissance réservé par ces sources. Une fois le défaut est apparu les fermes sont déconnectées si leurs tensions pendant le défaut est inférieure à 0.2 pu.

Pour voir l'évolution de l'angle rotorique des machines synchrones en présence du défaut de durée 260 ms en respectant les limites des angles rotoriques déclarés par les références [60] [74] [75] des valeurs min et max de $\pm 80^\circ$. Les figures 5-4 jusqu'à 5-9 montrent les différents cas étudiés en appliquant la méthode trapézoïdale pour résoudre les équations différentielles avec un pas d'intégration de 0.02 s.

D'après ces figures, on voit que l'évolution de l'angle rotoriques des machines synchrones tend vers un état de stabilité une fois le défaut est éliminé par l'ouverture de la ligne 16-17. L'évolution angulaire de la machine synchrone raccordée au jeu de barres 33 est importante lors de l'apparition de défaut puisque cette dernière est plus proche du défaut par rapport aux autres machines. Les figures 5-4, et 5-6 représentent l'évolution angulaire des machines synchrones en présence des sources renouvelables (RE) en respectant le centre d'inertie (COI), ainsi le défaut apparait à l'instant 20ms s et se termine après 280 ms au jeu de barres 16 par la déconnexion de la ligne 16-17. Les figures 5-5, et 5-7 montrent l'erreur angulaire des différentes machines synchrones par rapport à l'angle de centre d'inertie. On voit que son évolution est dans la marge de stabilité de système qui ne dépasse pas sa valeur maximale ou minimale pendant et après le défaut.

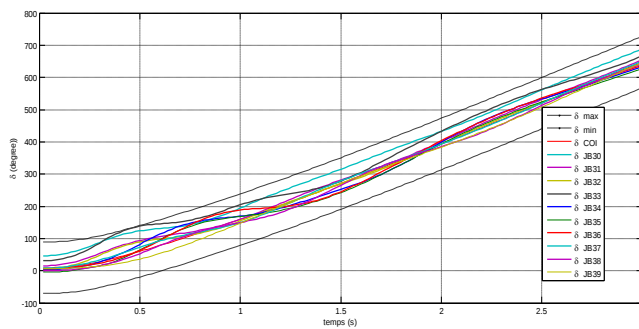


Figure 5-4 Angle rotorique des générateurs avec RE de 200W

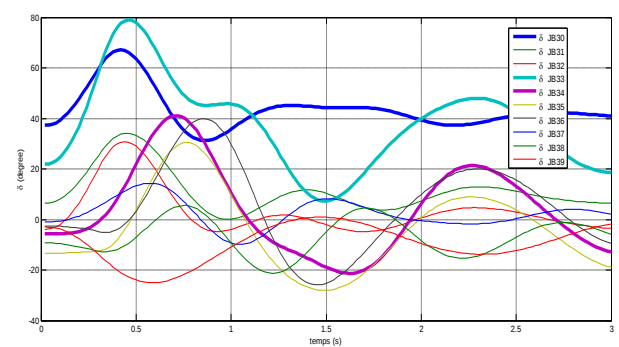


Figure 5-5 Erreur angulaire des générateurs synchrones

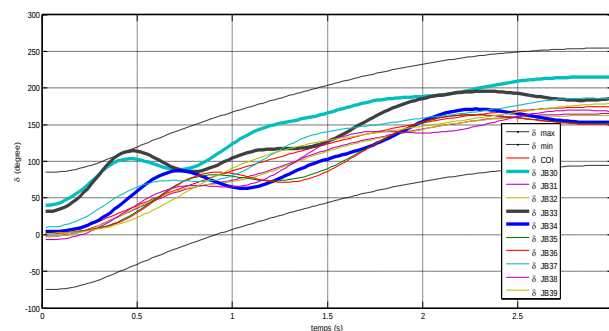


Figure 5-6 Angle rotorique des générateurs avec RE de 500MW

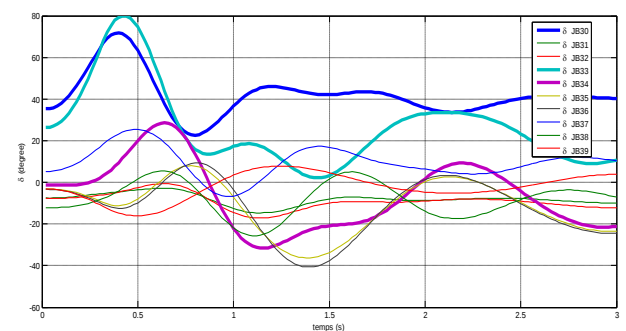


Figure 5-7 Erreur angulaire des générateurs synchrones

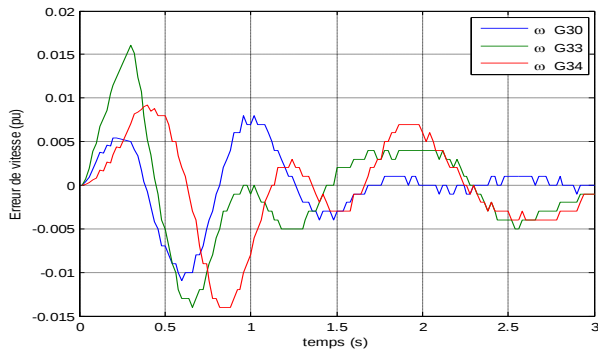


Figure 5-8 Erreur de la vitesse des générateurs

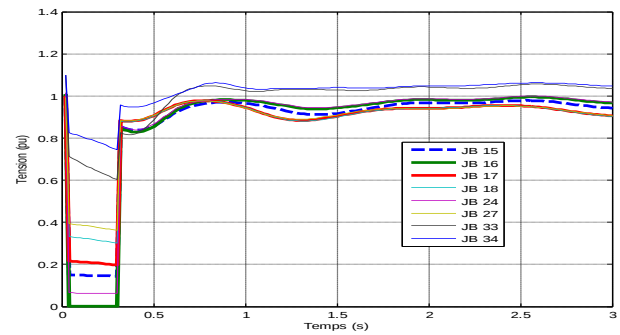


Figure 5-9 Tensions de jeu de barres en défaut et adjacents

La figure 5-8 représente l'erreur relative aux vitesses des générateurs proches de jeu de barres en défaut. L'erreur aussi est dans sa marge de stabilité optimisée qui ne dépasse pas $\pm 0.02 pu$ au cours de défaut. La figure 5-9, représente l'évolution de la tension du jeu de barres en défaut et ceux adjacents. Cependant, une réduction importante voire nulle (courbes en gras) pour les jeux de barres adjacents et en défaut puis revient à un état de stabilité une fois que le défaut soit éliminé par la déconnexion de la ligne 16-17.

La figure 5-10 montre l'évolution de l'erreur de fréquence du générateur le plus proche du défaut situé au jeu de barres 33 en utilisant la méthode trapézoïdale et la méthode de Euler avec un pas d'intégration de 0.02s. On voit que les deux méthodes sont presque identiques pour l'évolution de la fréquence des générateurs de réseau électrique et le système devient stable car la déviation de la vitesse est dans l'intervalle $[-0.02 +0.02] pu$ comme représente la figure 5-11.

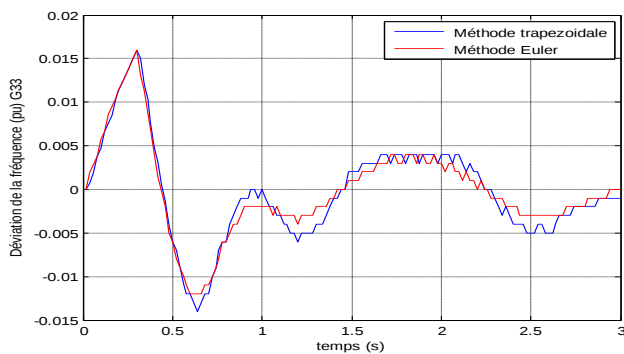


Figure 5-10 Erreur de la vitesse rotoriques de générateur au JB33

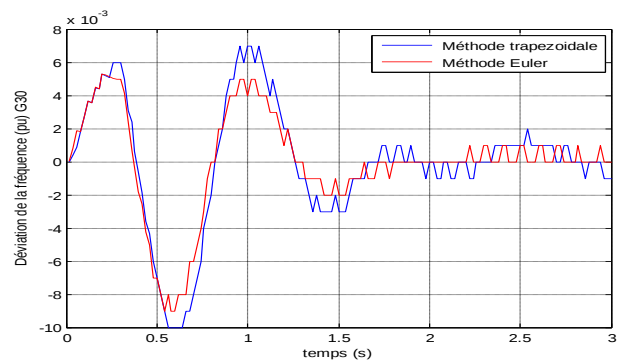


Figure 5-11 Erreur de la vitesse rotoriques de générateur au JB30

Pour voir l'influence de la durée de défaut sur l'évolution de la vitesse rotorique des machines synchrones, nous avons appliqués trois défauts de durées différentes : 360 ms (le temps critique d'élimination de défaut), puis 280 ms et 220 ms. Les figures 5-12 à 5-14 montrent l'évolution de la déviation de la vitesse rotorique en respectant le centre d'inertie des machines synchrones.

D'après ces courbes, l'évolution de l'erreur des vitesses rotoriques est proportionnelle a la durée du défaut, Notamment, pour le jeu de barres 33 qui est le jeu de barres générateur le plus proche au défaut.

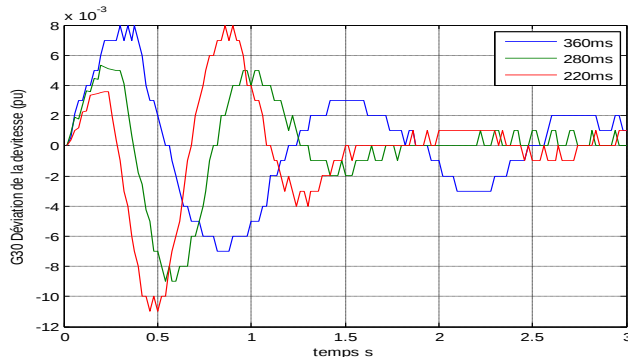


Figure 5-12 Erreur de la vitesse de générateur au JB30 avec différentes durées de défaut

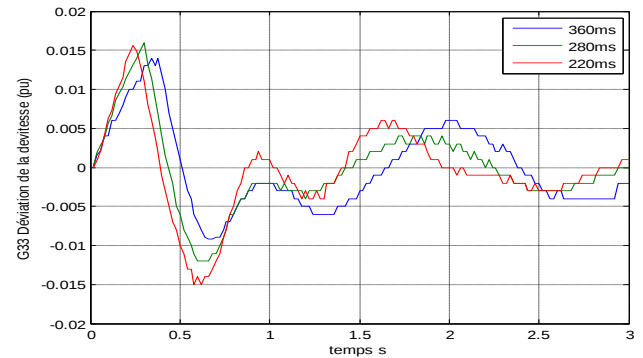


Figure 5-13 Erreur de la vitesse de générateur au JB33 avec différentes durées de défaut

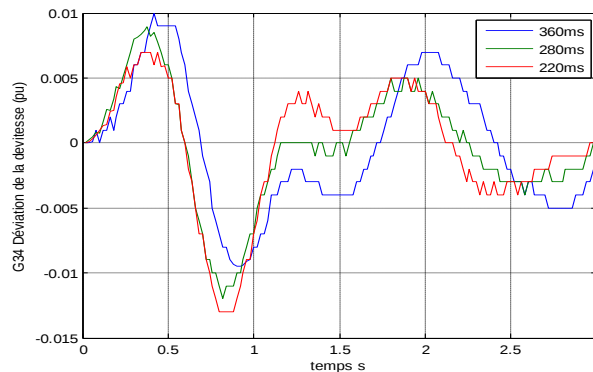


Figure 5-14 Erreur de la vitesse rotoriques de générateur au JB34 avec différentes durées de défaut

Le tableau 5-5, représente les paramètres relatifs à la performance de la méthode d'optimisation DNLP de réseau électrique en présence de la stabilité transitoire.

Tableau 5-5, Performance de la méthode (IP-OPF)

Paramètres	Valeurs
Nombre des variables	28468
Nombre des contraintes d'égalités	28439
Nombre des contraintes d'inégalités	6060
Nombre d'itérations	102
Mémoire utilisé (MB)	559
Temps de CPU par IPOPT(s)	446
Temps de CPU par la fonction NLP (s)	22

5.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons appliqué une technique d'optimisation conventionnelle (IP-OPF) en présence des contraintes de stabilité transitoire. Cette technique a été appliquée sur un réseau NEW ENGLAND en présences des sources renouvelables. La fonction objectif est utilisée pour minimiser le coût de production des centrales de base. L'utilisation de l'outil de simulation GAMS dans les études d'optimisation donne des meilleurs résultats. Notamment, pour les cas dynamiques

et transitoires. Les résultats obtenus montrent clairement le taux de participation des sources renouvelables pour réduire la fonction de coût de production de base. La présence d'un défaut triphasé critique affecte l'oscillation angulaire des machines synchrones à sa valeur limites. Notamment, pour les machines les plus proches du défaut.

Cependant, les résultats de simulation obtenus ont montré le rôle des sources renouvelables afin de minimiser la fonction du coût et les effets des contraintes de la stabilité transitoire sur l'optimisation du réseau électrique.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

6 Conclusion Générale

La principale contribution de ce travail est l'analyse de la stabilité transitoire de réseau de transport d'énergie électrique qui constitue un domaine important pour l'exploitation des réseaux électriques.

Ce travail de recherche a été basé sur une recherche bibliographique à savoir, la stabilité des systèmes de puissance, les différentes méthodes d'analyses de la stabilité des réseaux électriques, nous avons également donné un aperçu sur les systèmes FATCS, les sources renouvelables notamment les éoliennes et les photovoltaïques, et les moyennes de stockage d'énergie électriques

Dans le deuxième chapitre, nous avons étudié et modélisé les différents éléments constituant un réseau électrique. Parmi ceux, les équations dynamiques des machines synchrones, les lignes, le système d'excitation et le régulateur de vitesse, et les relations entre les différentes variables constituant le système. Cela pour le but de voir l'effet de l'excitation sur l'amélioration de la stabilité transitoire de réseau électrique.

Les résultats de simulation montrent clairement l'effet des excitateurs sur l'amélioration de la stabilité transitoire de système électrique.

Après la modélisation des éléments constituant le réseau test consacré à l'analyse de la stabilité transitoire en présence des sources renouvelables et les systèmes FACTS représentés dans le chapitre trois, une méthode de Newton Raphson est appliquée pour identifier les paramètres du réseau étudié, tels que, les tensions des jeux de barres, les puissances générées et écoulées dans les lignes. Une méthode d'intégration numérique trapézoïdale est utilisée dans l'analyse temporelle. Les résultats obtenues pour un réseau à jeux de barres infini incluant différents types de charges, différents types du système de génération, et en présence de compensateur SVC ont montré clairement que ce compensateur augmente la durée d'élimination du défaut. L'influence de STATCOM est apparue sur un réseau Sud Est Algérien en présence d'une ferme solaire de puissance importante contribué pour réduire la demande en puissance via les sources de base et par conséquent abaisser les pertes dans lignes. Les résultats de simulation montrent que le STATCOM améliore la stabilité transitoire de ce réseau.

L'écoulement de puissance optimale appliqué au chapitre quatre en utilisant. D'une part, la méthode IP-OPF doit être utilisée pour minimiser la fonction du coût d'un réseau Algérien (Sud

Conclusion Générale

Est). Ce réseau contient d'une ferme solaire et un moyen de stockage d'énergie dans le but d'assurer la demande en puissance durant une période spécifiée. Les résultats obtenus montrent comment le système de stockage absorbe l'énergie lors de l'excès de puissance fournie et lors de la demande creuse et comment fournir une fois la demande de pointe et la production insuffisante avec un coût minimale. D'autre part, un réseau Algérien de 114 jeux de barres est considéré pour minimiser la perte de la puissance active par la méthode méta-heuristique PSO en choisissant l'emplacement optimal des compensateurs classique et une ferme solaire au jeu de barres appartiennent à la zone saharienne avec un compensateur STATCOM.

La résolution des problèmes de l'écoulement de puissance optimal en présence des contraintes de la stabilité transitoire par l'utilisation des méthodes d'optimisation conventionnelle non linéaires a été réalisée en limitant les contraintes d'inégalités dans ses limites minimales et maximales. Les méthodes d'intégration numériques de trapézoïdale et d'Euler ont été implanté pour analyser les contraintes de la stabilité transitoire comme les angles rotoriques et les vitesses des machines synchrones. Après la modélisation de système étudié, les résultats obtenus dans le chapitre cinq montre une optimisation, de la fonction de coût d'un réseau NEW ENGLAND en présence des différents taux de puissances renouvelables et d'une contingence. Les simulations montrent que l'évolution de l'angle et l'erreur de la vitesse des machines synchrones au cours de défaut dans les limites requise.

Les résultats obtenus dépendent à nos objectifs.

Comme perspective, on essayera de développer un programme exécutable voire simulateur compiler en C++ pour analyser les problèmes de la stabilité transitoire de taille important.

L'analogie entre les systèmes de stockage et les sources renouvelables pour une amélioration de la stabilité transitoire avec une optimisation adéquate.

Des nouvelles techniques d'optimisation méta-heuristiques visant à optimiser les paramètres dynamique de réseau électrique en présences des sources renouvelables intermittentes et le stockage ainsi les systèmes FACTS en présence des contraintes de la stabilité transitoire.

7 Référence

- [1] B. Boussahoua, "Evaluation de la sécurité transitoire des réseaux électriques par les algorithmes intelligents," These Doctorat, Université Houari Boumediene Alger, 2012.
- [2] E. G. Shahraki, "Apport de l' UPFC à l' amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques," in *TH doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I*, 2013.
- [3] M. S. M.Eremia, "HANDBOOK OF ELECTRICAL POWER SYSTEM DYNAMICS," in *John Wiley & Sons Ins*, 2013.
- [4] H. Elkhatib, "étude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique," in *Th Doctorat Université d'Aix Marseille*, 2008.
- [5] C. Apraez, "Étude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire," in *thèse PHD université Du QUÉBEC*, 2012.
- [6] Goran Anderson, "Modelling and Analysis of Electric Power Systems," in *EEH- Power System Laboratory ETH Zurich*, no. March, 2004.
- [7] S. M. Sadeghzadeh, "Amélioration de la stabilité transitoire et de l' amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC," INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, 1998.
- [8] M.A.Pai, "TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS A Unified Approach to Assessment and Control," in *Kluwer Academic PublishersAnalysis*, 2000.
- [9] L. L.Grigsby, "Power System Stability and Control," in *Taylor & Francis Group*, 2006.
- [10] H. W. Beaty, "HANDBOOK OF ELECTRIC POWER CALCULATIONS," in *McGraw-Hill*, 2001.
- [11] Amel Zerigui, "Répartition optimale de la production Électrique avec une contrainte de stabilité transitoire établie par une approche statictique," in *these doctorat université du QUÉBEC*, 2015.
- [12] P.Kundur, "Power system stability and control," in *McGraw-Hill*, 1994, p. 1196.
- [13] A. E.-S. A. Mohamed, "Electric energy An introduction," in *CRC Press Taylor & Francis Group*, 2013.
- [14] K. W. Chan, C. H. Cheung, and H. T. Su, "Time Domain Simulation Based Transient Stability Assessment and Control," *0-7803-745-2/02/017.00 0 2002 IEEE*, no. C, pp. 1578–1582, 2002.
- [15] J. I. F. Icatons, S. Application, and Y. Xue, "EXTENDED EQUAL AREA CRITERION, justification , generatlization ,applications," vol. 4, no. 1, pp. 44–52, 1989.
- [16] K. Saoudi, "Stabilisateurs intelligents des systemes électro-énergétique," in *these Doctorat université de sétif Algeria*, 2014.
- [17] Eskandar Gholipour Shahrak, "Apport de l' UPFC à l' amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques," *These Dr. Univ. Henri Poincaré,Nancy-I*, 2003.
- [18] RTE, "Bilan Électrique 2019," <https://www.connaissancedesenergies.org/le-point-sur-le-developpement-du-parc-eolien-mondial-200327>, 2020.
- [19] H. Daaou Nadjari, S. K. Haddouche, A. Balehouane, and O. Guerri, "Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives," *Energy*, vol. 147, pp. 1240–1255, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.12.046.

REFERENCE

- [20] B.-O. CIMUCA, “systeme inertiel de stockage d’énergie associe a des générateurs eoliens,” in *These doctorat, École Nationale Supérieure d’Arts et Métiers*, 2005.
- [21] N. J. Olimpo Anaya-lara, “WIND ENERGY GENERATION modelling and control,” in *John Wiley & Sons, Ltd*, 2009.
- [22] M. Hacil, “Amélioration des Performances des Energies Eoliennes,” *th Dr. Constantine unversity*, 2012.
- [23] Y. Pankow *et al.*, “Etude de l ’ intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension . Application au générateur photovoltaïque,” *Th Dr. Ec. Natl. Supérieure d’Arts Métiers Lille*, p. 162, 2004.
- [24] G. C. W.Hemetsberger, M.Schmela, “Global Market Outlook For solar Power 2020_2024,” *www.get-invest.eu*, 2020.
- [25] R. Kabouche, S. Harrouni, and A. Talha, “Etude Comparative des Différentes Techniques de S tockage de l ’ Energie Photovoltaïque,” *2nd Int. Semin. New Renew. Energies*, pp. 1–9, 2012.
- [26] C. Alonso, “Contribution à l’optimisation , la gestion et le traitement de l’énergie,” *L’HABILITATION À Dir. LES Rech. , Univ. PAUL SABATIER – TOULOUSE III*, 2003.
- [27] Y. Jovica V. Milanovic, Zhang, “Modeling of FACTS Devices for Voltage Sag Mitigation Studies in Large Power Systems,” *IEEE Trans. power Deliv.*, vol. 25, no. 4, pp. 3044–3052, 2010.
- [28] H. A.-P. Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, “FACTS Modelling and Simulation in Power Networks,” in *John Wiley & Sons Ltd*, 2004.
- [29] P. Z. Rehtanz., “Flexible AC Transmission Systems: Modeling and Control,” in *Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, vol. 110, no. 9, 2006, pp. 1689–1699.
- [30] B. Singh and R. Kumar, “A comprehensive survey on enhancement of system performances by using different types of FACTS controllers in power systems with static and realistic load models,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 55–79, 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2019.08.045.
- [31] L. Bridier, “Modélisation et optimisation d ’un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente,” in *Thèse doctorat, univ REUNION*, 2016.
- [32] T. Wisniewski, “Modélisation non-linéaire des machines synchrones pour l ’ analyse en régimes transitoires et les études de stabilité,” *Thèse de doctorat de l’Université Paris-Saclay*, 2019.
- [33] J. W. B. and J. R. B. Jan Machowski, Zbigniew Lubosny, *power system dynamics stability and control*, Third edit. 2020.
- [34] IEEE standards association, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,” *IEEE Std421.5-2016*, vol. 2016, 2016.
- [35] M. J. Basler, R. C. Schaefer, and S. Member, “Understanding Power-System Stability,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 44, no. 2, pp. 463–474, 2008.
- [36] PETER W. SAUER, *Power system dynamics and stability*. 1998.
- [37] Mohamed El-shimy, “Dynamic Security of Interconnected Electric Power Systems Dynamics and stability of conventional and renewable energy systems,” in *Lap Lambert Academic Publishing*, vol. 2, 2015.
- [38] F. Milano, “Power System Analysis toolbox,” in *Documentation for PSAT version 1.3.4, July 14,2005*, 2005.

REFERENCE

- [39] B. Bouhadouza and T. Bouktir, "STATCOM for transient stability improvement between wind farm (CSIG / DFIG) and synchronous generator (SG)," in *Proceedings of International Conference on Recent Advances in Electrical Systems, Tunisia*, 2016, vol. 1, no. 95, pp. 95–100.
- [40] D. R. Chandra, M. S. Kumari, and M. Sydulu, "Impact of SCIG , DFIG Wind Power Plant on IEEE 14 Bus System with Small Signal Stability Assessment," 978-1-4799-5141-3/14/\$31.00 ©2014 IEEE, 2014.
- [41] N. Ghaly and E.-S. Mohamed, "Parametric Study for Stability Analysis of Grid-Connected Wind Energy Conversion Technologies," *15th Int. Middle East Power Syst. Conf.*, no. December 2012, pp. 2–9, 2012, doi: 10.13140/RG.2.2.36525.69604.
- [42] N. Mostafa, A. N. Afandi, A. M. Sharaf, and M. A. Attia, "Impact of load models on the static and dynamic performances of grid-connected wind power plants: A comparative analysis," *Math. Comput. Simul.*, 2018, doi: 10.1016/j.matcom.2018.02.003.
- [43] A. Karami and S. Z. Esmaili, "Transient stability assessment of power systems described with detailed models using neural networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 45, no. 1, pp. 279–292, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.08.071.
- [44] Z. A. Kamaruzzaman, A. Mohamed, E. Systems, and I. One, "Dynamic voltage stability of a distribution system with high penetration of grid-connected photovoltaic type solar generators," *J. Electr. Syst.*, vol. 2, pp. 239–248, 2016.
- [45] Y. Zong, L. Mihet-popa, D. Kullmann, A. Thavlov, O. Gehrke, and H. W. Bindner, "Model Predictive Controller for Active Demand Side Management with PV Self-consumption in an Intelligent Building," *2012 3rd IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. (ISGT Eur. Berlin)*, pp. 1–8, 2012.
- [46] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," 1-4244-0755-9/07/\$20.00 '2007 IEEE, no. 4, pp. 2392–2396, 2007.
- [47] B. Bouhadouza, "Transient Stability Augmentation of the Algerian South-Eastern Power System including PV Systems and STATCOM," *Eng. Technol. Appl. Sci. Res.*, vol. 10, no. 3, pp. 5660–5667, 2020, doi: <https://doi.org/10.48084/etasr.3433>.
- [48] shiba R Pait, "Stability Improvement in Solar PV Integrated Power System using Quasi-Differential Search Optimized SVC Controller Shiba," *Opt. - Int. J. Light Electron Opt.*, 2018, doi: 10.1016/j.ijleo.2018.05.097.
- [49] J. Moraes, G. C. Guimara, F. L. Albuquerque, M. R. Sanhueza, and A. R. Vaz, "Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator," vol. 84, pp. 1310–1317, 2010, doi: 10.1016/j.solener.2010.04.011.
- [50] H. Ouafa, "Contribution à l ' optimisation des réseaux électriques en présence des Multi-FACTS par des méthodes métaheuristiques hybrides," in *th doctorat université de sétif*, 2019.
- [51] L. T. Al-Bahrani, "Transient Stability Improvement based on Optimal Power Flow using Particle Swarm Optimization," *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 870, no. 1, 2020, doi: 10.1088/1757-899X/870/1/012118.
- [52] D. O. Dike, S. M. Mahajan, and G. Radman, "Development of a versatile voltage stability index algorithm," *2007 IEEE Canada Electr. Power Conf. EPC 2007*, pp. 556–561, 2007, doi: 10.1109/EPC.2007.4520392.
- [53] D. O. Dike and S. M. Mahajan, "Voltage stability index-based reactive power compensation scheme," *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 73, pp. 734–742, 2015, doi:

- 10.1016/j.ijepes.2015.04.016.
- [54] R. KALAIVANI and V. KAMARAJ, “Application of Hybrid Psoga for Optimal Location of Svc To Improve Voltage Stability of Power System,” *Int. J. Electron. Electrical Eng.*, vol. 2, no. 1, pp. 35–40, 2013, doi: 10.47893/ijeee.2013.1063.
 - [55] K. Teeparthi and D. M. Vinod Kumar, “Multi-objective hybrid PSO-APO algorithm based security constrained optimal power flow with wind and thermal generators,” *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 20, no. 2, pp. 411–426, 2017, doi: 10.1016/j.jestch.2017.03.002.
 - [56] I. Boussaid, “Perfectionnement de métaheuristiques pour l’optimisation continue,” PARIS EST CRÉTEIL, 2013.
 - [57] T. BOUKTIR, “Application de la programmation orientée objet a l’optimisation de l’écoulement de puissance,” Batna,Algérie, 2004.
 - [58] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2004.
 - [59] S. Linda, “Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes métaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé,” Batna Algerie, 2009.
 - [60] V. H. Q. Geraldo Leite Torres, “AN INTERIOR-POINT METHOD FOR NONLINEAR OPTIMAL POWER FLOW USING VOLTAGE RECTANGULAR COORDINAT,” *IEEE Trans. power Syst.*, vol. 13, no. 4, 1998.
 - [61] V. H. Quintana, S. M. Ieee, G. L. Torres, S. Member, J. Medina-palomo, and M. Ieee, “Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software Codes,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8950, no. I, pp. 170–176, 2000.
 - [62] A. Gougui, A. Djafour, and M. B. Danoune, “Experimental Evaluation of a Photovoltaic System to Feed an AC Load,” *2018 Int. Conf. Commun. Electr. Eng.*, pp. 1–6, 2018.
 - [63] A. Brook, D. Kendrick, and A. Meeraus, “GAMS, a user’s guide,” *ACM SIGNUM Newsl.*, vol. 23, no. 3–4, pp. 10–11, 1988, doi: 10.1145/58859.58863.
 - [64] S. S. S. Binitha S, “A survey of bio inspired optimization Algorithms,” *Int. J. soft Comput. Eng.*, vol. 2, no. 2, pp. 137–151, 2012, doi: 10.1007/s11269-015-0943-9.
 - [65] C. A. Eddine, “Etude de l’écoulement de puissance optimal par les methodes d’optimisation metaheuristiques,” Freres Mentouri Constantines 1 Algerie, 2021.
 - [66] Larouci Benykhlef, “Gestion optimale d ’ un réseau d ’ énergie électrique avec incorporation des systemes FACTS,” these de doctorat, USTMB Oran, 2018.
 - [67] KHERFANE Riad Lakhdar, “Optimisation Multiobjectif de L’écoulement de Puissance Par des Algorithmes Multiagents Probabilistes,” These doctorat, Sidi-bel-abbes, Universite Djillali Liabes Algerie, 2017.
 - [68] H. Hachimi, “Hybridations d ’ algorithmes métaheuristiques en optimisation globale et leurs applications,” these doctorat Université Rabat, 2013.
 - [69] A. Bourzami and T. Bouktir, “Contribution à l ’ étude de la stabilité des grands réseaux électriques dans un marché de l ’ électricité dérégulé en présence des sources d ’ énergie renouvelable par la logique floue,” no. January 2020, 2019, doi: 10.13140/RG.2.2.16449.92001.
 - [70] S. K. Rautray, S. Choudhury, S. Mishra, and P. K. Rout, “2nd International Conference on Communication , Computing & Security [ICCCS-2012] A Particle Swarm Optimization

REFERENCE

- Based Approach For Power System Transient Stability Enhancement With TCSC,” vol. 6, pp. 31–38, 2012, doi: 10.1016/j.protcy.2012.10.005.
- [71] M. Bavafa, “Optimal Power Flow Considering Voltage Stability with Significant Wind Penetration,” UNIVERSITÉ DU QUÉBEC, 2017.
 - [72] M. Darabian, A. Jalilvand, A. Ashouri, and A. Bagheri, “Stability improvement of large-scale power systems in the presence of wind farms by employing HVDC and STATCOM based on a non-linear controller,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 120, no. March, p. 106021, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106021.
 - [73] D. Gan, R. J. Thomas, and R. D. Zimmerman, “Stability-Constrained Optimal Power Flow,” *IEEE Trans. POWER Syst. VOL. 15, NO. 2, MAY 2000*, vol. 15, no. 2, pp. 535–540, 2000.
 - [74] F. Arredondo, P. Ledesma, and E. D. Castronuovo, “Optimization of the operation of a flywheel to support stability and reduce generation costs using a Multi-Contingency TSCOPF with nonlinear loads,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 104, no. November 2017, pp. 69–77, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.06.042.
 - [75] A. Pizano-martínez, C. R. Fuerte-esquivel, S. Member, D. Ruiz-vega, and S. Member, “Global Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow Using an OMIB Reference Trajectory,” *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 392–403, 2010.
 - [76] et D. R.-V. A. Pizano-Matinez, C.R. Fuerte-Esquivel, “Global Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow using SIME Sensitivity Analysis,” *IEEE*, pp. 1–8, 2010.
 - [77] N. Mo, Z. Y. Zou, K. W. Chan, and T. Y. G. Pong, “Transient stability constrained optimal power flow using particle swarm optimisation,” no. 3, pp. 476–483, 2007, doi: 10.1049/iet-gtd.
 - [78] T. Y. C. MINISTERIO DE INDUSTRIA, “P.O.12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas,” 2006.
 - [79] P. Ledesma, I. A. Calle, E. D. Castronuovo, and F. Arredondo, “Multi-contingency TSCOPF based on full-system simulation,” *IET Gerner. Transm.Distrb.*, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0355.
 - [80] A. A. F. P.M.Anderson, “Power System Control and Stability,” in *IEEE PressPowerEngineering Series*, 2003.
 - [81] P. Ledesma, “Optimal Curtailment of Non-Synchronous Renewable Generation on the Island of Tenerife Considering Steady State and Transient Stability Constraints,” *energies MDI*, 2017, doi: 10.3390/en10111926.
 - [82] F. A. Rodríguez, “Applications of Transient Stability Constrained Optimal Power Flow in Systems with High Penetration of Renewable Energy and Storage,” université de Carlos III. Madrid, 2019.
 - [83] A. Wächter and Lorenz T. Biegler, “On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming,” *Math. Program.*, vol. 57, pp. 25–57, 2006.
 - [84] G. Geng, S. Member, and V. Ajjarapu, “A Hybrid Dynamic Optimization Approach for Stability Constrained Optimal Power Flow,” *IEEE*, pp. 1–12, 2014.

8 Annexe

Annexe A Les données du réseau à jeu de barres infini

Tableau A1 Les données des tension de jeu de barres

JBs	Type	V (pu)	Angle ($^{\circ}$)
1	Sluck bus	1.01	0.0
2	PQ	1.0	0.0
3	PQ	1.0	0.0
4	PV	1.0	0.0
5	PQ	1.0	0.0

Tableau A2 Données des lignes

lignes	R (pu)	X(pu)	Xc(pu)	Tap
1-2	0.0	0.0625	0.0	1.0
2-3	0.02	0.002	0.035	1.0
2-3	0.02	0.002	0.035	1.0
3-4	0	0.0625	0.0	1.0
3-5	0.003	0.0003	0.00525	1.0

Tableau A3 Les paramètres des générateurs synchrones

générateur	R(pu)	Xd (pu)	X'_d (pu)	Xq (pu)	X'_q (pu)	T'_d (s)	T'_q (s)	H(s)
1	0.0	0.8958	0.1198	0.8645	0.1969	0.6	0.5335	6.4

Tableau A4 Les paramètres des générateurs asynchrones

type	R_s (pu)	X_s (pu)	R_r (pu)	X_r (pu)	X_m (pu)	H_{wr} (kws / kVA)	H_m (kws / kVA)	K_s (pu)
CSIG	0.01	0.1	0.01	0.08	3.0	2.5	0.5	0.3
DFIG	0.01	0.1	0.01	0.08	3.0	-	0.5	-

N_{pole}	ρ (kg / m ³)	gearbox	palle(m)	N_{palle}	k_p (pu)	T_p (pu)	k_v (pu)	T_e (s)
4	1.225	1/89	75	3	-	-	-	-
4	1.225	1/89	75	3	10	2	1.0	0.01

Tableau A5 Les paramètres de SVC

	T_r (s)	K(pu)	α_{min} ($^{\circ}$)	α_{max} ($^{\circ}$)	k_d (pu)	k_m (pu)	T_m (s)	X_L (pu)	X_C (pu)
SVC	10	100	-41	41	0.001	1.0	0.01	0.2	0.1

Annexe B Programme d'écoulement de puissance déterminant le jeu de barre de charge soit de pointe ou creuse

```

%clc
%clear all
mpc=loadcase(case114);
% %%%bus data
busdata=mpc.bus;nbb=length(busdata(:,1));VM=busdata(:,8);VA=busdata(:,9)*pi/180;
bustype=busdata(:,2);
% %%%gdata
gendata=mpc.gen;
ngn=length(gendata(:,1));genbus=gendata(:,1);PGEN=gendata(:,2)./100;QGEN=gendata(:,3)./100;QMAX=gendata(:,4)./100;QMIN=gendata(:,5)./100;
% %%%load data
loadbus=busdata(:,1);PLOAD=busdata(:,3)./100;QLOAD=busdata(:,4)./100;
nld=length(busdata(:,1));
% %%%line %%%
linedata=mpc.branch;tlsend=linedata(:,1);tlrec=linedata(:,2);tlresis=linedata(:,3);tlreac=linedata(:,4);tlsuscep=linedata(:,5);ntl=max(length(tlresis),length(tlreac));J=sqrt(-1); Z=tlresis+j*tlreac;y=ones(ntl,1)./Z;
YR=zeros(nbb,nbb);YI=zeros(nbb,nbb);
for kk=1:ntl
    ii=tlsend(kk);jj=tlrec(kk);    denom=tlresis(kk)^2+tlreac(kk)^2;
    YR(ii,ii)=YR(ii,ii)+tlresis(kk)/denom;    YI(ii,ii)=YI(ii,ii)-
    tlreac(kk)/denom+0.5*tlsuscep(kk);    YR(ii,jj)=YR(ii,jj)-tlresis(kk)/denom;
    YI(ii,jj)=YI(ii,jj)+tlreac(kk)/denom;
    YR(jj,ii)=YR(jj,ii)-tlresis(kk)/denom;
    YI(jj,ii)=YI(jj,ii)+tlreac(kk)/denom;    YR(jj,jj)=YR(jj,jj)+tlresis(kk)/denom;
    YI(jj,jj)=YI(jj,jj)-tlreac(kk)/denom+0.5*tlsuscep(kk);
end
YR;YI;Y=YR+j*YI;
%elements shunt
nsh=0;
for kk=1:nsh
    ii=shbus(kk);    YR(ii,ii)=YR(ii,ii)+shresis(kk);
    YI(ii,ii)=YI(ii,ii)-shreac(kk);
end
%%%Function to calculate the net scheduled powers
PNET=zeros(1,nbb);QNET=zeros(1,nbb);
for ii=1:ngn
    PNET(genbus(ii))=PNET(genbus(ii))+PGEN(ii);QNET(genbus(ii))=QNET(genbus(ii))+QGEN(ii);
end
for ii=1:nld
    PNET(loadbus(ii))=PNET(loadbus(ii))-PLOAD(ii);
    QNET(loadbus(ii))=QNET(loadbus(ii))-QLOAD(ii);
end
PNET;QNET;
% %%%Function to calculate injected bus powers
PCAL=zeros(1,nbb);QCAL=zeros(1,nbb);
for ii=1:nbb
    PSUM=0;QSUM=0;
    for jj=1:nbb
        PSUM=PSUM+VM(ii)*VM(jj)*(YR(ii,jj)*cos(VA(ii)-VA(jj))+...
        YI(ii,jj)*sin(VA(ii)-VA(jj)));
        QSUM=QSUM+VM(ii)*VM(jj)*(YR(ii,jj)*sin(VA(ii)-VA(jj))-...
        YI(ii,jj)*cos(VA(ii)-VA(jj)));
    end
    PCAL(ii)=PSUM;QCAL(ii)=QSUM;
end
PCAL;QCAL;
% function[QNET,bustype]=GeneratorsLimits(ngn,genbus,bustype,QGEN,...

```

```

it=100;
if it>2
    flag2=0;
    for ii=1:ngn
        jj=genbus(ii);
        if(bustype(jj)==2)
            if(QCAL(jj)>QMAX(ii))
                QNET(genbus(ii))=QMAX(ii); bustype(jj)=2; flag2=1;
            elseif(QCAL(jj)<QMIN(ii))
                QNET(genbus(ii))=QMIN(ii); bustype(jj)=2; flag2=1;
            end
        end
        if flag2==1
            for ii=1:nld
                if loadbus(ii)==jj
                    QNET(loadbus(ii))=QNET(loadbus(ii))-QLOAD(ii);
                end;
            end;
        end;end; end;end
QNET;
%Function to compute power mismatches
nmax=2*nbb; tol=1e-12; DPQ=zeros(1,nmax); DP=zeros(1,nbb); DQ=zeros(1,nbb); DP=PNET-PCAL; DQ=QNET-QCAL;
for ii=1:nbb
    if(bustype(ii)==3)
        DP(ii)=0; DQ(ii)=0;
    elseif(bustype(ii)==2)
        DQ(ii)=0;
    end; end
kk=1;
for ii=1:nbb
    DPQ(kk)=DP(ii); DPQ(kk+1)=DQ(ii); kk=kk+2;
end
for ii=1:nbb*2
    if(abs(DPQ)<tol)
        flag=1;
    end
end
JAC=zeros(nmax,nmax);
iii=1;
for ii=1:nbb
    jjj=1;
    for jj=1:nbb
        if ii==jj
            JAC(iii,jjj)=-QCAL(ii)-VM(ii)^2*YI(ii,ii); %dp/dteta
            JAC(iii,jjj+1)=PCAL(ii)+VM(ii)^2*YR(ii,ii); %dp/dv*v
            JAC(iii+1,jjj)=PCAL(ii)-VM(ii)^2*YR(ii,ii); %dq/dteta
            JAC(iii+1,jjj+1)=QCAL(ii)-VM(ii)^2*YI(ii,ii); %dq/dv*v
        else
            JAC(iii,jjj)=VM(ii)*VM(jj)*(YR(ii,jj)*sin(VA(ii)-VA(jj))-YI(ii,jj)*cos(VA(ii)-VA(jj))); %dp/dteta
            JAC(iii+1,jjj)=-VM(ii)*VM(jj)*(YI(ii,jj)*sin(VA(ii)-VA(jj))+YR(ii,jj)*cos(VA(ii)-VA(jj))); %dq/dteta
            JAC(iii,jjj+1)=-JAC(iii+1,jjj); %dp/dv*v
            JAC(iii+1,jjj+1)=JAC(iii,jjj); %dq/dv*v
        end
        jjj=jjj+2;
    end
    iii=iii+2;
end
for kk=1:nbb
    if(bustype(kk)==3)
        ii=kk*2-1;
        for jj=1:2*nbb
            if ii==jj

```

```

        JAC(ii,ii)=1;
    else
        JAC(ii,jj)=0;  JAC(jj,ii)=0;
    End; end; end
if(bustype(kk)==3) | (bustype(kk)==2)
    ii=kk*2;
    for jj=1:2*nbb
        if ii==jj
            JAC(ii,ii)=1;
        else
            JAC(ii,jj)=0;  JAC(jj,ii)=0;
        End; end; end;end
JAC;
D=zeros(1,nmax);flag=0;it=1;itmax=100;PNET;QNET;
while (it<itmax & flag==0)
    PCAL;QCAL;QNET;bustype; DPQ;DP;DQ;flag;JAC;D=JAC\DPQ';
VA;VM;it=it+1;end
iii=1;
for ii=1:nbb
    VA(ii)=VA(ii)+D(iii);VM(ii)=VM(ii)+D(iii+1)*VM(ii);iii=iii+2;end
PQsend=zeros(1,ntl);PQrec=zeros(1,ntl);losses=zeros(1,ntl);
for ii=1:ntl
    Vsend=(VM(tlsend(ii))*cos(VA(tlsend(ii)))+VM(tlsend(ii))*sin(VA(tlsend(ii)))*i);
    Vrec=(VM(tlrec(ii))*cos(VA(tlrec(ii)))+VM(tlrec(ii))*sin(VA(tlrec(ii)))*i);
    tlimped=tlresis(ii)+tlreac(ii)*i; current=(Vsend-
    Vrec)/tlimped+Vsend*(tlsuscep(ii)*i)*0.5;
    PQsend(ii)=Vsend*conj(current);current=(Vrec-
    Vsend)/tlimped+Vrec*(tlsuscep(ii)*i)*0.5;
    PQrec(ii)=Vrec*conj(current); PQloss(ii)=PQsend(ii)+PQrec(ii);
    losses(ii)=losses(ii)+PQloss(ii);end
losses;losses1=sum(losses(1:ntl));
PQbus=zeros(1,nbb);
for ii=1:ntl
    PQbus(tlsend(ii))=PQbus(tlsend(ii))+PQsend(ii);PQbus(tlrec(ii))=PQbus(tlrec(ii))
    +PQrec(ii); end
for ii=1:nld
    jj=loadbus(ii);
    for kk=1:ngn
        ll=genbus(kk);
        if jj==ll
            PQbus(jj)=PQbus(jj)+(PLOAD(ii)+QLOAD(ii)*i);
        End; end;end
%End function PQ FLoWs
SNET=PNET+j*QNET;yload=(PLOAD-j*QLOAD)./VM.^2;
V=VM.*(cos(VA)+j*sin(VA));dd=[busdata(:,1) VM]
% si on cherche a trouver le jeu de barre de charge a tension faible en utilise
for i=1:nbb
    % VM(i)=dd(i,2);
    % if VM(i)==min(VM)
    % a=i
    % else end
    %%%%%% si on cherche Vmax en tulise ce programme%%%%%%%%
    if bustype(i)==1
        VM1(i)=VM(i); d=VM1'; dd=[i d(i)]
        if d(i)==max(d)
            a=i;
        else,end
        if VM(i)>busdata(i,12)
            VM(i)=busdata(i,12);
        elseif VM(i)<busdata(i,13)
            VM(i)=busdata(i,13);
        End; end;end

```

```

D;Y;VM;VA;PQsend;PQrec;PQloss;PNET;QNET;PCAL;QCAL;...
bustype;DPQ;DP;DQ;JAC;Pbus=real(PQbus); Qbus=imag(PQbus);

A=[V,PNET',QNET',Pbus',Qbus',QCAL'];
figure(1)
bar(VM),grid, xlabel('Bus number'), ylabel('Voltage magnitude (pu)')
k=0;
for n=1:nbb
    if bustype(n)==3
        k=k+1; Sbus(n)=Pbus(n)+j*Qbus(n); Pg(n)=Pbus(n)*100+PLOAD(n);
        Qg(n)=Qbus(n)*100+QLOAD(n); Pgg(k)=Pg(n); Qgg(k)=Qg(n);
    elseif bustype(n)==2
        k=k+1; Sbus(n)=Pbus(n)+j*Qbus(n); Pg(n)=Pbus(n)*100+PLOAD(n);
        Qg(n)=Qbus(n)*100+QLOAD(n); Pgg(k)=Pg(n); Qgg(k)=Qg(n);
    End;end
Pg1=Pgg,Qg1=Qgg,Sn1=PQbus,losses1,a;

```

Annexe C Model d'un STATCOM

Les équations d'écoulement de puissance de STATCOM sont décrites comme suit :

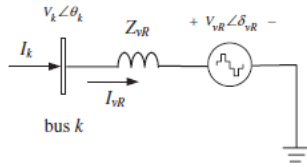


Figure 1 Circuit équivalent de STATCOM

La tension $E_{vR} = V_{vR}(\cos \delta_{vR} + j \sin \delta_{vR})$

La puissance $S_{vR} = V_{vR} I_{vR}^* = V_{vR} Y_{vR}^* (V_{vR}^* - V_k^*)$

Si on détaille la puissance apparente de STATCOM, on trouvera :

$$\begin{aligned}
 P_{vR} &= V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)] \\
 Q_{vR} &= -V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k)] \\
 P_k &= V_k^2 G_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \cos(-\delta_{vR} + \theta_k) + B_{vR} \sin(-\delta_{vR} + \theta_k)] \\
 Q_k &= -V_k^2 B_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \sin(-\delta_{vR} + \theta_k) - B_{vR} \cos(-\delta_{vR} + \theta_k)]
 \end{aligned}$$

Si on veut le Jacobien de STATCOM pour déterminer les erreurs de puissance en fonction de la tension

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{vR} \\ \Delta Q_{vR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{vR}}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \Delta \delta_{vR} \\ \frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}} \end{bmatrix}$$

ملخص

يقودنا تحسين الاستقرار المؤقت في أنظمة الطاقة إلى أمان مقبول أمام تهديدات أخطر الأعطال في الشبكات الكهربائية. من بين العناصر التي يمكن أن تزيد من معدل الأمان العابر التي تمت دراستها وجود إثارة متوسطة مدمجة في آلات متزامنة تسمى المولدات ، أو المعوضات التقليدية الممتصة / أو منتجي الطاقة التفاعلية التي يتم إدخالها في القضبان لضبط مستوى الجهد الكافي وبالتالي تلعب معوضات مثل SVC و STATCOM دورًا مهمًا في الاستقرار العابر. تستخدم الطرق غير الخطية لحل المشكلات الافتراضية. يعد الاستثمار في الطاقات المتجددة ضروريًا لزيادة معدل الإنتاج وتقليل لتكلفة لمحطات الطاقة القائمة على مشتقات البترول مثل الغاز باستخدام طريقة (IP-OPF) في ظل وجود قيود عابرة وطريقة وصفية. تستخدم لتقليل الخسارة النشطة في شبكات النقل. في ظل وجود قيود المعوضات ونسب المحولات وكذلك جهد التوليد. الشبكات المطبقة في هذه الرسالة هي: شبكة بفرع لانهائي، شبكة IEEE30, NEW ENGLAND ، شبكة جنوب شرق الجزائر ، شبكة 114 JBs جزائرية. بعد تطبيق هذه الشبكات تم الحصول على نتائج مرجعية .

الكلمات الرئيسية: الاستقرار العابر، الرياح، الطاقة الشمسية، SVC، STATCOM، TSCOPF، OPF، IP-OPF، PSO

Résumé

L'amélioration de stabilité transitoire dans les systèmes de puissance nous mène à une sécurité acceptable devant les menaces des défauts les plus graves dans les réseaux électrique. Parmi les éléments pouvant augmenter le taux de la sécurité transitoire étudiés sont la présence des moyennes de l'excitation intégrés aux machines synchrones dites générateurs, les compensateurs classiques absorbeurs /ou producteurs d'énergie réactive insérées aux jeux de barres pour régler le niveau de la tension adéquat et ainsi l'intégration des compensateurs (SVC, et STATCOM) jouent un rôle important pour la stabilité transitoire. Des méthodes non linéaires sont utilisées pour résoudre les problèmes en défaut. L'investissement aux énergies renouvelables est nécessaire pour augmenter le taux de production et réduise la fonction de cout des centrales a base thermique en utilisant la méthode d'optimisations d'écoulement de puissance (IP-OPF) en présence des contraintes transitoire , et une méthode méta-heuristique (PSO) est utilisé pour minimiser les pertes active dans les réseaux de transport. En présences des contraintes de compensateurs et de rapports des transformateurs, ainsi les tensions de générations. Les réseaux appliques dans cette thèse sont : réseau a jeu de barre infini, réseau IEEE30 et NEW ENGLAND, réseau Sud Est Algérien, Réseau Algérien 114JBs. Les résultats obtenus sont confirmés à nos objectifs.

Mots clés : stabilité transitoire, éolienne, solaire, SVC, STATCOM, TSCOPF, OPF, IP-OPF, PSO

Abstract

The transient stability improvement in power systems leads us to a good security of power subjected the most serious faults in the electrical networks. Among the elements that can increase the transient safety rate studied are the presence of excitation system integrated into synchronous machines called generators, conventional compensators absorbers/or producers of reactive energy injected in the bus to adjust the level of the sufficient voltage and thus the integration of FACTS compensators such as (SVC, and STATCOM) play an important role for transient stability improvement. Nonlinear methods are used to solve the fault problems. Investment in renewable energies is necessary to increase the production rate and reduce the cost function of thermal-based power plants using the method of power flow optimizations (IP-OPF) in the presence of transient constraints, and a meta-heuristics method. (PSO) is used to minimize the active loss in electrical networks. Including the constraints of compensators systems, transformers taps, and voltages buses that generators are recorded. The networks applied in this thesis are: infinite bus network, IEEE30 and NEW ENGLAND network, South East Algerian network, Algerian 114Bs network. The obtained results are confirmed to our objectifs.

Keywords: transient stability, wind, solar, SVC, STATCOM, TSCOPF, OPF, IP-OPF, PSO