

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA BEJAIA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



جامعة بجاية
Tasdawit n'Bgayet
Université de Béjaïa



Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de master en Electrotechnique

Option : énergies renouvelables

Thème

Etude de la stabilité
transitoire d'un réseau
électrique face à l'intégration
des énergies renouvelables

Rédigé par :

Mr Saoudi Mohamed Lamine

Encadré par :

A. BOUZIDI

Année universitaire : 2019/2020

Remerciement

Avant tous je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage, la volonté, la patience et la sante durant toutes ces années et que grâce a lui ce travail a pu être réalisé

Je tiens a exprimer toute ma reconnaissance a Dr BOUZIDI ATHMANE , je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé

J'adresse mes sincère remerciements a tous les professeurs intervenants dans ma formation et tous les personnes qui par leur paroles, leur écrits, leur conseils et leurs critique ont guidé mes réflexions et on accepté de me rencontrer et de répondre a mes questions durant la recherches

Je remercie mes très cher parents qui ont toujours été la pour moi

A tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude a

Dédicace

c'est avec une grande joie et un immense plaisir que je dédie ce modeste travail qui est le fruit de plusieurs années d'étude aux êtres les plus chères chers parents et leurs amours ; soutiens et énormes sacrifices ; que dieu les protèges.

Mes chères amies et tous mes autres collègues d'études de loin et de près.

A tous ceux qui me sont chers.

Introduction générale	1
I. Chapitre I : éléments de base d'un réseau électrique.....	3
I.1 Introduction :.....	3
I.2 Définition du Réseau Electrique	3
I.3 Structure générale des réseaux :.....	3
I.4 Classification des réseaux électriques :	4
I.4.1 la tension :	4
I.4.2 Fonctions des réseaux électriques :	5
I.4.2.1 Réseaux de transport :.....	5
I.4.2.2 Réseaux d'interconnexion :	5
I.4.2.3 Réseau de répartition :	5
I.4.2.4 Réseau de distribution (MT) :	5
I.4.3 la topologie d'un réseau électrique :	6
I.4.3.1 les réseaux radiaux :	6
I.4.3.2 les réseaux bouclés :.....	7
I.4.3.3 les réseaux maillés :.....	7
I.4.3.4 les réseaux arborescents :	7
I.5 Les postes :	8
I.5.1 Role des postes.....	8
I.5.2 Les différents postes existants	8
I.5.3 Différents schémas de poste	8
I.5.4 Constitution d'un poste	8
I.6 Types de perturbations qui peuvent dégrader la qualité de la tension:.....	10
I.7 Transport de l'énergie électrique:.....	Erreur ! Signet non défini.
I.8 Conclusion :	10
II. Chapitre II : Energies renouvelables et leur intégration aux réseaux électriques.....	11
II.1 Introduction :.....	11
II.2 Définition d'énergie renouvelable :.....	11
II.3 Les familles de l'énergie renouvelable :	11
II.3.1 L'énergie éolienne :	11
II.3.2 La biomasse :	12
II.3.3 L'énergie hydraulique :	13
II.3.4 L'énergie géothermique :	14
La nacelle qui contient l'alternateur producteur d'électricité	12

II.3.5	L'énergie des mers ou énergie marine :	14
II.3.6	Energie solaire :	15
II.3.6.1	L'énergie solaire thermique :	15
II.3.6.2	L'énergie photovoltaïque :	15
II.3.6.3	La conversion de la lumière en électricité:.....	16
II.3.6.4	Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque :	16
II.4	Les étapes de l'intégration des EnR aux réseaux électriques.....	17
II.4.1	Le changement de la donne énergétique.....	17
II.4.2	L'évolution du contexte réglementaire	17
II.4.3	le raccordement au réseau.....	18
II.4.4	Un défi pour les gestionnaires de réseaux	18
II.4.5	Des solutions de Smart grids	19
II.5	Conclusion :	20
III.	Chapitre III étude de stabilité d'un régime transitoire	21
III.1	Introduction :	21
III.2	Stabilité des systèmes :	21
III.3	Stabilité des réseaux d'énergie électrique	21
III.3.1	Classification de la stabilité :	22
III.4	Stabilité de tension :	22
III.5	Stabilité de l'angle du rotor	23
III.6	Stabilité de fréquence	24
III.7	. Modélisation de la machine synchrone.....	24
III.7.1	Hypothèses simplificatrices.....	25
III.7.2	.Transformation de Park.....	26
III.8	Modèle des réseaux de transport	28
III.8.1	. Modélisation d'une ligne de transport.....	28
III.8.2	. Schéma équivalent d'un générateur	28
III.8.3	. Modélisation Des Transformateurs.....	29
III.8.4	. Modélisation d'une charge.....	29
III.9	Calcul d'écoulement de puissance	30
III.10	Composition d'une chaîne de production :	33
III.10.1	Machine synchrone :	33
III.10.2	Equations mécaniques :	33
III.10.2.1	Les équations mathématiques utilise au calcul des régimes transitoire.....	34

III.10.2.2	Analyse par variables d'états :	34
III.10.2.3	Analyse par la transformée de Laplace :	34
III.10.2.4	Résolution des équations différentielles des circuits électriques	35
III.11	Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire	36
III.11.1	Intégration Numérique.....	36
III.11.2	Méthodes directes ou méthodes énergétiques	37
III.11.2.1	Méthodes graphiques (Critère d'égalité des aires)	37
III.11.2.2	Méthodes directes de Lyapunov	40
III.11.2.2.1	Avantage des méthodes directes :	41
III.11.2.2.2	Inconvénients des méthodes directes :	41
III.11.2.2.3	Méthodes hybrides	42
III.11.3	Méthodes stochastiques	42
III.12	Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire :	42
III.12.1	Augmentation de la constante d'inertie des générateurs :	42
III.12.2	Augmentation de la puissance active :	43
III.12.3	Installation des protections et des appareils de coupure rapides :	43
III.12.4	Implantation des valves rapides des turbines à gaz :	43
III.12.5	Installation des résistances d'amortissement :	43
III.12.6	Utilisation des PSS :	43
III.12.7	Amélioration de la stabilité par les FACTS.....	44
III.13	Conclusion	45
IV.	Chapitre 4 : Simulation d'un réseau à 9 bus en intègre les énergies renouvelables	46
IV.1	Introduction.....	46
IV.2	Outil de simulation PSAT :	46
IV.3	Etude et simulation d'un réseau a 9 jeu de barre	48
IV.3.1	Description et caractéristique du réseau	48
IV.3.2	Cas étudié :	50
IV.4	Analyse de la stabilité.....	53
IV.5	Résultats de simulation :	54
	Figure (IV.2) : la tension de jeu de barre de chaque cas.....	54
	Figure (IV.3) : la vitesse angulaire de chaque cas	55
	Figure (IV.4) : la puissance active.....	57
	Figure (IV.5) : la puissance réactive.....	58
IV.6	Interprétation des résultats obtenue	59

IV.6.1	La tension des jeux de bars	59
IV.6.4	La vitesse angulaire de chaque générateur	59
IV.6.7	La puissance active	60
IV.6.9	La puissance réactive	60
IV.7	Conclusion:	60
	Conclusion générale.....	49

Liste des figures

FIGURE I-1 : SCHEMA D'UN RESEAU ELECTRIQUE	4
FIGURE I-2 :SCHEMAS DES RESEAUX DE TRANSPORT, REPARTITION ET DISTRIBUTION	6
FIGURE I-3 : LA TOPOLOGIE D'UN RESEAU ELECTRIQUE	6
FIGURE I-4 : LES RESEAUX RADIAUX	6
FIGURE I-5 :SCHEMAS D'UN RESEAU BOUCLE.....	7
FIGURE I-6 :SCHEMAS D'UN RESEAU MAILLE	7
FIGURE I-7 : LE CIRCUIT EQUIVALENT D'UNE LIGNE DE TRANSMISSION	11
FIGURE II-1 :STRUCTURE GENERALE D'UNE EOLIENNE	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI. 14
FIGURE II-2 :LES DECHETS UTILISENT A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE ERREUR ! SIGNET NON DEFINI. 15	
FIGURE II-3 :BARRAGE UTILISE A LA PRODUCTION HYDRAULIQUE.....	15
FIGURE II-4 :PRODUCTION ELECTRIQUE PAR L'ENERGIE GEOTHERMIQUE ERREUR ! SIGNET NON DEFINI. 16	
FIGURE II-5 :L'ENERGIE DE MER	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI. 16
FIGURE II-6 :ENERGIE SOLAIRE THERMIQUE	17
FIGURE II-7 :CONVERSION DE LA LUMIERE EN ELECTRICITE.....	18
FIGURE III-1:LES DEFERENTS TYPES DE STABILITE DES SYSTEMES DE PUISSANCE.....	25
FIGURE III-2:VARIATION DE L'ANGLE DE ROTOR.....	26
FIGURE III-3:METHODE DE SIMULATION NUMERIQUE	29
FIGURE III-4:MACHINE SYNCHRONE CONNECTE A UN JEU DE BARRE INFINI	32
FIGURE III-5:REPRESENTATION DE LA PUISSANCE ELECTRIQUE PAR RAPPORT A L'ANGLE DU ROTOR	32
FIGURE III-6:CRITERE DE L'EGALITE DES AIRES.....	33
FIGURE III-7:INFLUENCE DE LA PUISSANCE ACTIVE SUR LA MARGE DE LA STABILITE	35
FIGURE IV-1 :LES RESEAUX A ETUDIE POUR DES DEFERENTS CAS.....	40
FIGURE IV-2 :LA TENSION DE JEU DE BARRE DE CHAQUE CAS.	43
FIGURE IV-3 :LA VITESSE ANGULAIRE DE CHAQUE CAS	44
FIGURE IV-4 :LA PUISSANCE ACTIVE	45
FIGURE IV-5 :LA PUISSANCE REACTIVE.	46

Introduction :

L'histoire qui lie l'homme à l'énergie est née dès la première existence de ce dernier sur la terre. En fait, L'homme continue toujours à chercher de nouvelle source de l'énergie qui peuvent satisfaire ses besoins qui ne cessent de se multiplier d'un jour à l'autre. Il a réussi à accumuler des expériences très riches en matière d'exploitation et de conversion de l'énergie. Au début du 20ème siècle, grâce au développement technologique et celui de modèles de calcul mathématiques, une mutation radicale a marqué la science, l'homme est passé du stade de la construction et de création au stade de l'optimisation et de l'amélioration des performances. De ce fait, il est arrivé à une maîtrise quasi-totale de l'énergie. On est même arrivé des procédés de conversion sans pertes et avec des rendements très proches de l'unité.[1]

Depuis le début du siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance. Tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant et l'industrie d'autre part.[2]

Les phénomènes transitoires se produisent dans tout circuit électrique lorsqu'il y a un changement d'état dans le circuit, qui peut-être provoqué par une modification de l'état d'une variable d'excitation (source), ou bien une modification de la configuration du circuit par l'ouverture ou la fermeture d'un interrupteur, comme il peut être provoqué par une augmentation ou une démunissions de la charge . Un régime transitoire se produit avant que le circuit ne retrouve un nouvel état d'équilibre (régime permanent). La durée du régime transitoire dépend du circuit considéré. [3]

La raison qui nous amène à s'intéresser à ces phénomènes est qu'ils peuvent provoquer des grandes conséquences sur le réseau électrique, ils peuvent causer avoir des dégradations irréversibles des éléments (ligne électrique, transformateur...) qui composent le réseau électrique et même les équipements des clients et conduite à des disfonctionnement du réseau de transport d'énergie électrique et à des pertes économiques considérables [4].

En effet, les phénomènes transitoires peuvent être provoqués des surintensités ou des surtensions momentanées. La présence de surtensions qui dépassent la capacité d'isolement des lignes de transport peut provoquer des courants électrique très fort qui conduire au claquage des isolateurs et former un arc électrique, se traduisant généralement par un court-circuit. Les surtensions peuvent également causer des bruits à l'appareillage l'isolation en abîmant, ou provoquer le passage de courants supérieurs à la limite des appareils, risquant de les endommager

Le réseau de transport d'énergie, forme en réalité un grand circuit électrique, obéissant aussi aux mêmes lois fondamentales que les circuits électriques plus simples

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement, ainsi pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter la quantité d'énergies produite, ce qui implique une augmentation du cout d'investissement et un effet négatif sur l'environnement qui causer une dégradation du milieu naturel[5]. En conséquence, il est aujourd'hui

important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences, en réduisant la production, les pertes et le cout d'investissements [5]

Les nouvelles exigences imposent aux compagnies d'électricités et notamment les entreprises de transport de fonctionner autour de leurs limites de stabilité dû au nouvel environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'électricité [6]. Ceci impose l'augmentation du nombre de schémas d'exploitation, et en conséquence la génération de multiples modes d'oscillation interzone pouvant conduire à la défaillance des infrastructures du réseau (en effet, ce phénomène est accompagné d'un fort transit de puissance oscillante), pouvant entrainer des Blackout, comme c'était le cas en Algérie le 03 février 2003.

Pour cela les énergies renouvelables apparaissent à nos jours et à long terme comme la solution adéquate qui couvre ce besoin énergétique en diminuant l'inconvénient majeur émis par les énergies fossiles. Elles jouent une grande importance à cause de leur souplesse, la simplicité d'utilisation et leur diversité. Mais par contre elles créent aussi d'autres problèmes dus à leur intermittence, leur dépendance des conditions et du fait quelles participent un peu au réglage de la fréquence. Ces modes de production ainsi que les moyens de distribution associés sont amenés à subir de profonds changements au cours des prochaines décennies.[7]

Notre travail s'intéresse à l'étude des phénomènes transitoires se produisant dans les réseaux de transport d'énergie électrique en présence des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolienne).

A l'aide du logiciel pssat, nous allons analyser et étudier le comportement d'un réseau électrique sujet a un défaut face a l'intégration des énergies renouvelables, nous allons étudier d'abord le réseau en fonctionnement normale, ensuite sans et avec intégrité des énergies renouvelables et aussi avec l'augmentation de la charge

La rédaction de ce mémoire est structurée comme suit :

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les éléments de base d'un réseau électrique, le fonctionnement de réseau électrique et les équipements électrique de réseau de protection et les perturbations qui peuvent dégrader la qualité de tension. Ensuite le chapitre 2 a présente les familles des Energies renouvelables et leur intégration aux réseaux électriques, le chapitre 3 qui a été consacré pour l'évaluation et l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques et les méthodes les plus utilise pour faire une analyse de la stabilité transitoire et enfin dans le 4 éme chapitre représente une simulation d'un réseau électrique de 9 jeux de barre, 3 générateurs et des générateurs d'énergies renouvelables dans des cas spécifique

Enfin, nous terminons notre travail par une conclusion générale des perspective

I. Chapitre I : éléments de base d'un réseau électrique

I.1 Introduction :

La distribution de l'énergie électrique est le dernier maillon de la chaîne qui réunit les usines de production aux utilisateurs.

Entre la production, qui est assurée par des centrales thermiques à vapeur, des centrales à gaz ou des centrales hydrauliques et des stations à énergies renouvelables(PV, éolienne, géothermique) , et la distribution, s'intercale le transport qui assure l'acheminement de l'énergie, des lieux de production vers la distribution.

Pour être mise à la disposition des utilisateurs, cette énergie transportée en haute et très haute tension est en générale abaissée dans des postes de transformation (HT/MT), d'abord à des valeurs de 30kV ou 10kV et ensuite (MT/BT) à des valeurs 220/380V.

Ce chapitre introductif a pour objet de présenter la chaîne de fourniture d'électricité, et en particulier la production d'énergie électrique. Les systèmes électriques présentent des caractéristiques spécifiques de fonctionnement, qui les différencient des autres types d'industrie.

I.2 Définition du Réseau Electrique

Un réseau électrique est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique de la source (générateur) à la charge (consommateur). Cet ensemble comprend des transformateurs, des lignes de transmission, des pylônes, des générateurs, des moteurs, des réactances, des condensateurs, des appareils de mesure et de contrôle, des protections contre la foudre et les courts-circuits, etc.[8]

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques...,avec les centres de consommation (villes, usines...).

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voir très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) et minimisé la chute de tension puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final.[8]

Les systèmes électriques sont des systèmes de livraison d'énergie en temps réel. Qui signifie que l'électricité est produite, transportée, et fourni au moment où vous allumez l'interrupteur de lumière. Les systèmes d'alimentation électrique ne sont pas des systèmes de stockage tels que les systèmes d'eau et les systèmes de gaz. Au lieu de cela, les générateurs produisent de l'énergie que la demande l'exige. [8]

I.3 Structure générale des réseaux :

Les postes constituent les « nœuds » du réseau, les lignes en forment les « branches », Ses branches constituent, soit des artères et des antennes (ou déviation), soit des mailles (ou boucles). [9]

- **Les nœuds** (ou postes) où sont raccordés : les centrales (centre de production), les charges (consommation) et les lignes électrique (élément du réseau).
- **Les branches** (ou lignes électrique) : qui interconnectent les nœuds. Le maillage du réseau améliore la disponibilité de l'alimentation en énergie aux usagers, la stabilité et la qualité du produit électrique car les deux dépendent de la puissance de court circuit, laquelle augmente avec le maillage ou plus exactement avec le nombre et la puissance des centres de production installés et raccordés.

La liaison entre les sources d'énergie (centrales) et les centrales de consommation est illustrée sur la figure ci-dessous.

I.4 Classification des réseaux électriques :

Il existe trois critères qui permettent de différencier les réseaux électriques :

1-la tension

2-la fonction des réseaux

3-la topologie d'un réseau électrique

I.4.1 la tension :

Elle définit les puissances à transporter et fixe les dimensions des lignes ainsi que le matériel des postes.

Les niveaux de tension utilisés sont les suivants :

- 380/220 V utilisée dans les réseaux basse tension.
- (1 à 50) KV utilisés dans les réseaux de distribution. La tension 30 KV est en générale celle des réseaux en zone rurales, et la tension 10 KV celle des réseaux urbains.
- (60 à 150) KV utilisés dans les réseaux de répartition.
- 220 KV et 400 KV utilisés dans les réseaux de transport.[10]

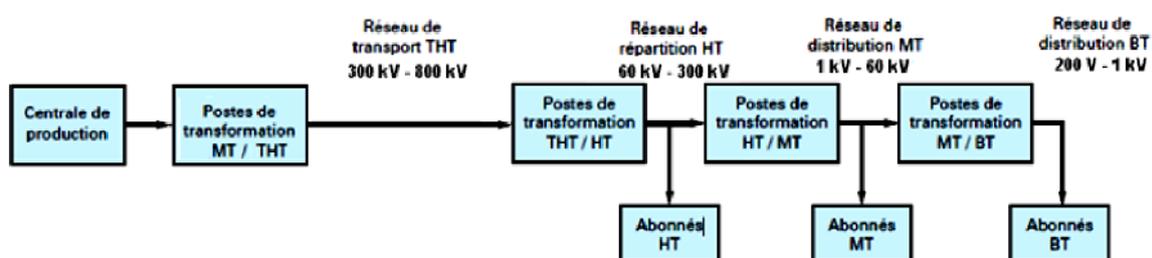


Figure I.1 : réseaux de distribution par le besoin de tension

I.4.2 Fonctions des réseaux électriques :

Pour réaliser la liaison entre la production et la consommation, il est nécessaire d'établir des liaisons aériennes et souterraines.[10]

I.4.2.1 Réseaux de transport :

Ils sont destinés comme leur nom l'indique à transporter l'énergie depuis les centrales de production jusqu'aux zones de consommation. Ces réseaux sont constitués essentiellement de :

- Poste de transformation (THT/HT) et (THT/HT/MT).
- Ligne THT.

I.4.2.2 Réseaux d'interconnexion :

Ce sont généralement des réseaux qui permettent de véhiculer de grand flux de puissance entre des régions d'un pays où entre pays. Les lignes d'interconnexion permettent d'améliorer la sécurité du fonctionnement des réseaux [10].

I.4.2.3 Réseau de répartition :

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution (MT).
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grandes consommations livrés directement en (HT).[10]

La structure de ce réseau est généralement aérienne, parfois souterrain à proximité des sites urbains.

I.4.2.4 Réseau de distribution (MT) :

C'est le réseau qui assure la fonction entre le réseau de répartition et la clientèle, la gestion de ces réseaux est assurée par la direction de la distribution.

Les réseaux de distribution se découpent en deux sous niveaux :

- a) Le réseau de distribution de moyenne tension.
- b) Le réseau de distribution de basse tension.[10]

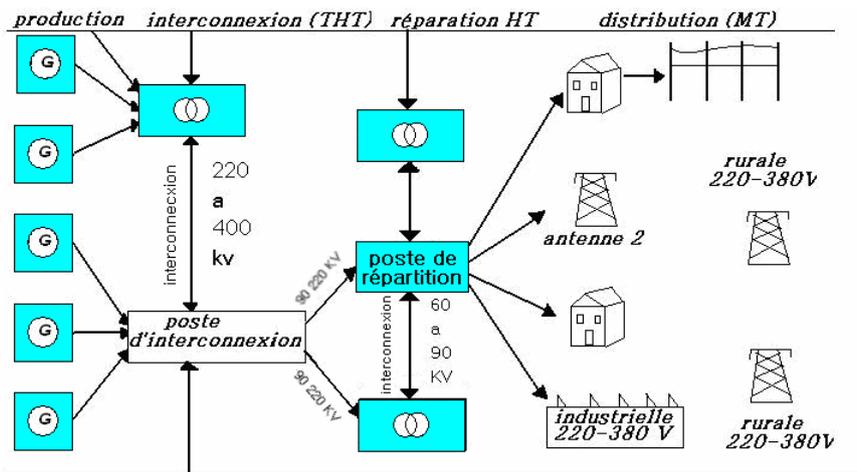


Figure I.2 : schémas des réseaux de transport, répartition et distribution

I.4.3 topologie des réseau électrique :

Le choix d'une structure de réseau dépend de la capacité de financement qui lui est attribuée. Les schémas les plus avantageux du point de vue qualité et continuité d'alimentation, sont les schémas maillés. Ceux-ci sont évidemment complexes.

Il existe par ailleurs les schémas des réseaux arborescents qui sont plus économiques mais moins fiables du point de vue alimentation.[11]

On distingue quatre types des topologies de réseaux illustrés sur la (figure I-3).[3]

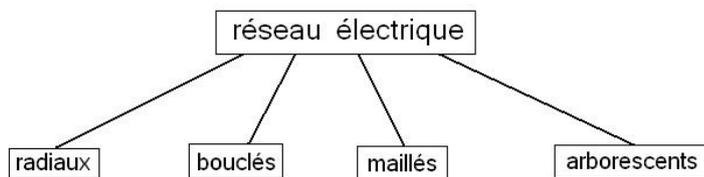


Figure I.3 : la topologie d'un réseau électrique

I.4.3.1 les réseaux radiaux :

Ce sont, à partir d'un poste d'alimentation, des réseaux constitués de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans retrouver de point commun, c'est la structure d'un arbre, chaque artère constituant une branche. (Figure I-4)

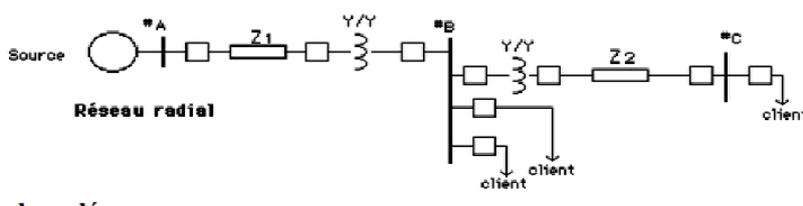


Figure I.4 : les réseaux radiaux

I.4.3.2 les réseaux bouclés :

Ils sont alimentés à la fois par plusieurs sources (en générale 2 ou 3, rarement plus), les lignes les reliant appelées <<boucles>> n'ont pas de discontinuité, de sorte que ces sources débitant en parallèle, augmentent la sécurité d'alimentation, en cas d'avarie de l'une d'elles. (Figure I-5)

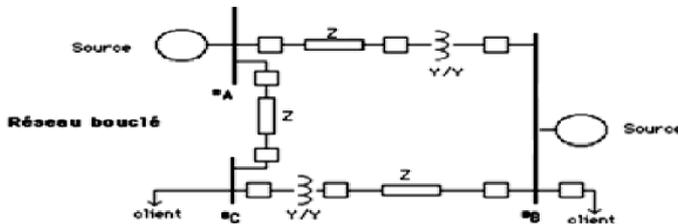


Figure I.5 : schémas d'un réseau bouclé

I.4.3.3 les réseaux maillés :

Ce sont des réseaux où les lignes sont bouclées, formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet.

De plus, le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines. (Figure I-6)

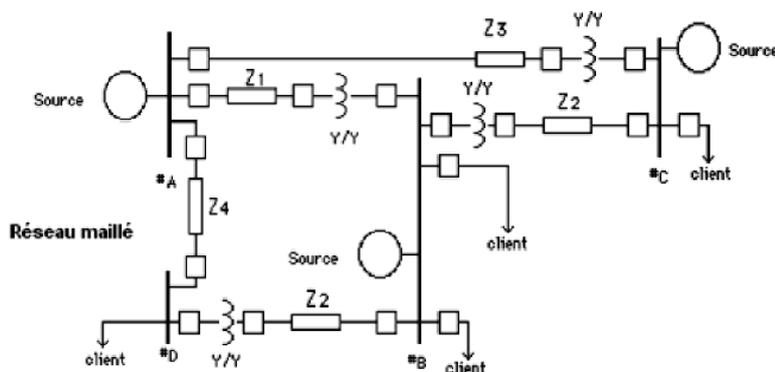


Figure I.6 : schémas d'un réseau maillé

I.4.3.4 les réseaux arborescents :

Sont des réseaux à deux ordres de lignes : dorsales et dérivation, des sous dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charge isolées ou pour grouper sous un même Interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes (MT/BT).

Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de chaque dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut.

I.5 Les postes :

I.5.1 Role des postes

Les postes ont pour rôle :

- L'élévation de l'énergie produite par les centrales.
- L'aiguillage des lignes à même tension.
- La liaison des portions des réseaux à niveaux de tension différents.[12]

I.5.2 Les différents postes existants

Nous distinguons une variété de postes, chacun selon la fonction qu'il exerce :[12]

a. Poste d'interconnexion.

Il comporte un ou plusieurs jeux de barres à mêmes niveaux de tension.

b. Poste de transformation

Il est constitué d'au moins deux jeux de barres à des tensions différentes.

c. Poste mixte

Assure une fonction d'interconnexion et comporte un ou plusieurs étages de transformations.

I.5.3 Différents schémas de poste

Sachant que les postes ne diffèrent, du point de vue équipement, que par le nombre de jeux de barres et pour constater la différence, nous allons donner les schémas des postes existants :

- a. Poste à un jeu de barres.
- b. Poste à deux jeux de barres.
- c. Poste à trois jeux de barres.

I.5.4 Constitution d'un poste

La réalisation d'un poste nécessite une étude technique et électrique du choix de l'appareillage qui doit avoir une bonne fiabilité et sélectivité. [13]

Un poste se décompose du point de vue équipement en deux :

- équipement électrique haute tension
- équipement électrique basse tension

a. Les équipements électriques hauts tension

Les équipements électriques haute tension représentent les circuits principaux d'un poste. On distingue :

a.1. Les Sectionneurs :

Les sectionneurs sont des appareils destinés à l'ouverture ou à la fermeture d'un circuit électrique à vide, ils ne possèdent aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique et par conséquent ne doivent pas être manœuvrés que si le courant est nul. La manœuvre de coupure visible de l'appareil se réalise mécaniquement par action directe d'un opérateur sur un levier de commande. Cette fonction permet d'assurer des rôles de tronçonnement, d'aiguillage et d'isolement.

a.2. Les disjoncteurs :

Ce sont des appareils destinés à établir ou interrompre un circuit électrique en régime normal ou en défaut. Leurs manœuvres peuvent se faire en charge. Ils sont munis d'un contact mobile à haute rapidité qui assure le soufflage et l'extinction de l'arc électrique donc l'ouverture du disjoncteur.

a.3. Les jeux de barres :

C'est des points où se regroupent tous les départs et toutes les arrivées et où s'effectue l'organisation des transits de puissance vers les divers lignes ou transformateurs raccordés.

Elles sont conductrices, ces barres jouent le rôle de noeud entre la réception (arrivée) et la distribution (départ) de l'énergie électrique.

a. 4. Les transformateurs de puissance :

Ce sont des appareils qui ont pour rôle de modifier la tension, Ils abaissent ou élèvent la tension d'où la possibilité de choisir la meilleure tension pour le transport, la distribution puis l'utilisation dans les postes.

Dans les postes, on utilise généralement des transformateurs à trois enroulements, ils lient entre eux les réseaux électriques à trois tensions différentes U_1 , U_2 , U_3 . Ils remplacent un transformateur à deux enroulements, ils sont plus économiques et moins encombrants.

Parmi ces inconvénients on trouve la sécurité qui est moins grande, si un enroulement se détériore le transformateur est complètement mis hors service.

a.5. Les transformateurs de courant :

Ils sont constitués de deux enroulements, un enroulement pour comptage et mesure et un enroulement pour la protection. Il donne l'image précise de l'intensité du courant en un point du réseau, ils la ramènent dans une plage de valeur adaptée à l'utilisation

a.6. Les transformateurs de tension :

Un transformateur de tension est un dispositif dans lequel la tension secondaire est proportionnelle à la tension primaire et en phase. Il a pour but la transformation de la tension du réseau en tension mesurable alimentant les appareils de mesure et de protection.

b. Appareillage électrique basse tension :

L'appareillage électrique basse tension est destiné à protéger les transformateurs, les lignes et jeux de barres comme :

- Protection des transformateurs.
- Protection des lignes.
- Protection des jeux de barres.

I.6 Types de perturbations qui peuvent dégrader la qualité de la tension:

Chaque réseau électrique comporte toujours des perturbations qui peuvent dégrader la qualité de tension de réseau, on peut citer les types de perturbation suivants : [14]

- Les creux de tension et coupures brèves: Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle.
- Interruption courte: L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3s. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 pu.
- Chutes de tension: Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension.
- Tension et/ou courant transitoire: Les surtensions transitoires sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde.
- Déséquilibre de tension: Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation des courants non équilibrés dans les impédances du réseau.
- Perturbations harmoniques: Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale, qui provoquent une distorsion de l'onde Sinusoïdale. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc.

I.7 Conclusion :

L'objectif de ce chapitre est de donner une définition d'un réseau électrique et de présenter les composants essentiels dans un réseau (transformateur, ligne de transport, source de production...), nous avons présenté les types de réseaux excités au raccordement à partir du centre de production jusqu'au client. En effet, cette tâche est assurée par le système électrique qui est aussi présenté par ce présent chapitre, à savoir, les grandeurs le définissant et les différentes structures utilisées pour sa réalisation

II. Chapitre II : Energies renouvelables et leur intégration aux réseaux électriques

II.1 Introduction :

Les énergies renouvelables connaissent depuis le milieu de l'année 1990 une vogue qui semble se renforcer d'année en année. Ces énergies sont les plus anciennement utilisées par l'humanité, elles sont essentiellement tirées des cinq éléments : la terre, l'eau, l'air et le feu et du soleil. Les énergies renouvelables sont inépuisables et d'un usage immémorial. On désigne aujourd'hui par énergies renouvelables un ensemble de filières diversifiées dont la mise en oeuvre n'entraîne en aucune façon l'extinction de la ressource initiale. Les sources d'énergie renouvelables sont celles qui produisent de l'électricité ou de l'énergie thermique sans épuiser nos ressources. En font partie les énergies solaire, éolienne, hydraulique et géothermique, et celles que l'on tire de la biomasse et des déchets. Tirées du vent, l'énergie éolienne permet la production d'électricité. Provenant du soleil, le solaire photovoltaïque permet la production d'électricité, de même que le solaire thermodynamique, tandis que le solaire thermique permet la production de chaleur ou de froid. Extrayant la chaleur de la terre, la géothermie conduit à l'obtention de chaleur, de froid ou d'électricité.

Ce chapitre présente une introduction aux systèmes des énergies renouvelables, il a pour but d'expliquer le principe de fonctionnement de ces systèmes. En donnant des généralités sur les composants de ce dernier et son raccordement au réseau.

II.2 Définition d'énergie renouvelable :

On considère qu'une énergie est renouvelable, toute source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable (d'où son nom) c'est-à-dire, sa vitesse de formation doit être plus grande que sa vitesse d'utilisation. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le Soleil (l'énergie solaire mais aussi hydraulique, éolienne et biomasse...), la Lune (énergie marémotrice, certains courants : énergie hydrolienne...) et la Terre (géothermique profonde...), à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires[16]

II.3 Les familles de l'énergie renouvelable :

II.3.1 L'énergie éolienne :

L'énergie éolienne est une source d'énergie qui dépend du vent. Le soleil chauffe inégalement la Terre, ce qui crée des zones de températures et de pression atmosphérique différentes tout autour du globe. De ces différences de pression naissent des mouvements d'air, appelés vent. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité dans des éoliennes, appelées aussi aérogénérateurs, grâce à la force du vent. Une éolienne est composée de 4 parties (figure II.1)[17]

- le mât
- l'hélice

La nacelle qui contient l'alternateur producteur d'électricité

- Les lignes électriques qui évacuent et transportent l'énergie électrique (lorsqu'elle est raccordée au réseau)
- C'est une énergie qui n'émet aucun gaz à effet de serre et sa matière première, le vent, est disponible partout dans le monde et totalement gratuite.

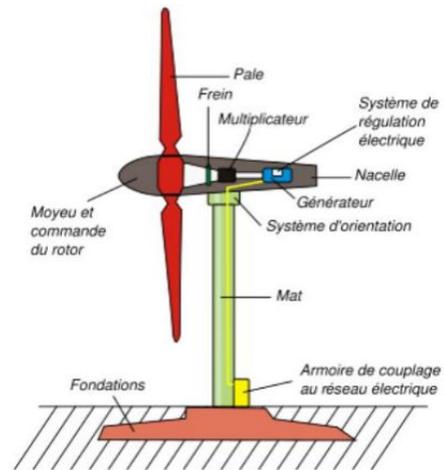


Figure II.1 : structure générale d'une éolienne

Utilisation des systèmes éoliens :

La technologie des systèmes éoliens, très fiable et très souple, depuis des siècles, de multiples usages :

- Le pompage de l'eau: Depuis des générations, on utilise le vent comme source d'énergie fiable et économique dans les systèmes de pompage de l'eau. Dans les régions rurales ou éloignées.
- Usage domestique: Les habitants de la campagne, désireux de réduire l'effet indésirable sur l'environnement de leur consommation d'énergie, peuvent restreindre leur dépendance par rapport au réseau d'électricité en utilisant un système éolien.

II.3.2 La biomasse :

L'utilisation de la biomasse remonte au temps où l'homme découvrait le feu et se servait encore du bois pour se chauffer et cuire ses aliments ! Il s'agit de l'énergie contenue dans les plantes et les matières organiques. La biomasse des plantes provient du soleil, quand la plante, grâce à la photosynthèse, absorbe l'énergie solaire. Ensuite, les animaux absorbent à leur tour ces plantes ! La biomasse provient de divers secteurs et matières comme le bois, les récoltes (cultivées spécialement pour la production d'énergie), les résidus agricoles et forestiers, les déchets alimentaires et les matières organiques issues des déchets municipaux et industriels. Il existe toute une variété de technologies pour convertir l'énergie de la biomasse en une forme réutilisable. Ces technologies

changent l'énergie en formes utilisables directement (chaleur ou électricité) ou en d'autres formes telles que le biocarburant ou le biogaz.(figure II.2)[7]



Figure II.2 : les déchets utilisés à la production d'électricité

II.3.3 L'énergie hydraulique :

L'eau est également une source renouvelable puisqu'elle se régénère grâce au cycle d'évaporation et des précipitations. Elle se condense en nuages qui se déplacent avec le vent. La baisse de température au-dessus des continents provoque des précipitations qui alimentent l'eau des lacs, des rivières et des océans. Sa force est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des barrages, des moulins à eau et des systèmes d'irrigation. Plusieurs technologies permettent d'exploiter l'énergie produite par la chute ou le mouvement de l'eau. Les roues à aubes peuvent la transformer directement en énergie mécanique (moulin à eau), tandis que les turbines et les générateurs électriques la transforment en électricité. Une centrale hydraulique est composée de 3 parties : (figure II.3)

- le barrage qui retient l'eau
- la centrale qui produit l'électricité
- les lignes électriques qui évacuent et transportent l'énergie électrique

C'est une énergie qui n'émet pas de gaz à effet de serre, elle est utilisable rapidement grâce aux grandes quantités d'eau stockée et c'est une énergie renouvelable très économique à long terme.[7]



Figure II.3 : barrage utilisé à la production hydraulique

II.3.4 L'énergie géothermique :

L'énergie géothermique désigne l'énergie créée et emmagasinée dans la terre sous forme thermique. Elle est parfois libérée à la surface par des volcans ou des geysers, mais elle peut aussi être accessible à tout moment, comme dans les sources d'eau chaude. La géothermie peut servir à produire de l'électricité ou à chauffer et refroidir. L'énergie est extraite de réservoirs souterrains enfouis très profondément et accessibles grâce au forage, ou de réservoirs plus proches de la surface. L'énergie géothermique peut également être employée dans un but domestique, grâce aux petites pompes à chaleur, par exemple. Une centrale géothermique est composée de 3 parties : (figure II.4)

- la pompe
- l'usine qui produit l'électricité
- les lignes électriques qui la transportent

C'est une énergie qui n'émet aucun gaz à effet de serre et sa matière première, la chaleur de la Terre, est totalement gratuite.[7]



Figure II.4 : production électrique par l'énergie géothermique

II.3.5 L'énergie des mers ou énergie marine :

C'est une énergie renouvelable très peu exploitée jusqu'ici. Elle désigne l'énergie produite par les vagues et les marées, ainsi que l'énergie thermique de l'océan chauffé par les rayons du soleil. Les océans, qui couvrent presque 70 % de la surface du globe, pourraient constituer la source d'énergie renouvelable du futur, même si, pour l'instant, leur exploitation pour produire de l'électricité n'est pas rentable[7]



Figure II.5 : l'énergie de mer

II.3.6 Énergie solaire :

Énergie produite à partir de la conversion du rayonnement solaire, c'est une énergie renouvelable. C'est également une source d'énergie intermittente (pas d'énergie solaire la nuit). L'énergie solaire, peut être convertie en chaleur ou en électricité.

Il existe différents types d'énergies solaires tout d'abord nous allons les citer et ensuite les expliquer :

- L'énergie thermique
- L'énergie photovoltaïque
- L'énergie thermodynamique

II.3.6.1 L'énergie solaire thermique :

Cette énergie est la transformation des rayons du soleil en énergie thermique c'est-à-dire en chaleur. Cette énergie peut être utilisée directement soit pour le chauffage mais aussi pour obtenir de l'eau chaude. Le principe général est de concentrer les rayons solaires en un seul endroit. Ceux-ci sont alors piégés par des capteurs solaires thermiques vitrés qui transmettent l'énergie solaire à des absorbeurs métalliques. Ces mêmes absorbeurs réchauffent alors un réseau de tuyaux où circule un fluide caloporteur (c'est-à-dire un fluide qui reçoit de la chaleur en un point de son circuit et qui la cède en un autre point). Cet échangeur va ensuite chauffer à son tour de l'eau stockée dans un cumulus, cette même eau ira alimenter chauffe-eau (pour l'eau sanitaire) et systèmes de chauffages solaires.(figure II.6)[18]

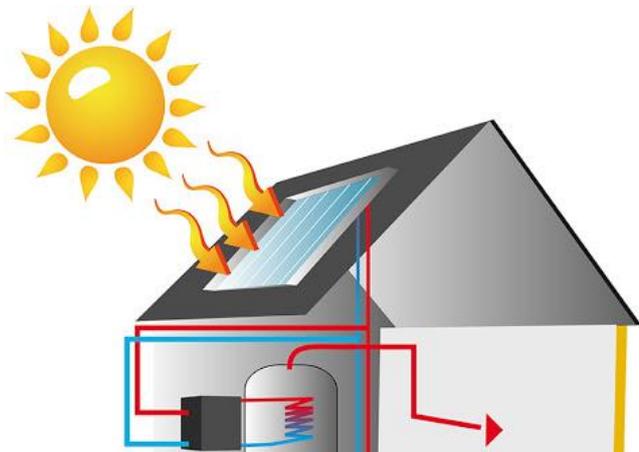


Figure II.6 : énergie solaire thermique

II.3.6.2 L'énergie photovoltaïque :

Cet effet photovoltaïque a été découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839. Cette forme d'énergie reste aujourd'hui quantitativement négligeable mais on lui prédit un grand avenir, son coût baissera fortement dans les années à venir. Cette énergie sera durable et ne devra nécessiter d'aucun entretien. Elle peut répondre aux besoins en énergie électrique d'une maison, contrairement aux autres formes d'énergies solaires qui ne produisent que de la chaleur grâce aux capteurs du panneau qui transforment les rayonnements du soleil en cellule photovoltaïque. Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui exposé à la lumière, génère une tension électrique, ces cellules se

présentent sous la forme de deux fines plaques. Le courant qui en ressort est continu donc cette énergie produit de l'électricité.(figure II.7)[18]

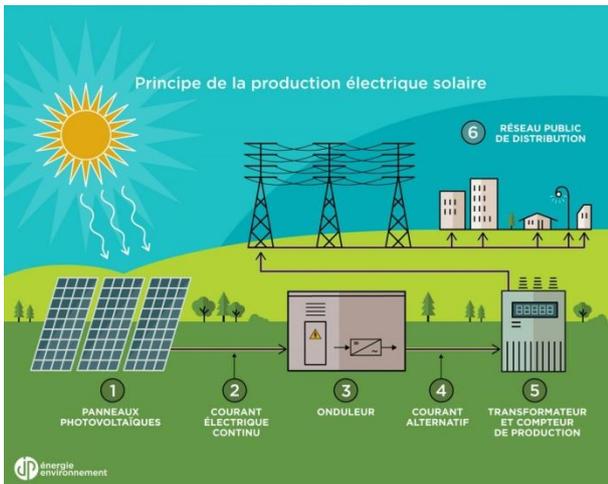


Figure II.7 : conversion de la lumière en électricité

II.3.6.2.1 La conversion de la lumière en électricité:

Le terme « photovoltaïque » souvent abrégé par le sigle « PV », à été formé à partir des mots « photo » un mot grec signifiant lumière et « Volta » le nom du physicien italien Alessandro Volta qui a inventé la pile électrochimique en 1800. L'effet photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie solaire en électricité.

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les modules photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. La conversion photovoltaïque se produit dans des matériaux semi-conducteurs. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable.

- Dans un isolant électrique : les électrons de la matière sont liés aux atomes et ne peuvent pas se déplacer.
- Dans un conducteur électrique (un fil de cuivre par exemple) les électrons sont totalement libres de circuler et permettent le passage d'un courant.
- Dans un semi-conducteur : la situation est intermédiaire, les électrons contenus dans la matière ne peuvent circuler que si on leur apporte une énergie pour les libérer de leurs atomes.

Quand la lumière pénètre dans un semi-conducteur, ces photons apportent une énergie permettant aux électrons de se déplacer, il ya donc courant électrique sous l'exposition à la lumière.[18]

II.3.6.2.2 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque :

Le principe de fonctionnement de la cellule repose sur l'effet photovoltaïque qui converti directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du

transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière.

- Une cellule photovoltaïque donc est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :
- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires d'électrons/trous dans le matériau semi-conducteur
- Collecte des particules générées dans le dispositif. Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant : d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque.[19]

II.4 Les étapes de l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques

II.4.1 Le changement de la donne énergétique

La diminution des ressources énergétiques fossiles et la hausse durable de leur prix, l'augmentation considérable des besoins en énergie, les difficultés d'approvisionnement, le poids du secteur énergétique dans les émissions de CO₂ et la lutte contre le changement climatique imposent d'adapter les modes de production.

Dans la plupart des pays européens, les énergies renouvelables sont de plus en plus utilisées pour produire l'électricité. Les énergies renouvelables sont des énergies écologiques car peu émettrices de gaz à effet de serre. La production d'électricité se fait à partir d'énergie gratuite et inépuisable. Par ailleurs, leur exploitation permet de fournir de l'électricité notamment aux sites isolés et d'éviter la création de nouvelles lignes. Ce sont les raisons pour lesquelles la plupart des États font des énergies renouvelables une priorité de leur politique énergétique.[20]

II.4.2 L'évolution du contexte réglementaire

Depuis une vingtaine d'années, la réglementation dans le domaine de l'énergie connaît de profondes évolutions.

- Au plan international, une convention « Climat » a été signée en juillet 1992 et le protocole de Kyoto en 1997, protocole dans lequel 35 pays industrialisés se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre entre 2008 et 2012. En décembre 2009 a également été signé l'accord de Copenhague.
- Au plan européen, depuis 2007, l'Union européenne s'est fixé des objectifs ambitieux : une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport à 1990, voir 30 % en cas d'accord international, une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale de l'UE. Afin d'atteindre ces objectifs, un paquet « Énergie-Climat » a été signé en 2008, dont l'un des textes principaux est la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative aux énergies renouvelables.

Elle répartit l'effort entre les États membres en fixant des objectifs nationaux en matière d'utilisation des énergies renouvelables pour les transports, la production de chaleur et la production d'électricité, tout en mettant en avant les économies d'énergie et l'efficacité énergétique.[21]

Le plan indique que l'atteinte de ces objectifs se traduit par une part d'énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité de 27 %. Cette part était de 15,5 % en 2010. Les objectifs de puissance installée par filière énergies renouvelables fixés par le ministre de l'énergie dans l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour la période 2009-2020 retient les objectifs suivants au 31 décembre 2020 :

- l'énergie radiative du soleil, en termes de puissance totale installée doit atteindre 5.400 MW,
- les énergies éolienne et marine, en termes de puissance totale installée, doivent atteindre 25.000 MW, dont 19.000 MW à partir de l'énergie éolienne à terre et 6.000 MW à partir de l'énergie éolienne en mer et des autres énergies marines,
- la capacité de production de biomasse devra s'accroître 2 300 MW,
- l'énergie hydroélectrique produite devra augmenter de 3 TWh par an jusqu'en 2020.

II.4.3 le raccordement au réseau

Le raccordement consiste à connecter l'installation de production au réseau d'électricité. Il est un préalable à l'accès au réseau, dont la transparence et l'aspect non-discriminatoire sont garantis par la Commission de régulation de l'énergie.

Les installations de production d'énergie renouvelable (hydraulique, éolien, solaire, biomasse, etc.) doivent être raccordées à un réseau électrique public ou privé pour que l'électricité qu'elles produisent puisse être vendue, sur les marchés ou de façon contractuelle, notamment dans le cadre de mécanismes d'obligation d'achat ou d'appels d'offres, et pour que cette énergie puisse être utilisée par des consommateurs raccordés au réseau.[21]

II.4.4 Un défi pour les gestionnaires de réseaux

L'insertion massive des énergies renouvelables sur les réseaux électriques pose des problèmes d'ordre technique, notamment pour les gestionnaires de réseaux. Le premier concerne la localisation des installations de production. L'intégration de la production décentralisée conduit à un fonctionnement bidirectionnel des réseaux traditionnellement conçus pour n'acheminer l'énergie que dans un sens, faisant émerger des besoins de renforcement. Le second relève de la gestion des moyens de production intermittents dans le système électrique. Pour des taux de pénétration inférieurs à 30 %, l'impact de la production intermittente reste limité et peut être pris en charge par le système électrique. En revanche, lorsque le taux de pénétration augmente, des déséquilibres peuvent survenir.

Trois facteurs principaux influent sur l'apparition et l'intensité des contraintes :

- l'impact sur le réseau est plus fort quand la production n'est pas corrélée avec la consommation (ce qui est souvent le cas pour le photovoltaïque) ;
- le besoin d'investissements est plus élevé quand le développement se fait dans des zones peu denses où les réseaux de transport et de distribution sont dimensionnés au plus juste (cette situation est souvent rencontrée pour les centrales éoliennes qui sont implantées là où la densité de population est réduite) ;
- l'ampleur des adaptations du réseau nécessaires pour l'insertion des installations de petite taille en basse tension est très fortement dépendante de leur niveau de concentration.

L'intégration des EnR sur les réseaux électriques nécessite une adaptation des infrastructures et de la gestion du système électrique. L'intermittence, le caractère non pilotable et un besoin de gestion de l'équilibre production/consommation à la maille locale constituent un défi pour les gestionnaires de réseau de distribution et imposeront une évolution de la gestion du système électrique.[20]

II.4.5 Des solutions de Smart grids

Afin de faciliter l'intégration des EnR dans le système électrique, les réseaux devront être gérés de manière plus réactive, grâce aux technologies de Smart grids. Ces technologies regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché, onduleurs et charges contrôlables, etc.). Les nouvelles technologies de l'information et de la communication interviendront également afin d'optimiser les flux d'énergie et, notamment, d'assurer l'équilibre « offre/demande ». En développant l'observabilité, la prévisibilité, le pilotage et la flexibilité, les Smart grids permettront de mieux gérer l'intermittence des énergies renouvelables.

- Développer l'observabilité permettra de surveiller l'état du réseau à tout moment (défaut, congestion, variation de la tension, etc.), d'anticiper les incidents et de faciliter la prise de décision pour optimiser le réseau et le rendre plus sûr. La multiplication des capteurs, tels que les compteurs communicants, permettra ainsi de mesurer précisément les flux d'énergie sur le réseau et de maintenir l'équilibre et la stabilité du système.
- Afin de mieux intégrer la production décentralisée sur les réseaux en respectant la stabilité et la qualité du système, des outils de contrôle et de pilotage ont été mis en place. Il s'agit d'interagir avec la production décentralisée :
 - en développant les fonctions d'automatisation (réglages de la tension et de la puissance, reconfiguration après défaut),
 - en agrégeant les productions décentralisées à travers une « centrale virtuelle » locale. La création de « centrales virtuelles » permet de s'affranchir en temps réel de l'intermittence grâce à la combinaison de marchés locaux de l'électricité et de couples matériels/logiciels assez habiles pour équilibrer, en temps réel, demande et production d'électricité,

- en développant la gestion de la demande. La gestion de la demande permet, en incitant, par des signaux tarifaires, les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation en période de pointe et à consommer en période creuse, de mieux gérer l'équilibre production/consommation. Il s'agit de calquer la consommation sur la production d'électricité renouvelable. Etant donné que les quantités d'électricité produites et consommées doivent toujours être égales, que les EnR sont par nature intermittentes et qu'il est très difficile de stocker l'électricité, on efface ou on déclenche certaines consommations afin de préserver l'équilibre du système.

Il faut alors concevoir des infrastructures de communication et de gestion des données pour intégrer la production décentralisée dans la conduite du système

- Les technologies de Smart grids permettront de développer la flexibilité des réseaux et, ainsi, de gérer l'intermittence et la variabilité des énergies renouvelables. Les FACTS (Flexible alternative current transmission systems – systèmes de transmission flexible de courant alternatif), les compensateurs statiques et les condensateurs permettent le transfert d'une plus grande quantité d'énergie sur les lignes électriques existantes tout en améliorant la stabilité de la tension et accroissent la résistance du réseau électrique aux oscillations de système et aux perturbations.

Le stockage de masse et le renforcement des interconnexions apparaissent comme des solutions complémentaires aux FACTS pour améliorer la flexibilité du système électrique. En effet, en offrant la possibilité de lisser la production de pallier l'intermittence des EnR, ils permettront de mieux intégrer les énergies renouvelables au système électrique[12]

II.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes types de sources des énergies renouvelables, leur avantage et inconvénient et la procédure qu'on va utiliser lors de l'intégration à un réseau électrique. On peut conclure que l'intégration de cette nouvelle source d'énergies dans un réseau électrique nous obligeons de base sur la méthode la plus efficace pour augmenter le rendement et la stabilité de réseau

III. Chapitre III étude de stabilité d'un régime transitoire

III.1 Introduction :

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de régulation et de production, les systèmes électro-énergétiques (SEE) sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent engendrer des dégâts graves. La fiabilité d'un SEE est définie par ses limites de sécurité d'exploitation ainsi que son comportement vis-à-vis des défauts tels qu'un coup de foudre, un court-circuit, un faux couplage, un changement brusque de la charge, une rupture des circuits d'excitation, un déclenchement des lignes, une perte des unités de production, etc. Toutes ces perturbations conduisent à des contraintes supplémentaires par rapport à celles du régime permanent (contraintes d'ordre mécaniques, thermiques, électriques). En pratique, pour faire face aux incidents graves et limiter leurs conséquences, il est nécessaire d'adopter des mesures curatives et installer des automates spécifiques, qui constituent le plan de défense du système électrique, en limitant la propagation de ces incidents et en facilitant la reconnexion rapide des consommateurs des zones hors tension [7].

Dans l'analyse d'un système électrique ou physique, une distinction est faite entre le régime permanent et le régime transitoire ou dynamique. Un système électrique est dit être en régime permanent, lorsque les variables qui décrivent son comportement (tension, courant, etc.), sont soit invariables dans le temps (circuit DC) ou des fonctions périodiques du temps (circuit AC). Un système électrique est dit en régime transitoire quand les variables changent ou varient de manière non périodique. Le régime transitoire disparaît dans le temps et un nouvel état d'équilibre apparaît. Donc le régime transitoire est le passage d'un état stable à un autre état stable.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types de stabilité. En donnant leurs définitions, méthodes d'évaluation et leurs méthodes d'amélioration

Les méthodes d'analyse transitoire des circuits électriques sont présentées. La méthode d'analyse utilisant les équations différentielles est étudiée et appliquée à des circuits du 1er ordre et du 2ème ordre.

III.2 Stabilité des systèmes :

Pendant des années, des recherches diverses et complexes étaient effectuées pour comprendre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail IEEE [22]

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

III.3 Stabilité des réseaux d'énergie électrique

D'un point de vue physique, la stabilité est définie comme un état d'équilibre de forces opposées.

Dans le cas des réseaux électriques, ces forces sont liées à l'interaction de machines connectées aux réseaux électriques. Le groupe de travail IEEE / CIGRE a proposé une définition de la stabilité des réseaux électriques

L'instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d'opération et de la configuration du réseau mais le maintien du synchronisme sur le réseau demeure un but primordial.

Il faut donc suivre la dynamique des générateurs à travers les angles du rotor et les puissances.

III.3.1 Classification de la stabilité :

L'instabilité d'un réseau électrique peut être causée par de nombreux facteurs comme il est précisé.

Précédemment. L'analyse des problèmes de stabilité et l'identification des facteurs contribuant à l'atteinte de stabilité ont permis d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et de classer la stabilité en fonction de leur nature. Pour cette classification on se base surtout sur [23]

- la nature physique de l'instabilité ;
- l'amplitude de perturbations ;
- la plage de temps des phénomènes ;
- les méthodes de calcul et prédiction utilisée pour étudier la stabilité.

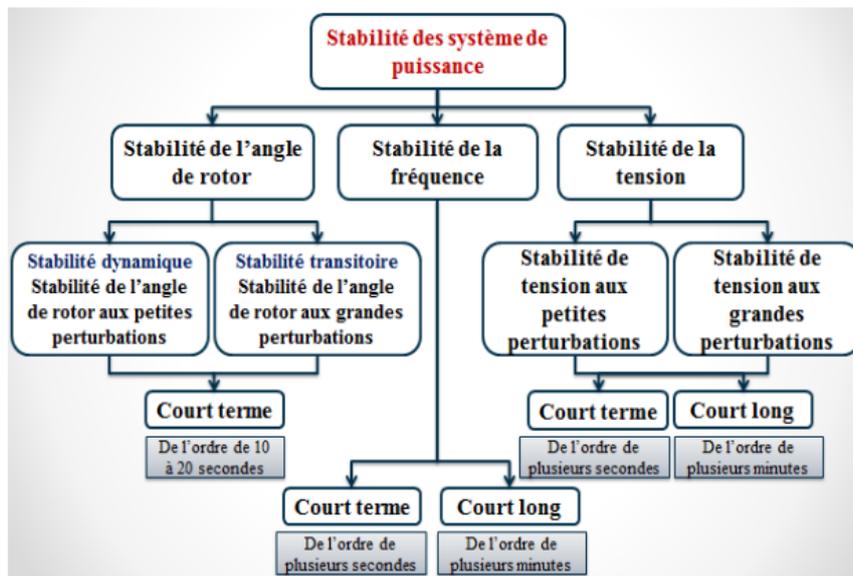


Figure III.1 : les différents types de stabilité des systèmes de puissance

III.4 Stabilité de tension :

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité

du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension.

Il est important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule.

Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre, Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.[24]

a) Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

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

b) Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

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

L'instabilité de tension englobe plusieurs phénomènes qui se produisent simultanément. Pour cela il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature.

III.5 Stabilité de l'angle du rotor

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone du système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous-catégories [24]

a) Stabilité angulaire aux petites perturbations (en petits signaux)

Elle est définie par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise aux fins de l'analyse. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor.

b) Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples-angles. La stabilité

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

L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement, elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.[24]

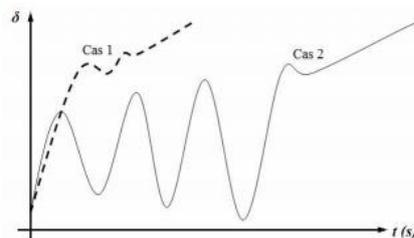


Figure III.2 : variation de l'angle de rotor

III.6 Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée.[7]

Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID) :

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique.

Mathématiquement c'est la solution de l'équation différentielle de second ordre non linéaire connue sous le nom de Swing équation ou équation de mouvement.

Physiquement, il représente le temps maximal durant lequel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension surintensité,...) sans perdre sa stabilité.

D'après l'équation de mouvement de la machine :[25]

$$t_c = \sqrt{\frac{2H(\delta_c - \delta_0)}{90 \cdot f \cdot p m}} \quad (\text{II. 1})$$

III.7. Modélisation de la machine synchrone

Les différentes machines ne sont pas indépendantes entre elles, mais reliées par un réseau d'énergie électrique. Celui ci correspond à un ensemble de lignes, de transformateurs, de machines, de charges, de jeux de barres, de dispositifs de régulation, etc. La machine synchrone représente l'élément essentiel dans l'étude de la stabilité des systèmes d'énergie électriques. La mesure des paramètres de

cette dernière reste un sujet très important et nombreuses études sont en cours afin de mieux cerner les propriétés de ces machines dans les réseaux électriques.

Le problème de la modélisation de ces machines comporte deux aspects :

Le premier, est le choix du modèle de la machine synchrone;

- Le deuxième, consiste à déterminer les paramètres à introduire dans le modèle (modèle de Park, 2ème ordre, 3ème ordre).

La Figure III.7 montre une représentation d'une machine synchrone à trois phases avec amortisseurs

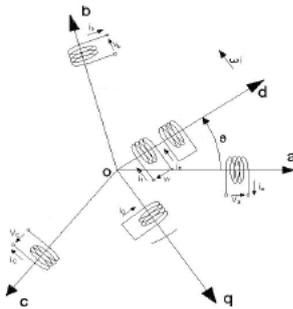


Figure III.3. Machine synchrone triphasée assimilée à deux enroulements en CC en quadrature

III.7.1 Hypothèses simplificatrices

Dans la machine synchrone que nous allons étudier on suppose ce que suit [14]:

- le circuit magnétique n'est pas saturé;
- absence de l'effet pelliculaire (densité uniforme);
- l'influence des harmoniques est négligeable;
- on admettra que l'ensemble des amortisseurs peut être représenté par deux enroulements fermés D et Q en court circuit sur eux même.

La machine fonctionne en régime permanent avec une vitesse angulaire constante. L'angle de rotation θ est une fonction linéaire du temps. On admet qu'il y a un décalage angulaire δ constant du champ rotorique par rapport au champ statorique (Figure 1.7) [15].

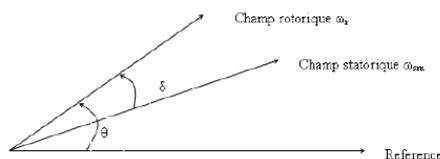


Figure III.4. Disposition vectorielle des champs rotorique et statique

$$d\theta/dt = \omega_s \tag{III.2}$$

$$\theta = \omega_s t + \delta \tag{III.3}$$

ω_r , ω_s : désignent la vitesse de rotation des champs rotorique et statorique respectivement.

III.7.2 Transformation de Park

La méthode de décomposition selon deux axes liés au rotor appliquée à la machine synchrone permet de résoudre un grand nombre de problème des régimes transitoires (problème de perturbations, oscillations, fonctionnement asynchrone). La transformation de PARK permet de représenter la machine synchrone par une machine équivalente bipolaire où les enroulements statoriques a, b, c seront transférés vers le référentiel rotorique constitué par des enroulements orthogonaux selon les deux axes [14]. La représentation schématique de la Figure 1.8 devient celle de la Figure suivante :

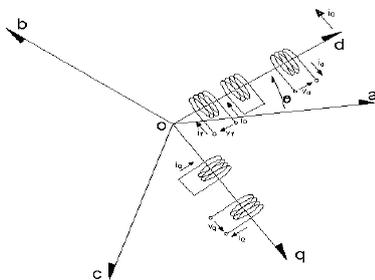


Figure III.5. Interprétation de la transformée de PARK pour une machine synchrone

La transformée de PARK est donnée par :

$$A = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \sin \theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{III.4}$$

Il est important de signaler que la transformation de PARK est particulièrement intéressante dans le cas des perturbations symétriques ($i_0 = 0$).

Les projections I_a, I_b, I_c sur les axes d et q donnent :

$$I_q = \sqrt{\frac{2}{3} \left[I_a \sin(\theta) + I_b \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) + I_c \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \right]} \tag{III.4.a}$$

$$I_d = \sqrt{\frac{2}{3} \left[I_a \cos(\theta) + I_b \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) + I_c \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \right]} \tag{III.4.b}$$

Considérant l'axe (a) comme référence, $\theta=(a,d)$, L'axe q est en arrière de 90° par rapport à l'axe d nous définissons I_{0dq} comme suit :

$$I_{0dq} = P I_{abc} \tag{III.5}$$

Où I_{0dq} : Le vecteur courant dans le référentiel (0dq) ;

0 : Axe stationnaire (homopolaire);

d: Axe directe (polaire);

q : Axe quadrature (inter polaire).

L'équation de la tension et celle du flux sont similaires à celle du courant :

$$V_{0dq} = P V_{abc} \tag{III.6}$$

$$\varphi_{0dq} = P \varphi_{abc} \tag{III.7}$$

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \tag{III.8}$$

Le schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes (d) et (q) est représenté sur est représenté sur la Figure III.6 suivante :

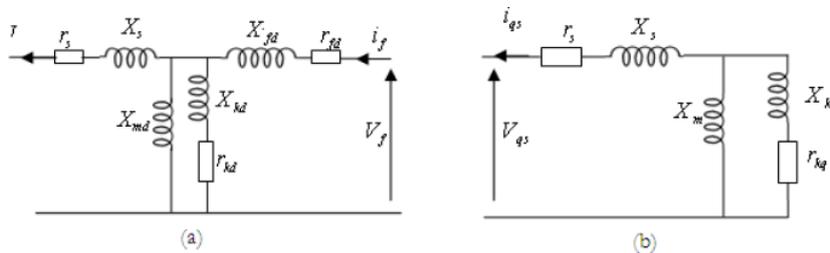


Figure III.6. Schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes (d) et (q).

III.8 Modèle des réseaux de transport

Le réseau de transport relie toutes les centrales électriques dans un système de puissance et distribue la puissance aux différents consommateurs. Les éléments principaux du réseau sont les lignes aériennes à haute tension, les câbles souterrains, les transformateurs et les jeux de barres. Des éléments auxiliaires peuvent être trouvés : des condensateurs en série, des réactances shunts et des systèmes de compensation, des systèmes de protection..., [16]. Pour la modélisation de notre système de puissance, nous nous intéressons à établir le modèle de transformateurs et le modèle de lignes de transmission et le modèle d'une charge.

III.8.1 Modélisation d'une ligne de transport

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents [17]. Le modèle d'une ligne de transport est donné par des quadripôles symétriques représentés par la Figure III.10 (a, b) [18]:

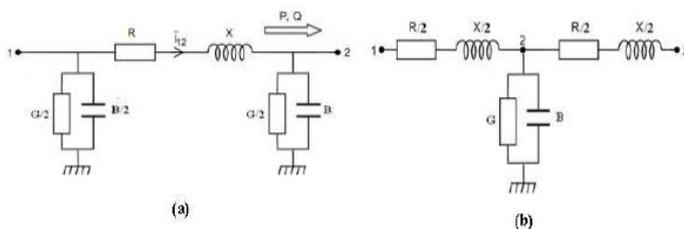


Figure III.7. Schéma équivalent d'une ligne de transport a) Modèle en π , b) Modèle en T

III.8.2 Schéma équivalent d'un générateur

Un générateur est représenté par une source de tension constante E_g et sa réactance (X_g) comme le montre la figure I.1 suivante :

Tel que :

E_g : la f.e.m du générateur.

X_g : la réactance du générateur.

V_i : la tension à l'accès i.

θ_i : angle de phase à l'accès i.

Et : $V_i = |V_i| e^{j\theta_i}$

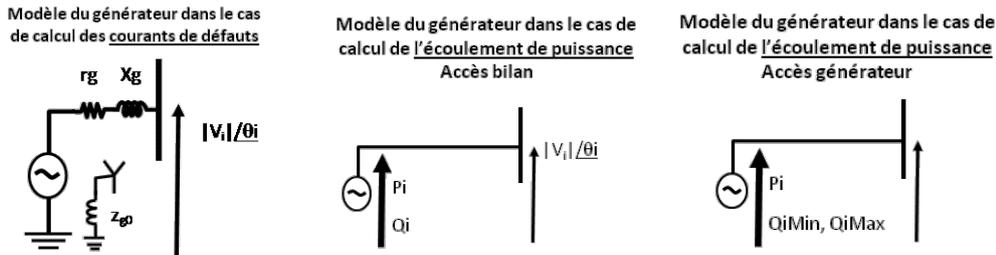


Figure III.8: schémas équivalents d'un générateur

III.8.3 . Modélisation Des Transformateurs

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution BT. Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme elle indique la Figure III.11.



Figure III.9. Représentation d'un transformateur.

Donc le transformateur peut être considéré comme une ligne, tel que:

$$Z_{Tik} = R_{Tik} + jX_{Tik} \tag{III.9}$$

$$Y_{Tik} = 1/(R_{Tik} + jX_{Tik}) \tag{III.10}$$

Avec :

Z_{Tik} : L'impédance du transformateur ;

Y_{Tik} : L'admittance du transformateur.

III.8.4 . Modélisation d'une charge

Le modèle équivalent d'une charge est représenté par une impédance Z :

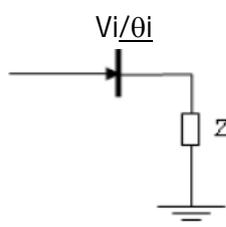


Figure III.10. Schéma équivalent d'une charge.**III.9 Calcul d'écoulement de puissance**

L'étude de la stabilité exige la détermination de l'état initial du réseau. Cet état est déterminé à l'aide d'un calcul de la répartition de puissances. Le but des calculs de l'écoulement de puissance est de déterminer les caractéristiques de génération et de transmission, pour un système électrique de n nœuds. Ces calculs se basent sur les méthodes numériques itératives, dont l'une des deux matrices admittance ou impédance est nécessaire. Parmi ces méthodes itératives, on peut citer:

a) Méthode de Gauss- Seidel

On utilise des valeurs estimées des tensions des jeux de barres pour calculer un ensemble de nouvelles valeurs. Les nouvelles valeurs sont fonctions des valeurs estimées des tensions, des puissances actives et réactives spécifiées et des admittances du réseau. Chaque fois qu'un ensemble de valeurs de tensions est obtenu, le nombre d'itérations augmente d'une unité, jusqu'au point où au niveau de tous les jeux de barres, la différence entre deux tensions appartenant à deux itérations successives est inférieure à une certaine valeur qu'on spécifie et qu'on appelle tolérance ou précision.

L'équation d'écoulement de puissance nous ramène au calcul des tensions aux accès du réseau

Les courants injectés au niveau de chaque JdB peuvent être calculés comme suit :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j \quad (\text{III.11})$$

Les expressions permettant de calculer la puissance apparentes ($S_i = P_i + jQ_i$) injectés à chaque JdB sont :

$$P_i + jQ_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \cdot \left(\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j \right)^* \quad (\text{III.12})$$

La méthode de Gauss Seidel calcul les tensions à chaque itération par l'équation suivante :

$$\bar{V}_i^{k+1} = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \left(\frac{\bar{S}_i^*}{\bar{V}_i^{*k}} - \left(\sum_{j=1}^{i-1} \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j^{k+1} \right) - \left(\sum_{j=i+1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j^k \right) \right) \quad (\text{III.13})$$

Cette équation, ne concerne pas l'accès bilan où $|V|$ et θ sont données ; P et Q à déterminer.

Pour les accès générateurs (P,|V|), la puissance réactive est inconnue. Elle doit être calculée d'après l'équation suivante :

$$Q_i^{k+1} = -\text{imag} \left\{ \bar{V}_i^* \cdot \bar{Y}_{ii} \cdot \bar{V}_i^k + \left(\sum_{j=1}^{i-1} \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j^{k+1} \right) + \left(\sum_{j=i+1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j^k \right) \right\} \quad (\text{III.14})$$

Si la valeur de Q_i^{k+1} calculée d'après l'équation précédente viole l'une des limites spécifiées, on fixe la valeur de Q_i à la limite violée.

Ensuite on procède au calcul de V_i^{k+1} d'après l'équation (III.3), le calcul de V_i^{k+1} pour ce type d'accès, le module de la tension étant spécifiée, on doit garder seulement l'angle de phase θ calculé en effectuant l'opération suivante :

$$\bar{V}_i^{k+1} = \frac{\bar{V}_i^{k+1}}{|\bar{V}_i^{k+1}|} |\bar{V}_i^{k+1}|_{i,\text{spécifié}} \quad (\text{III.15})$$

Pour accélérer la convergence de la méthode, les tensions durant les itérations successives, doivent être modifiés comme suit :

$$\bar{V}_i^{k+1} = \bar{V}_i^k + \alpha (\bar{V}_i^{k+1} - \bar{V}_i^k) \quad (\text{III.16})$$

où α est un facteur d'accélération.

Pour la majorité des réseaux électriques, α est compris entre $1,1 \leq \alpha \leq 2$

On arrête les itérations une fois le critère de convergence est atteint :

$$\text{Max} |\bar{V}_i^{k+1} - \bar{V}_i^k|_{i=1,2,\dots,n} \leq \varepsilon \quad (\text{III.17})$$

$k+1$: Indique l'itération en cours, tandis que k indique l'itération précédente;

V_i^{k+1} : Le module de la tension au jeu de barres i à l'itération $k+1$;

Y_{ij} : L'élément de la matrice admittance d'indice ij ;

P_i, Q_i : respectivement la puissance active et réactive au jeu de barres i ;

b) Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode est basée sur l'expansion en série de Taylor. L'étude de cette méthode commencera avec la résolution d'un problème de deux équations avec deux variables. L'intégration de cette méthode dans le problème de l'écoulement de puissance est comme suit :

Les tensions des jeux de barres et les admittances des lignes peuvent être exprimées en forme cartésienne, polaires ou hybride, nous les exprimons ici sous forme polaire :

$$\bar{V}_i = |V_i|e^{j\theta_i} = |V_i|\angle\theta_i \quad \text{(III.18)}$$

$$\bar{Y}_{ij} = |Y_{ij}|e^{j\varphi_{ij}} = |Y_{ij}|\angle\varphi_{ij} \quad \text{(III.19)}$$

Et en séparant la partie réelle de la partie imaginaire on aura

$$P_i = |\bar{V}_i| \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \cdot \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}), \quad i = 1, \dots, n \quad \text{(III.20.a)}$$

$$Q_i = |\bar{V}_i| \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| |\bar{Y}_{ij}| \cdot \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}), \quad i = 1, \dots, n \quad \text{(III.20.b)}$$

Le système d'équations (III.10) est formé donc de 2n équations permettant de calculer P et Q avec 2n inconnus θ et $|V|$. La différenciation des équations (III.39) donne :

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_j|} \Delta |\bar{V}_j| \quad \text{(III.21.a)}$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_j|} \Delta |\bar{V}_j| \quad \text{(III.21.b)}$$

Les ΔP_i et ΔQ_i représentent la différence entre les valeurs spécifiées et celles calculées ($P_{spéc}$ $Q_{spéc}$) qui sont calculées comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial |\bar{V}_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_1|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |\bar{V}_n|} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta |\bar{V}_1| \\ \vdots \\ \Delta |\bar{V}_n| \end{bmatrix} \quad \text{(III.22)}$$

Le système d'équation sous forme matriciel à résoudre s'écrit comme suit :

$$\begin{Bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{Bmatrix}^k = [J]^k \cdot \begin{Bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |\bar{V}| \end{Bmatrix} \quad \text{avec} \quad [J] = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} \quad \text{(III.23)}$$

$$\begin{Bmatrix} \theta \\ |\bar{V}| \end{Bmatrix}^{k+1} = \begin{Bmatrix} \theta \\ |\bar{V}| \end{Bmatrix}^k + \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix}^{-1(k)} \cdot \begin{Bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{Bmatrix}^k \quad \text{(III.24)}$$

$$\begin{cases} |\bar{V}_i|^{k+1} = |\bar{V}_i|^k + \Delta|\bar{V}_i|^k \\ \theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta\theta_i^k \end{cases} \quad i=1, 2, \dots, n; \quad (\text{III.25})$$

On arrête les itérations une fois le critère de convergence est atteint :

$$\text{Max}\left(|V_i^{k+1}| - |V_i^k|, \theta_i^{k+1} - \theta_i^k\right), \quad i = 1, 2, \dots, n \leq \varepsilon \quad (\text{III.26})$$

III.10 Composition d'une chaîne de production :

Avant d'entamer l'étude des phénomènes transitoires des réseaux électriques, il est très nécessaire de présenter la chaîne de production d'électricité.

III.10.1 Machine synchrone :

L'énergie électrique est généralement produite par les machines synchrones. Ces dernières sont caractérisées par une vitesse de rotation de l'arbre de sortie de chaque machine égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, un couple mécanique issu d'une source d'énergie primaire, comme l'énergie hydraulique, l'énergie nucléaire ou l'énergie du vent, est appliqué à l'axe de la machine synchrone via un lien mécanique intermédiaire, à savoir la turbine. Le champ magnétique du rotor est généré habituellement par un circuit d'excitation alimenté par courant continu.

III.10.2 Equations mécaniques :

Dans le problème de la stabilité et notamment la stabilité transitoire, on s'intéresse généralement aux propriétés mécaniques des générateurs. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique m est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique. Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir un impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés [15]. Pour un système multi machines, s'il y a un déséquilibre des couples agissant sur le rotor de la i ème machine, cette dernière va accélérer ou ralentir selon l'équation du mouvement suivante :[25]

$$\Delta\omega_i = \frac{1}{2H_i} (Cm_i - Ce_i) \quad (\text{III.27})$$

L'équation de l'angle rotorique de i eme machine et donne par :

$$\delta_i = \omega (\Delta\omega_i - 1) \quad (\text{III.28})$$

$\Delta\omega_i$: déviation de la vitesse angulaire du rotor d' i eme machine (pu)

ω : vitesse de synchronisme (rad/s)

III.10.2.1 Les équations mathématiques utilisées au calcul des régimes transitoires

L'étude d'un circuit électrique suite à l'application d'une excitation se fait par l'une des méthodes suivantes : [26]

Analyse des équations différentielles : Il s'agit d'établir une équation différentielle qui relie la réponse y à l'excitation x : [26]

$$a_n \frac{d^n y}{dt^n} + \dots + a_1 \frac{dy}{dt} + a_0 y = b_m \frac{d^m x}{dt^m} + \dots + b_1 \frac{dx}{dt} + b_0 x \quad (\text{III. 29})$$

Où les coefficients a_n, \dots, a_1, a_0 et b_m, \dots, b_1, b_0 sont des constantes.

La résolution de cette équation différentielle donnera la réponse y .

III.10.2.2 Analyse par variables d'états :

Pour cette analyse on établit les équations d'état du circuit qui sont des équations différentielles, du premier ordre, écrites sous forme matricielle : [26]

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= Ax + Bu \\ y &= Cx + Du \end{aligned} \quad (\text{III. 30})$$

Où x : vecteur d'état = $[x_1, x_2, \dots, x_m]^T$

y : vecteur d'état = $[y_1, y_2, \dots, y_p]^T$

u : vecteur d'état = $[u_1, u_2, \dots, u_p]^T$

A : matrice $n.n$

B : matrice $n.p$

C : matrice $m.n$

D : matrice $m.p$

Ces équations relient les sorties y et les excitations x .

Les résolutions des équations d'état donnera les sorties y .

III.10.2.3 Analyse par la transformée de Laplace :

La transformation de Laplace permet de transformer les éléments électriques ainsi que les tensions et les courants du domaine temporel " t " au domaine fréquentiel " s ", qui sont des équations algébriques. La résolution de ces équations donnera la réponse Y dans le domaine " s ". La transformation inverse de Laplace permet de retrouver la réponse y dans le domaine temporel. [26]

Simulation numérique : la simulation numérique de circuits électriques consiste en la résolution numérique des équations nodales à l'aide de programmes de saisie de schéma.

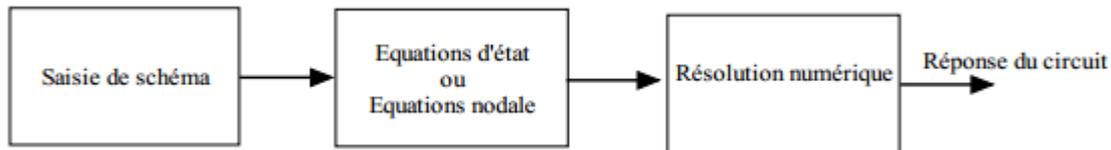


Figure III.11.méthode de simulation numérique

III.10.2.4 Résolution des équations différentielles des circuits électriques

Les relations courants/ tension utilisables lors des régimes transitoires sont forcément les relations générales des dipôles. Ces relations, qui utilisent les dérivées des courants et tensions, font des équations de mailles ou de nœuds des circuits, des équations différentielles. Pour résoudre un régime transitoire il est donc nécessaire de savoir résoudre une équation différentielle.[26]

Une équation différentielle à coefficients constants de la fonction inconnue s se présente Comme suit :

$$a_n \frac{d^n s(t)}{dt^n} + a_{n-1} \frac{d^{n-1} s(t)}{dt^{n-1}} \dots + a_1 \frac{ds(t)}{dt} + a_0 = f(t) \quad (\text{III. 31})$$

n : est le degré de l'équation, f : forme le second membre de l'équation.

La méthode permettant de résoudre ces équations se déroule en 3 étapes :

a) Résolution de l'équation sans second membre :

$$a_n \frac{d^n s(t)}{dt^n} + a_{n-1} \frac{d^{n-1} s(t)}{dt^{n-1}} \dots + a_1 \frac{ds(t)}{dt} + a_0 = 0 \quad (\text{III. 32})$$

b) Solution générale de l'équation :

$S_{gen} = S_{ssm} + S_{part}$, où S_{part} représente la solution particulière de l'équation, c'est-à-dire, une fonction quelconque qui vérifié l'équation.

En électrotechnique, il est toujours possible de trouver cette solution particulière puisque le système est réel et qu'il est toujours possible de déterminer son régime permanent. Ce dernier satisfera toujours à l'équation différentielle.[26]

En retiendra donc que, S_{part} : solution de l'équation en régime permanent.

c) Détermination des constantes : Cette étape est possible en utilisant les conditions initiales ou finales des grandeurs

d) Modèle du premier ordre

Un circuit du premier ordre est un circuit dont la réponse et l'excitation x sont reliées par une équation différentielle du 1^{er} ordre.

$$a_1 \frac{dy}{dt} + a_0 y = f(t) \quad (\text{III. 33})$$

III.11 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

Avec l'accroissement mondial sur la demande de l'énergie électrique, l'interconnexion entre les différents pays et les contraintes économiques pour la construction des nouvelles centrales électriques et la réalisation de nouvelles lignes de transports, la stabilité transitoire est devenue plus critique tous ces facteurs entraînent l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité. Ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel. À cause de la forte non-linéarité une étude analytique rigoureuse n'est guère possible, la résolution nécessiterait la prise en compte d'un grand nombre des paramètres. Plusieurs méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles.[27]

- Méthodes d'intégration numériques.
- Méthodes directes (ou énergétiques).
- Méthodes hybrides
- Méthodes stochastiques

III.11.1 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.

Les méthodes les plus utilisées sont la méthode d'Euler modifiée et celle de Runge-Kutta d'ordre 4.

a) Méthode d'Euler :

Appelée aussi " méthode de la tangente", c'est la plus simple des méthodes de résolution numérique des équations différentielles, on considère que, h étant petit[28]

$$x(t + h) \approx x(t) + hx'(t) = x(t) + hF(x(t), y(t)) \quad (\text{III. 34})$$

et de même pour $y(t + h)$. On considère donc le schéma

$$X_0 = x_0, Y_0 = y_0, X_{k+1} = X_k + hF(X_k, Y_k), Y_{k+1} = Y_k + hG(X_k, Y_k) \quad (\text{III.35})$$

b) Méthode de Runge-Kutta d'ordre 4 (RK4):

la méthode d'Euler n'utilise que la dérivée au début de chaque intervalle $[kh, (k+1)h]$ pour déduire les valeurs X_{k+1} et Y_{k+1} à la fin de l'intervalle à partir des valeurs X_k et Y_k au début de l'intervalle. A présent on va calculer des valeurs de la dérivée en 4 points de l'intervalle, afin d'atteindre une plus grande précision.

Dans le détail, on modifie seulement l'étape itérative de la méthode d'Euler, qui devient [29]

$$X_{k+1} = X_k + \frac{1}{6}h(K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4), Y_{k+1} = Y_k + \frac{1}{6}h(L_1 + 2L_2 + 2L_3 + L_4) \quad (\text{III. 36})$$

$$\text{Avec : } K_1 = F(X_k, Y_k), L_1 = G(X_k, Y_k) \quad (\text{III. 37})$$

Puis :

$$K_2 = F\left(X_k + \frac{1}{2}hK_1, Y_k + \frac{1}{2}hL_1\right), \quad L_2 = G\left(X_k + \frac{1}{2}hK_1, Y_k + \frac{1}{2}hL_1\right) \quad (\text{III.38})$$

$$K_3 = F\left(X_k + \frac{1}{2}hK_2, Y_k + \frac{1}{2}hL_2\right), \quad L_3 = G\left(X_k + \frac{1}{2}hK_2, Y_k + \frac{1}{2}hL_2\right) \quad (\text{III.39})$$

Et enfin :

$$K_4 = F(X_k + hK_3, Y_k + hL_3), L_4 = G(X_k + hK_3, Y_k + hL_3) \quad (\text{III. 40})$$

c) Avantage des méthodes d'intégration numériques :

- Fournir des informations importantes sur les phénomènes transitoires, en particulier sur le comportement de leurs paramètres saillants et l'évolution temporelle du system (angles des rotors, vitesses, puissance. etc).
- Peut atteindre le degré de précision requise, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du system.

d) Inconvénients des méthodes d'intégration numériques :

- Ne fournit pas de marge de stabilité pouvant renseigner à quelle distance le système se trouve à l'instabilité et pouvant faciliter le calcul de sensibilité.
- Ne fournit pas d'outils efficaces de commande, c'est à dire de stabilisation de scénario instable

Finalement, il est très important de remarquer que les progrès spectaculaires réalisés sans cesse dans le domaine de la programmation ont contribué à rendre les méthodes d'intégration numériques bien plus rapides qu'à leurs débuts : des simulations nécessitant une heure de temps il y a à peine une vingtaine d'années ne demandent plus que quelques secondes.

III.11.2 Méthodes directes ou méthodes énergétiques

III.11.2.1 Méthodes graphiques (Critère d'égalité des aires)

Le critère d'égalité des aires (EAC : Equal Area Criterion) est utilisé dans l'étude de la stabilité transitoire développé à l'origine pour un système mono-machine, et par la suite aux systèmes multi-machines en les remplaçant par une machine équivalente reliée à un nœud infini. Cette méthode graphique permet de conclure la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles.

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission.

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale en série avec une réactance transitoire (modèle classique) . La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance équivalente.[7]

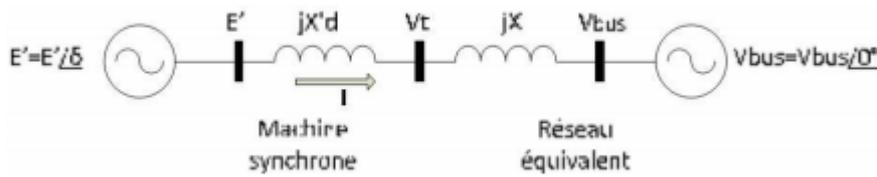


Figure III.12 Machine synchrone connecté à un jeu de barre infini

Dans l'état de l'équilibre, La puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante :

$$p_e = \frac{E'V_{bus}}{X + X'd} \sin\delta \tag{III.41}$$

Il apparaît clairement que, P_e est une fonction sinusoidale de δ , où sa valeur maximale

P_{max} est donnée par l'équation :

$$p_{max} = \frac{E'V_{bus}}{X + X'd} \tag{III.42}$$

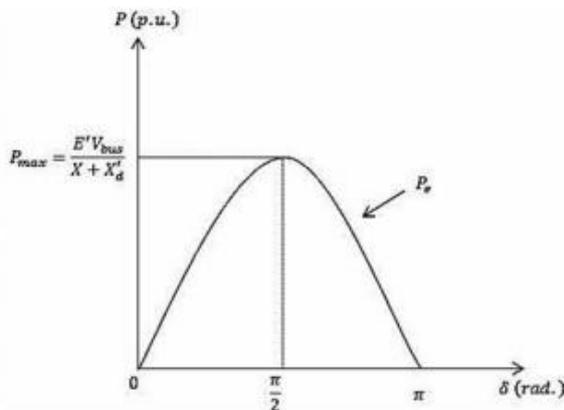


Figure III.13 Représentation de la puissance électrique par rapport à l'angle du rotor

Le critère d'égalité des aires regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P- δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor.

Dans la figure (1.5, la première zone (zone A1, zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$. La

deuxième zone (zone A2, zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$.

Si le rotor peut rendre dans la zone A2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme.

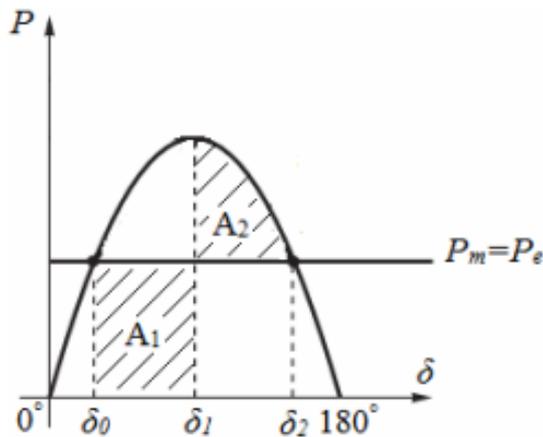


Figure III.14 Critère de l'égalité des aires

La relation entre les aires des zones (A1 et A2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

Rappelons tout d'abord que l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \tag{III. 43}$$

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.

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 :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + cte = \int_{\phi}^{\delta} \frac{\omega_s}{H} (P_m - P_e) \cdot d\delta \tag{III. 44}$$

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

δ_2 : l'angle de rotor à la fin de la période transitoire.

$$t = 0 \Rightarrow \delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow \text{la constante cte} = 0$$

Après l'élimination du défaut, l'angle δ va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse

De synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$

Par conséquent, l'équation (1.4) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} \frac{\omega}{H} (P_m - P_e) \cdot d\delta = 0 \quad \text{(III.45)}$$

$$\Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_1} \frac{\omega_s}{H} (P_m - P_e) \cdot d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} \frac{\omega_s}{H} (P_m - P_c) \cdot d\delta = 0 \quad \text{(III.46)}$$

Où : δ_1 es l'angle de rotor à l' instant de l'élimination de défaut

$$\Rightarrow A_1 - A_2 = 0$$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A1 et de la zone A2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A1), soit en augmentant la zone de décélération (zone A2).

Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique. En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et un régulateur de tension possédant une action puissante et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire.

III.11.2.2 Méthodes directes de Lyapunov

Durant les deux dernières décennies, les méthodes énergétiques directes ont suscité l'intérêt de plusieurs chercheurs. A.M. Lyapunov a développé une structure générale pour l'évaluation de la stabilité d'un système régit par un ensemble d'équations différentielles afin d'obtenir une évaluation plus rapide.

L'idée de base des nouvelles méthodes développées 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.[7]

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

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (\text{III.47})$$

Avec x : vecteur des variables d'état du système.

u : vecteur des paramètres du système.

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 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 :

$$V(x_s) = 0 \quad (\text{III.48})$$

$$V(x) > 0 \text{ Pour tout } x \text{ dans } \Omega \quad (\text{III.49})$$

$$\frac{d}{dt} V(x) \leq 0 \text{ dans } \Omega \quad (\text{III.50})$$

La troisième condition exprime que 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).

Contrairement à l'approche temporelle, les méthodes directes cherchent à déterminer directement la stabilité du réseau à partir des fonctions d'énergie. Ces méthodes déterminent en principe si oui ou non le système restera stable une fois le défaut éliminé en comparant l'énergie du système (lorsque le défaut est éliminé) à une valeur critique d'énergie pré-déterminée.

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.

Un avantage clé de ces méthodes est leur habilité dans l'évaluation du degré de stabilité (ou d'instabilité). Le second avantage est leur capacité à calculer la sensibilité de la marge de stabilité pour divers paramètres du réseau, permettant ainsi un calcul efficient des limites d'exploitation.

III.11.2.2.1 Avantage des méthodes directes :

- La rapidité (le temps de calcul court) ;
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité [18].

III.11.2.2.2 Inconvénients des méthodes directes :

- Ces méthodes ne permettent pas de considérer un système de grande taille.
- Une limitation dans la modélisation du réseau.

➤ Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau.

III.11.2.2.3 Méthodes hybrides

Vers le début des années 1990, les recherches ont abouti à la méthode SIME (Single Machine Equivalent). Cette méthode hybride résulte de la combinaison de deux algorithmes de stabilité transitoire, à savoir l'intégration temporelle pas à pas appliquée aux réseaux multi machines et le critère d'égalité des aires appliqué sur un réseau mono machine équivalent que l'on appellera OMIB (One Machine Infinite Bus). 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.[30]

III.11.3 Méthodes stochastiques

Ces méthodes utilisent beaucoup plus les données statistiques. Dans une base de données bien constituée d'état de fonctionnement particulier d'un réseau électrique, on cherche des similitudes pour pouvoir étudier la stabilité transitoire de l'état en question. L'état du système est décrit par des paramètres susceptibles d'être choisis comme entrées au critère final de stabilité. Par la suite, on analyse la base de données en décrivant les situations possibles. Cette analyse conduit à la construction d'un modèle joignant les paramètres d'état du réseau avec le critère de stabilité. En tenant compte de l'aspect aléatoire et probabilistes des facteurs initiant une perturbation, par exemple la position et le type de défaut, différentes méthodes ont été développées pour procéder à des analyses stochastiques dans le but de maintenir la stabilité transitoire du réseau électrique. Une approche basée sur les probabilités appliquant la méthode de Monte Carlo et la reconnaissance des formes a été notamment développée. Cette méthode considère les événements les plus probables conduisant à la perte du synchronisme, la nature des phénomènes dynamiques et les incertitudes de modélisation. Aussi, une approche pour mesurer le risque d'instabilité transitoire d'un point de fonctionnement d'un réseau électrique est traitée par. Le risque précité est défini comme étant le produit de la probabilité d'instabilité transitoire et le coût industriel lié à cette instabilité sur une période de fonctionnement bien précise. La détermination de cet indice de risque permet de disposer de décisions relatives aux limites de fonctionnement. D'autres modèles dynamiques du réseau électrique tenant compte des phénomènes transitoires et des stabilisateurs de tension et de vitesse ont aussi été développés. Ces méthodes étudient les effets, d'une part, des perturbations indépendantes de l'état modélisées par des manœuvres aléatoires dans le réseau et d'autre part, les perturbations dépendantes de l'état dues par exemple aux actions des appareils de protection. Il est ainsi indiqué la probabilité d'existence d'un point de fonctionnement dans la région de sécurité.[30]

III.12 Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire :

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter tous événement qui peut conduire vers un blackout. Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur.[31]

III.12.1 Augmentation de la constante d'inertie des générateurs :

Cette méthode permet au rotor d'accélérer moins vite, quand le réseau subit un défaut quelconque (équation (3.15)). L'énergie cinétique regagnée est réduite et le risque de perdre le synchronisme est

alors diminué. Dans la plupart des cas, cette méthode coûte très chère, et ne peut être appliquée que dans des cas particuliers.

III.12.2 Augmentation de la puissance active :

Pour un défaut affectant le réseau de la Figure (III.7) le système conservera sa stabilité si δ n'atteint pas δ_{m1} (limites de stabilité). Par l'augmentation de la puissance active, et pour une puissance mécanique donnée, les marges de stabilité augmentent également (Figure III.7).

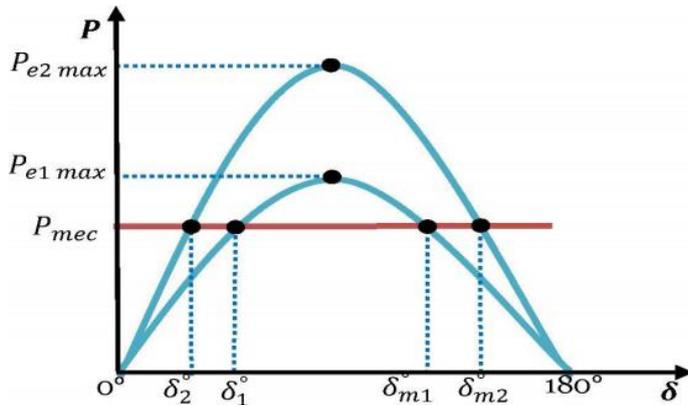


Figure III.15 Influence de la puissance active sur la marge de la stabilité

III.12.3 Installation des protections et des appareils de coupure rapides :

Cette méthode réduit le temps d'existence du défaut, par conséquent, le temps d'accélération du rotor est réduit. La capacité du système d'amortir les oscillations du rotor est renforcée.

Une autre voie dans le même contexte consiste en la fermeture automatique des disjoncteurs après l'élimination du défaut.

III.12.4 Implantation des valves rapides des turbines à gaz :

Par un contrôle rapide de la puissance mécanique durant et après le défaut, l'accélération du rotor peut être réduite. Pour des raisons de sécurité, cette méthode n'a pas été appliquée au niveau des centrales nucléaires.

III.12.5 Installation des résistances d'amortissement :

Ce sont des résistances connectées en shunt avec des disjoncteurs rapides afin de réduire l'accélération du rotor après le défaut et par conséquent le risque de perdre le synchronisme est aussi réduit.

III.12.6 Utilisation des PSS :

Les stabilisateurs de puissance (PSS, Power System Stabilizers) qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers. Ils sont les plus utilisés essentiellement pour réduire les problèmes liés aux oscillations locales et interrégionales.

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-bas et un ou plusieurs blocs de compensation de phase [30,31]. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un

système électrique [32]. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système.

III.12.7 Amélioration de la stabilité par les FACTS

Les exigences accrues vis à vis du transport et l'absence de la planification à long terme ont créé des tendances vers moins de sécurité et de qualité de l'énergie électrique. La technologie de FACTS est apparue pour alléger cet aspect mais pas toutes les difficultés. Cette technologie fournit de nouvelles possibilités pour contrôler de la puissance, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. Ces améliorations se présentent par la capacité des contrôleurs FACTS de commander les paramètres qui régissent l'opération des systèmes de transport comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, L'angle de phase et l'atténuation des oscillations.

Les contrôleurs FACTS peuvent commander le flux de la puissance active tout en compensant l'impédance série de la ligne par l'utilisation d'un « Thyristor Controlled Série Capacitors : TCSC » ou bien un « Static Synchronous Série Capacitors : SSSC ». Ils peuvent commander la tension tout en compensant l'énergie réactive par l'utilisant d'un « Static Compensator Shunt : SVC » ou bien un "Static Synchronous Compensator : STATCOM". Ils peuvent commander l'angle de transport par l'utilisation des transformateurs déphaseurs « Phase Shifting Transformer : PST » ou bien des thyristors contrôleurs des PST, voir Figure 2.1.

Les FACTS peuvent aussi commander le flux de puissance active, réactive et l'angle de transport par une utilisation unifié « en anglais, Unified Power Flow Control : UPFC » [33,34]. En général, les dispositifs FACTS permettent un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces dispositifs font appel à l'électronique de puissance. Ces éléments agissent comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçage. Cet angle d'amorçage constitue une variable de commande du système [35].

Les contrôleurs FACTS peuvent aussi assurer la sécurité et la flexibilité par l'amortissement des oscillations de résonance synchrone. La flexibilité du dispositif peut être assurée par le contrôle de l'écoulement de la puissance active et réactive, de la tension et du niveau du court circuit. Les dispositifs FACTS peuvent résoudre certains problèmes liés au transit de puissance. Ils remplacent avantageusement les dispositifs de contrôle mécaniques dont l'inconvénient majeur est l'usure. Les systèmes FACTS sont classés en trois catégories [36,37] :

- Les compensateurs parallèles ;
- Les compensateurs séries ;
- Les compensateurs hybrides (série G parallèle).

D'une manière générale les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases de tension. La technologie FACTS autorise l'extension et l'amélioration des limites d'une façon échelonnée.

III.13 Conclusion

Un réseau électrique est stable s'il se trouve dans un état d'équilibre dans ses conditions normales d'opération, ou s'il retrouve un état d'équilibre acceptable après une perturbation donnée. La stabilité transitoire doit être étudiée attentivement car elle permet d'assurer la continuité du service sur un réseau électrique après d'éventuelles perturbations. La stabilité transitoire dépend du type de la perturbation, de sa durée, du point de fonctionnement, des systèmes de protection et des caractéristiques dynamiques des éléments du réseau (générateurs, charges, ...). Selon les techniques de simulation utilisées, la stabilité transitoire peut être analysée et évaluée par diverses méthodes.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Nous avons montré des détails sur la stabilité transitoire et la stabilité de la tension dans un réseau, puis nous avons illustré comment peut-on l'évaluer et l'améliorer en augmentant la puissance injectée ou en déterminant le temps critique d'isolement de défaut. Ce dernier paramètre est le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

IV. Chapitre 4 : Simulation d'un réseau à 9 bus en intègre les énergies renouvelables

IV.1 Introduction

Les réseaux et équipements électriques modernes sont conçus avec le souci de procurer la meilleure continuité de service possible et ont généralement un niveau élevé de sûreté de fonctionnement. Malgré toutes les précautions prises, les ouvrages de transport d'électricité (lignes, câble, postes) peuvent être affectés au cours de leur fonctionnement d'un certain nombre de défauts de nature différente.

Dans ce chapitre on va étudier le comportement d'un réseau de 9 jeu de barre, 3 générateur et des charge de différent quantité suite à la présence d'un défaut. L'étude portera sur le réseau sans et avec intégration de nouvelle source d'énergie (photovoltaïque, éolienne) et avec une augmentation de la charge. La simulation est réalisée sous le logiciel PSAT ajouté au toolbox de matlab.

IV.2 Outil de simulation PSAT :

Avant d'entamer la phase de simulation, il est essentiel d'exposer un bref aperçu sur le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox), utilisé dans ce travail. PSAT est un logiciel développé sous Matlab par Dr. Federico Milano pour l'analyse des réseaux électriques. Il peut effectuer les fonctions statiques et dynamiques suivantes :

- Calcul d'écoulement de puissance PF (Power Flow) ;
- Calcul d'écoulement de puissance Optimal OPF (Optimal Power Flow) ;
- Calcul d'écoulement de puissance en continu CPF (Continuation Power Flow) ;
- Analyse de la stabilité de petites perturbations SSSA (Small Signal Stability Analysis).

Simulation temporelle TDS (Time Domain Simulation)

Ces caractéristiques rendent PSAT très utilisé par les chercheurs et les laboratoires des réseaux électriques. Malgré la disponibilité de plusieurs logiciels spécialisés dans l'analyse et l'étude des réseaux électriques, développés sous Matlab, PSAT reste un outil performant et très prisé.

IV.2.1 Fenêtre de PSAT (figure IV-1)

Le PSAT inclut : [69]

- L'écoulement de puissance basé sur la méthode de Newton Raphson ;
- L'écoulement de puissance continu ;
- L'écoulement de puissance optimal.

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

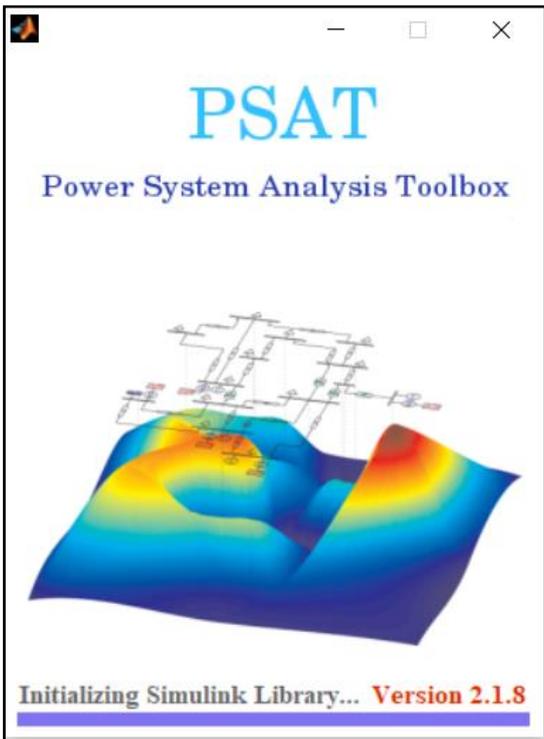


Figure IV.1 : Fenêtre de PSAT.

IV.2.2 Editeur de PSAT

L'analyse des problèmes de l'écoulement de puissance s'effectue dans une page de commande ou un éditeur comme montre la figure IV-2.

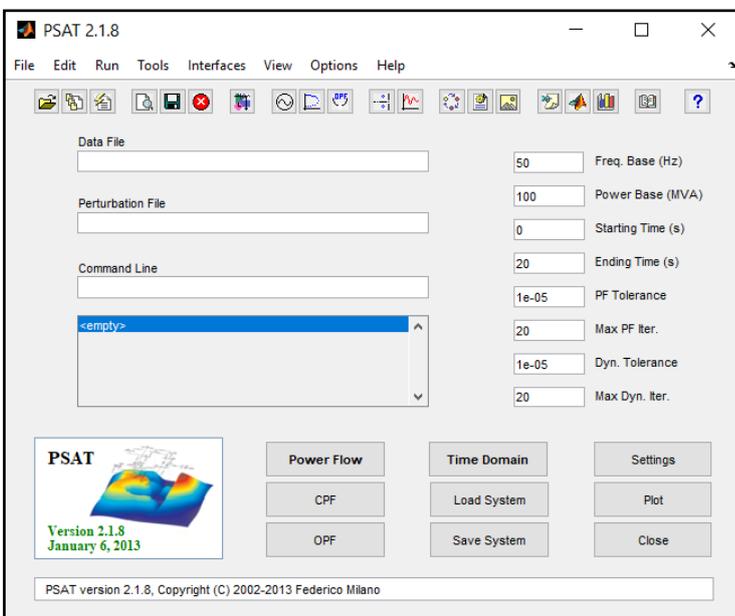


Figure IV.2 : L'éditeur de PSAT.

IV.2.3 Bibliothèque de SIMULINK

La seconde analyse est d'implanter le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de contenu de nombreux modèles pour l'implantation des systèmes électriques, (figure IV-3).



Figure IV.3 : bibliothèque Simulink

IV.2.4 Utilisation de PSAT

Les étapes d'utilisation de PSAT se résument comme suit :[68]

- Ouvrir un nouveau fichier ;
- Créer du réseau électrique à étudier ;
- Lancer le modèle de la bibliothèque de simulation ;
- Introduire les données numériques des éléments (générateurs, lignes, transfos, FACTS) ;
- Exécuter l'écoulement de puissances ;

Exécuter la simulation dans le domaine temporel

IV.3 Etude et simulation d'un réseau à 9 jeux de barre

IV.3.1 Description et caractéristique du réseau

Le réseau choisi sur lequel portera notre étude et compose de 9 jeux de bar, 3 générateurs et de 3 charges (tableau IV.1). Les caractéristiques des lignes et transformateur, des charges des machines et du défaut sont données comme suite :

%	bus	v	v (pu)	$Q_{gen}(pu)$	$p_{load}(pu)$	$Q_{load}(pu)$
Bus.con =	[1	16.5	1.04	0.16197	4	1;
	2	18	1.025	0.16197	5	1;
	3	13.8	1.025	0.08142	3	1;
	4	230	1.0258	-0.03869	2	1;

```

5 230 0.99563 -0.06962 2 1;
6 230 1.0127 -0.06436 2 1;
7 230 1.0258 0.06492 2 1;
8 230 1.0159 0.0127 2 1;
9 230 1.0324 0.03433 2 1];

```

```

%      bus_p bus_a Sra v f R REa L Imax, Pmax Smax
Line.con = [ 9 8 100 230 50 0 0.0119 0.1008 0 0 0 0 ;
             7 8 100 230 50 0 0.0085 0.072 0 0 0 0 ;
             9 6 100 230 50 0 0.039 0.17 0 0 0 0 ;
             7 5 100 230 50 0 0.032 0.161 0 0 0 0 ;
             5 4 100 230 50 0 0.01 0.085 0 0 0 0 ;
             6 4 100 230 50 0 0.017 0.092 0 0 0 0 ;
             2 7 100 18 50 0.07826087 0 0 0 0 0 ;
             3 9 100 13.8 50 0.06 0 0 0 0 0 ;
             1 4 100 16.5 50 0.07173913 0 0 0 0 0 ];

```

```

%      bus p v f FT FCT FR FRe
Fault.con = [ 4 100 230 50 0.264 0.25 0.001 0.001; ];

```

```

%      bus p |v| v(pu) Qmax Qmin vmax vmin pa
SW.con = [ 1 100 16.5 1.04 99 -99 1.1 0.9 0.8 ];

```

```

%      bus p |v| v(pu) pa Qmax Qmin vmax vmin
PV.con = [ 2 100 18 1.63 1.025 99 -99 1.1 0.9 ;
           3 100 13.8 0.85 1.025 99 -99 1.1 0.9 ];

```

```

%      bus p |v| P Q vmax vmin
PQ.con = [ 6 100 230 0.9 0.3 1.2 0.8 ;
           8 100 230 1 0.35 1.2 0.8 ;
           5 100 230 1.25 0.5 1.2 0.8 ];

```

IV.3.2 Cas étudié :

Afin d'étudier l'influence de l'intégration des énergies renouvelable sur un réseau électrique suite a un défaut, nous allons simuler différents cas de configuration énumérés ce dessous. Le défaut est un défaut triphasé équilibré

a) Cas 01 : fonctionnement normale (sans défaut)

Le premier cas simulé est l'étude du réseau en fonctionnement normal sans défaut et sans intégration d'énergie renouvelables (figure IV.4.a). le calcul découlement de puissance par PF permet de relever les tensions ($|v|$, θ) généré par les jeu de bar (tableau IV.2). Le calcul par "time domaine" de PSAT permet de relever pendant et après le défaut l'évolution temporel des tensions, des vitesses angulaire, des puissances actives et réactives représenté respectivement par les figure IV.4.a à IV.8.a.

b) Cas 02 : défaut au jeu de bar 4 sans intégration d'énergies renouvelables

Le deuxième cas simulé est l'étude de réseau de 9 jeu de bar suite a un défaut triphase équilibré au jeu de bar 4, après l'introduction au niveau de jeu de bar 4 du réseau d'un défaut triphasé équilibré l'outil "time domaine" de PSAT permet de relever l'évolution temporelle pendant et après le défaut des tension (figure IV.5.b) des vitesse angulaire (figure IV.6.b) des puissance active (figure IV.7.b) et des puissance réactive (figure IV.8.b)

c) Cas 03 : défaut au jeu de bar 4 sans intégration des ENR et avec augmentation de la charge

Le troisième cas simulé est l'étude de réseau de 9 jeu de bar suite a un défaut triphase équilibré au jeu de bar 4, après l'introduction au niveau de jeu de bar 4 du réseau d'un défaut triphasé équilibré l'outil "time domaine" de PSAT permet de relever l'évolution temporelle pendant et après le défaut des tension (figure IV.3.c) des vitesse angulaire (figure IV.4.c) des puissance active (figure IV.5.c) et des puissance réactive (figure IV.6.c)

d) Cas 04 : défaut au jeu de bar 4 avec une source photovoltaïque et augmentation de charges

Le cas 04 simulé est l'étude de réseau de 9 jeu de bar suite a un défaut triphasé équilibré au jeu de bar 4, l'introduction au niveau de jeu de bar 4 du réseau d'un défaut triphasé équilibré l'outil "time domaine" de PSAT permet de relever l'évolution temporelle pendant et après le défaut des tension (figure IV.3.d) des vitesse angulaire (figure IV.4.d) des puissance active (figure IV.5.d) et des puissance réactive (figure IV.6.d)

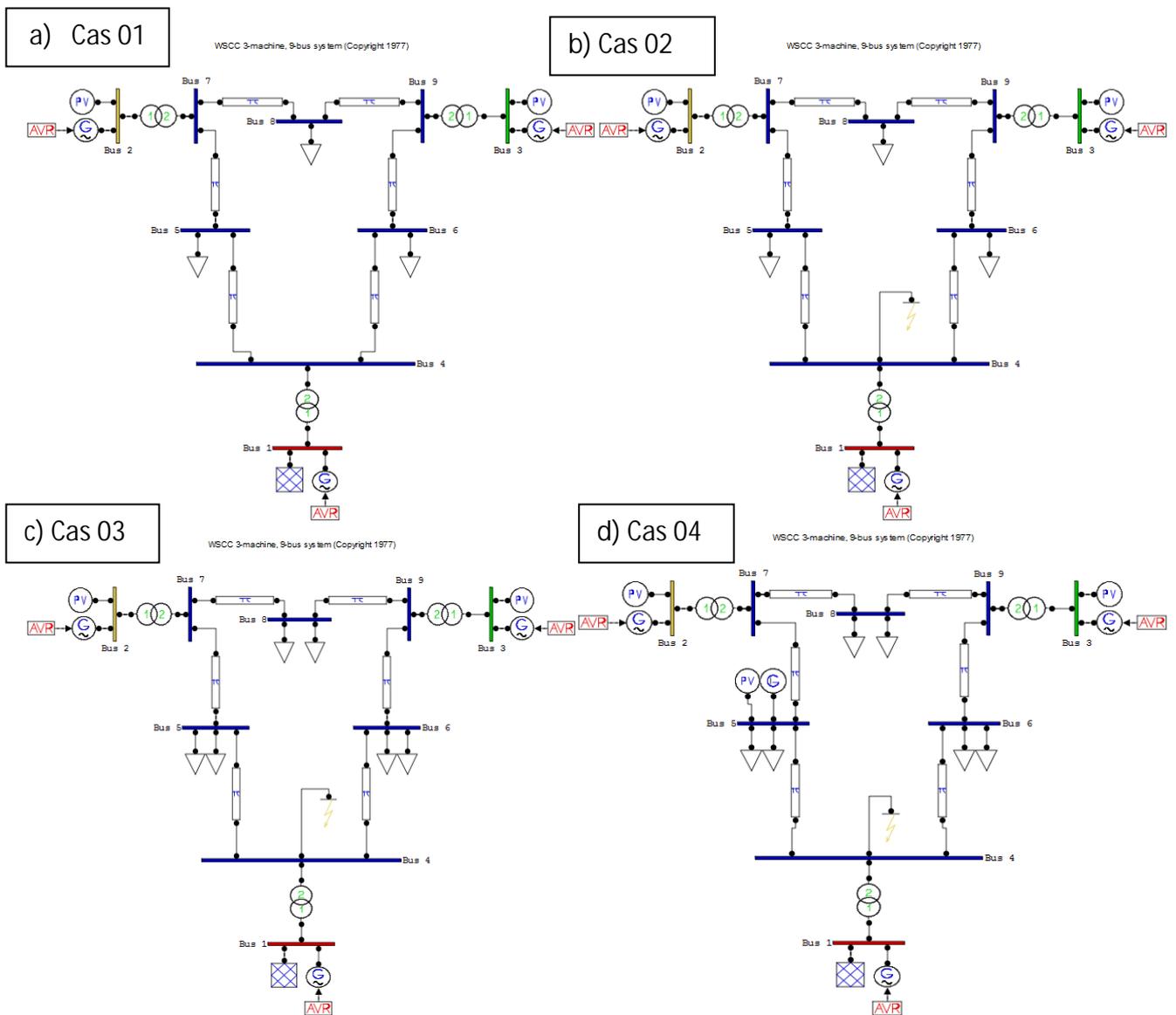
e) Cas 05 : défaut au jeu de bar 4 avec intégration d'une source éolienne et augmentation de la charge

Le cas 05 simulé est l'étude de réseau de 9 jeu de bar suite a un défaut triphasé équilibré au jeu de bar 4, l'introduction au niveau de jeu de bar 4 du réseau d'un défaut triphasé équilibré l'outil "time

domaine'' de PSAT permet de relever l'évolution temporelle pendant et après le défaut des tension (figure IV.3.e) des vitesse angulaire (figure IV.4.e) des puissance active (figure IV.5.e) et des puissance réactive (figure IV.6.e)

f) Cas 06 : défaut de jeu de bar avec intégration d'une source éolienne et une source photovoltaïque avec augmentation de charge

Le cas 05 simulé et l'étude de réseau de 9 jeu de bar suite a un défaut triphasé équilibré au jeu de bar 4, l'introduction au niveau de jeu de bar 4 du réseau d'un défaut triphasé équilibré l'outil ''time domaine'' de PSAT permet de relever l'évolution temporelle pendant et après le défaut des tension (figure IV.3.f) des vitesse angulaire (figure IV.4.f) des puissance active (figure IV.5.f) et des puissance réactive (figure IV.6.f)



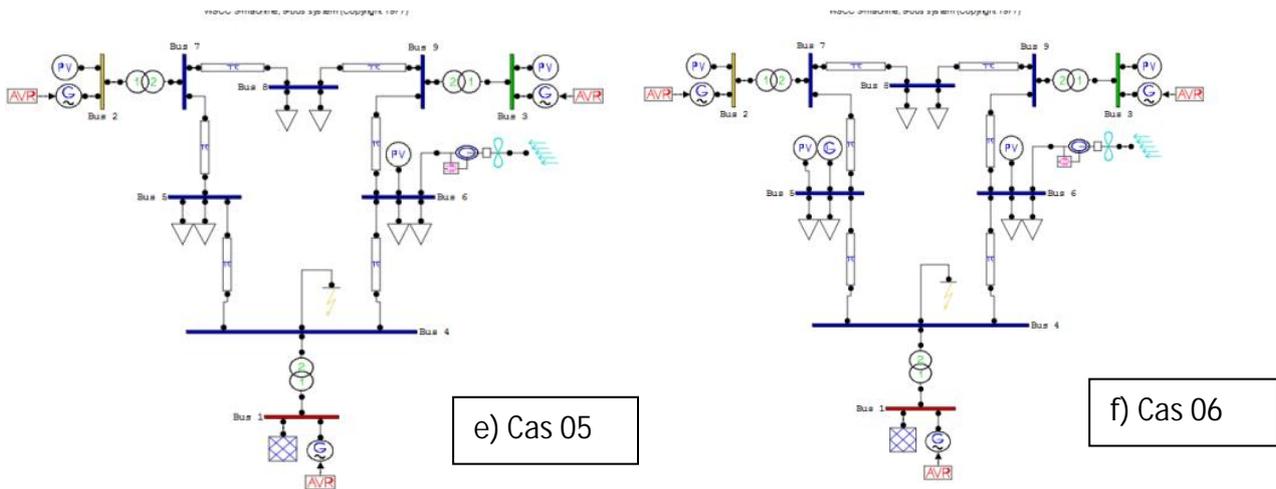


Figure (IV.4) les réseaux a étudié pour des déferents cas

Tableau IV.1 : Caractéristique du Modèle d'étude

Nombre de jeux de barres	Nombre de ligne de transmission	Nombre de transformateur	Nombre de générateurs	Nombre de charges
9	6	3	3	3

Tableau IV.2 : Niveau de tension et puissance générées des déferents jeux de bar calculé par PF de psat dans le cas 01

Bus	V[p.u.]	phase[rad]	Pgen[p.u.]	Qgen[p.u.]	Pload[p.u.]	Q load[p.u.]
Bus 1	1.04	0	0.71641	0.27046	0	0
Bus 2	1.025	0.16197	1.63	0.06654	0	0
Bus 3	1.025	0.08142	0.85	-0.1086	0	0
Bus 4	1.0258	-0.03869	0	0	0	0
Bus 5	0.99563	-0.06962	0	0	1.25	0.5
Bus 6	1.0127	-0.06436	0	0	0.9	0.3
Bus 7	1.0258	0.06492	0	0	0	0
Bus 8	1.0159	0.0127	0	0	1	0.35
Bus 9	1.0324	0.03433	0	0	0	0

IV.4 Analyse de la stabilité

Le programme est basé sur la création de défaut au niveau de jeu de barre 4 pour un temps d'isolement quelconque. La visualisation de tension de chaque bus, la vitesse angulaire, les puissances active et réactive du générateur synchrone pour chaque cas

L'observation du comportement transitoire du système en ce qui concerne la stabilité transitoire du réseau révèle deux cas:

- a) Système stable : si toutes les vitesses angulaires des générateurs tendent vers une valeur fixe très proche de la vitesse de synchronisme.
- b) Système instable : si au moins une vitesse angulaire d'un générateur ne converge pas vers la vitesse de synchronisme.

IV.5 Résultats de simulation :

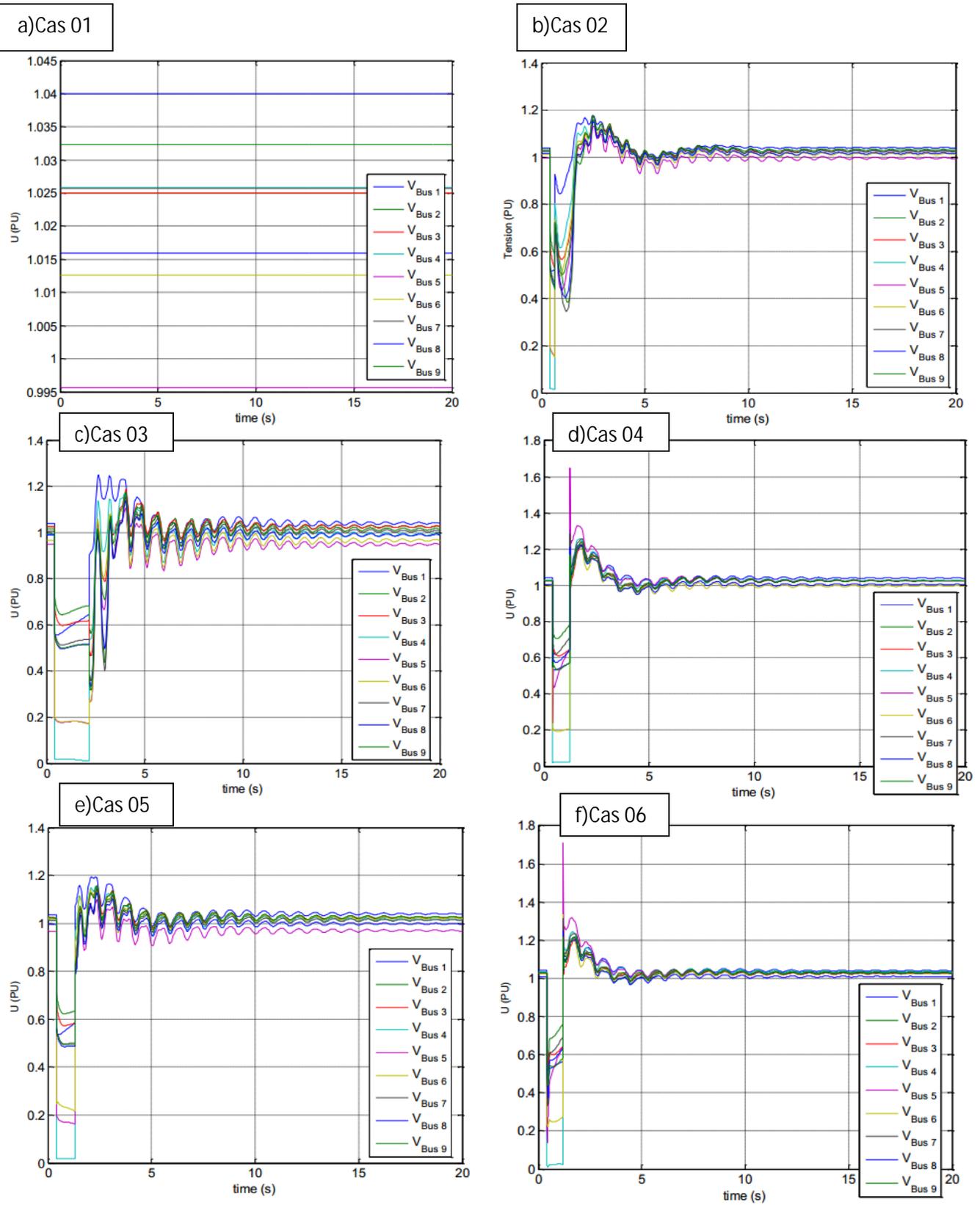


Figure (IV.5) : la tension de jeu de barre de chaque cas

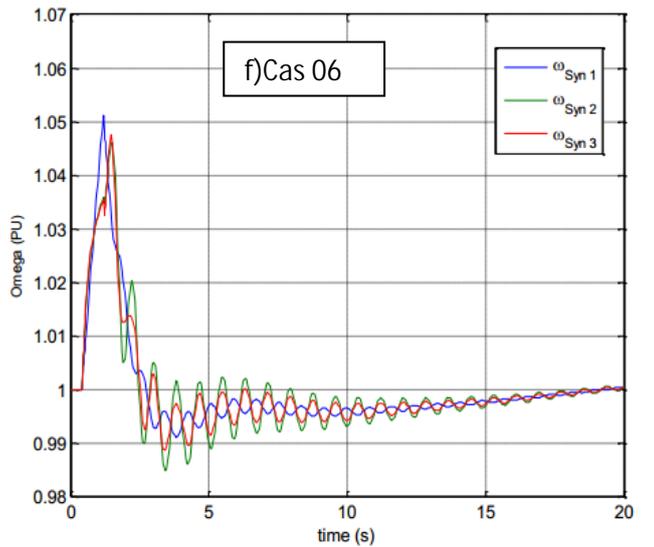
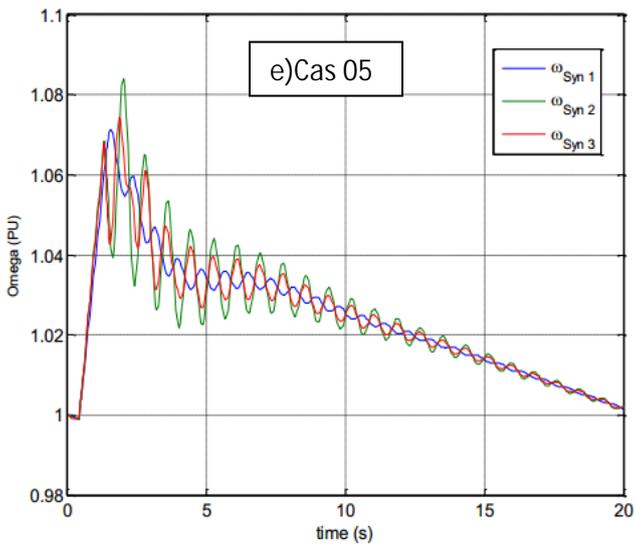
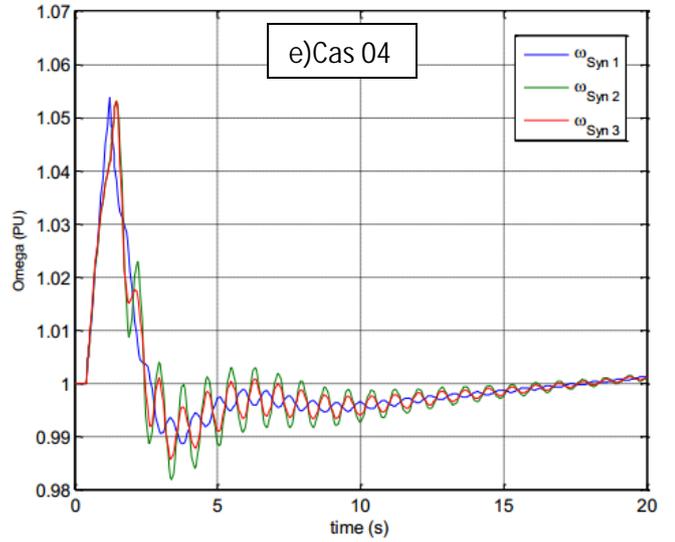
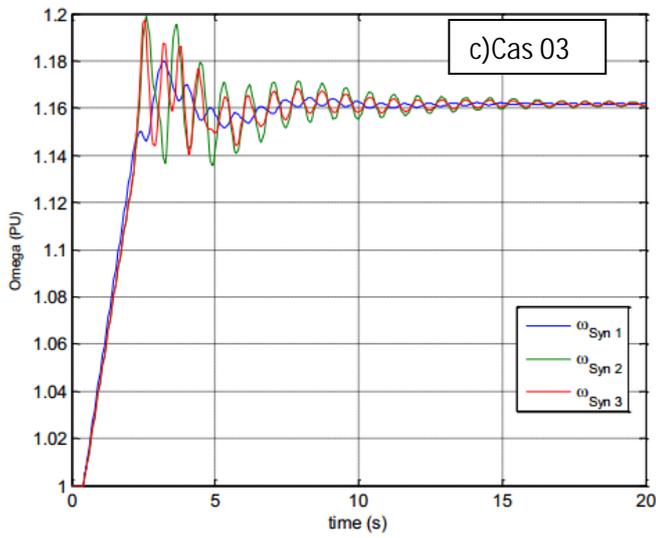
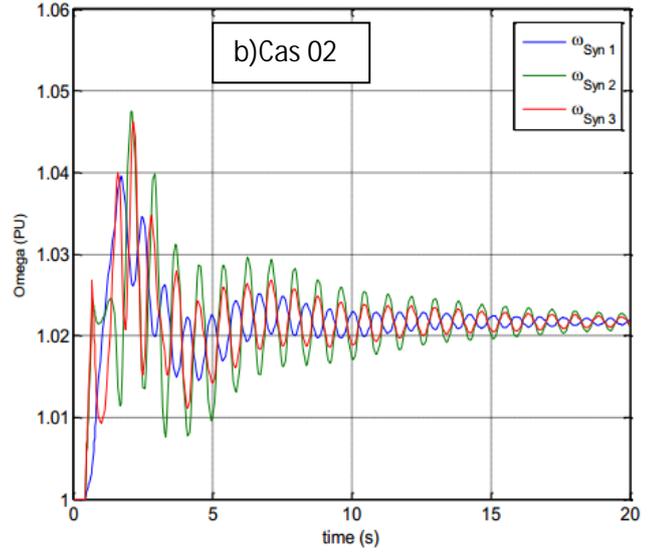
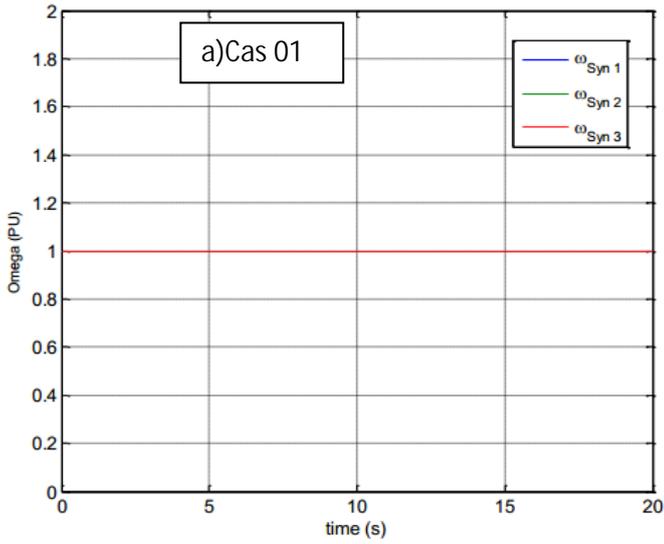
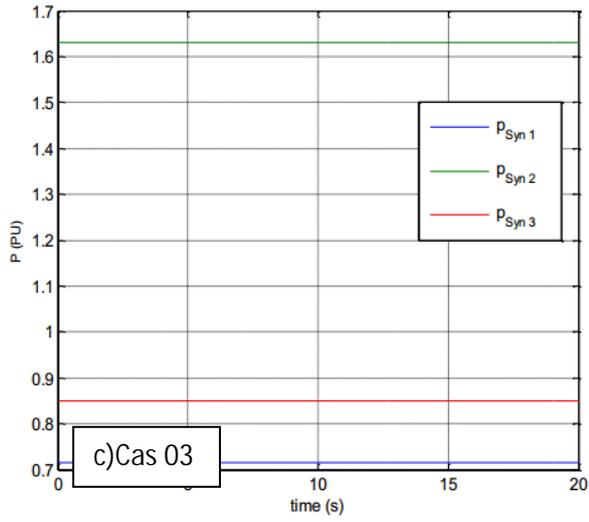
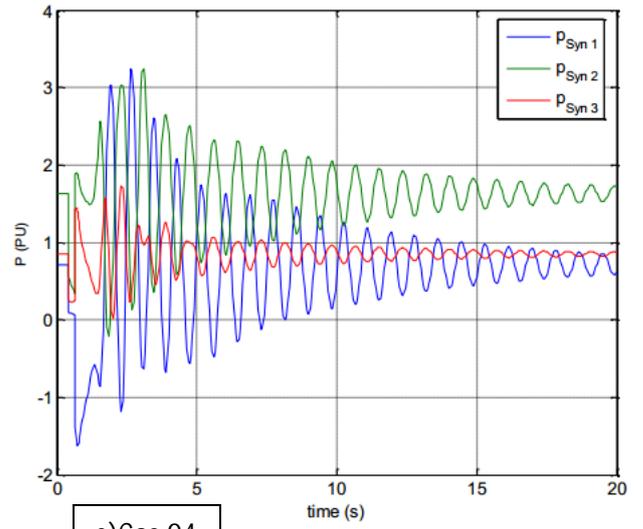


Figure (IV.6) : la vitesse angulaire de chaque cas

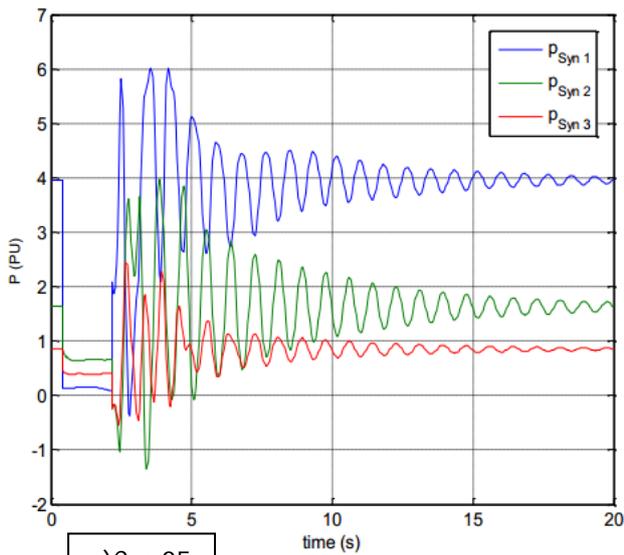
a) Cas 01



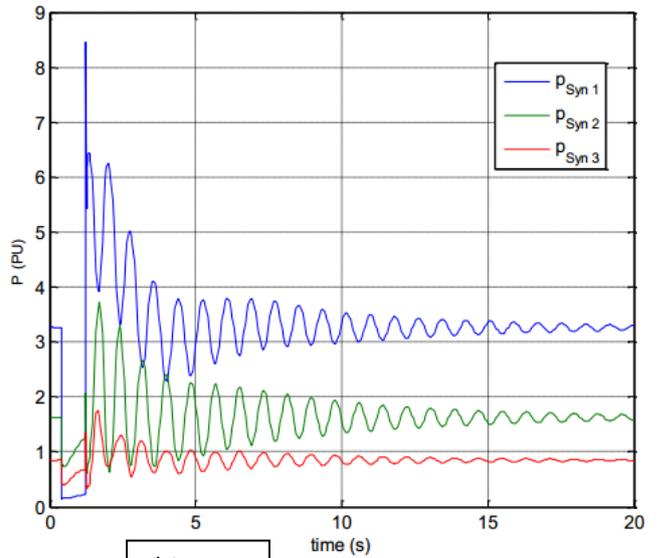
c) Cas 03



e) Cas 04



e) Cas 05



f) Cas 06

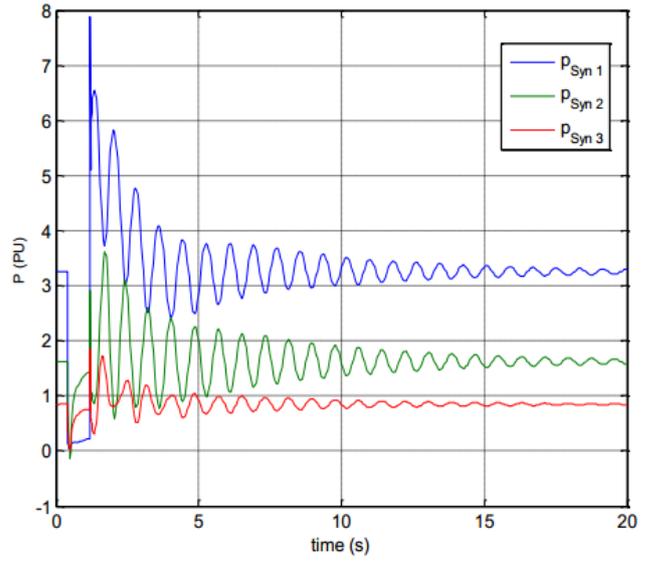
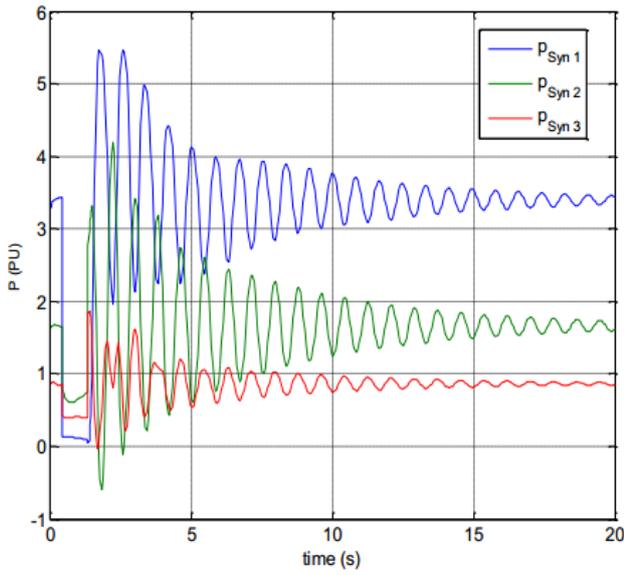
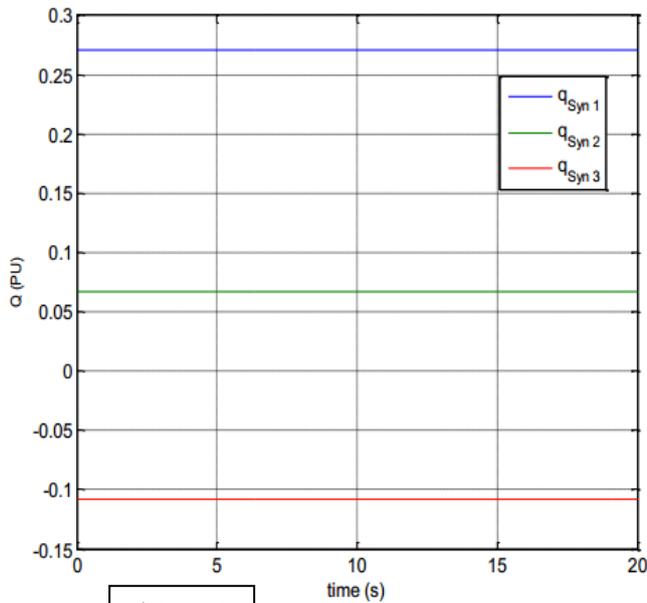
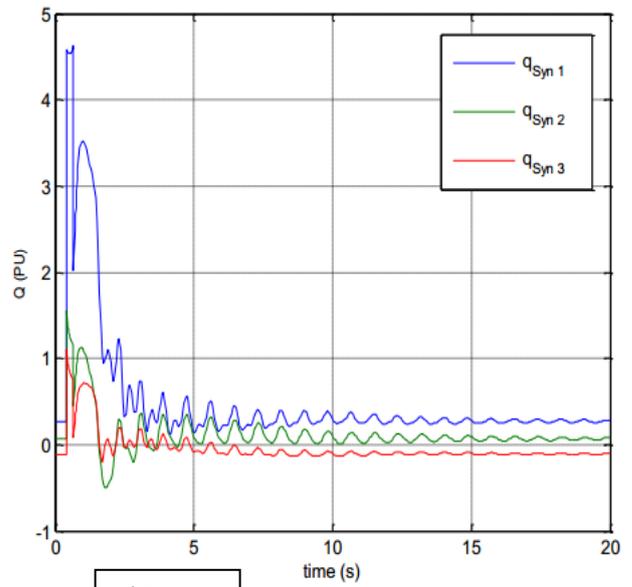


Figure (IV.7) : la puissance active



c)Cas 03



d)Cas 04

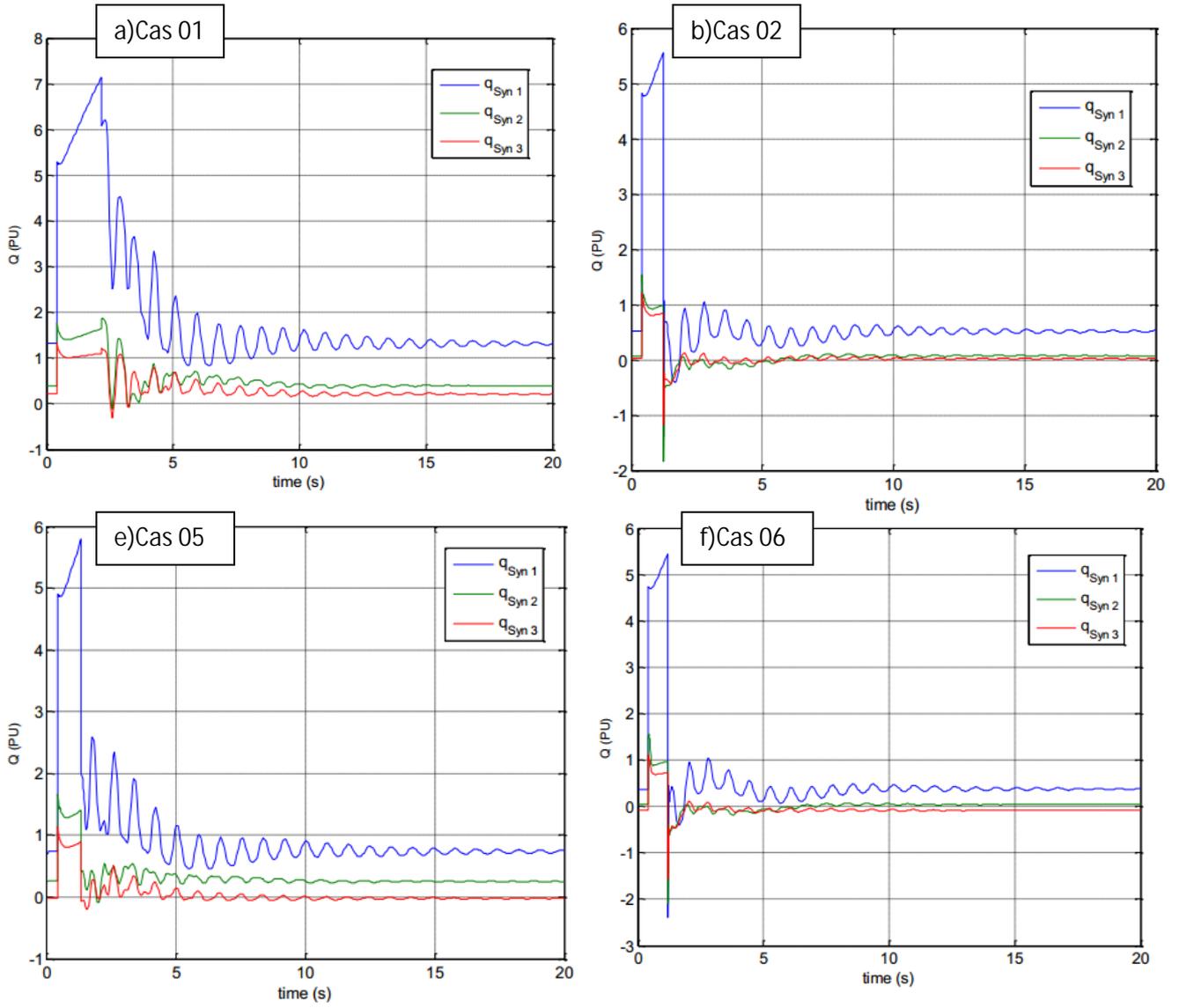


Figure (IV.8) : la puissance réactive

IV.6 Interprétation des résultats obtenue

IV.6.1 La tension des jeux de bars

L'évolution temporelle des tension des jeu de barres pour les cas 1.2.3.4.5.6 sont respectivement représenté par la figure IV.3.a à IV.3.f

Pour le premier (cas01) ou le réseau fonctionne à l'état normale toutes les tensions sont à des valeurs exactes, puis à la présence de défaut (cas 02) la tension est perturbée pour tous les bus, elle diminue jusqu'à atteindre une valeur proche de zéro pour les jeu de bar voisin de jeu de bar en défaut. Une fois que le défaut est éliminé toutes les tensions reprennent leurs allures initiales. Pour le cas 03, on remarque un grand creux de tension aux niveaux de tous les JB, surtout les JB qui sont plus proche du défaut, ceci est dû à l'écoulement très important de la charge réactive pendant un temps plus lent. Et avec de fortes oscillations jusqu'à ($t= 10s$), après toutes les tensions reprennent leurs allures initiales. Pour le cas 04 on remarque un creux de tension aux niveaux de tous les JB spécifiquement le JB 4, et un temps d'isolement du défaut inférieur du cas 03 avec un pique de tension au JB 5 et moins d'oscillation. Les tensions prennent leurs allures initiales à partir de ($t= 5s$). Pour le cas 05 Un creux de tension au niveau de tous les JB est apparu au JB 4 surtout, avec un temps d'isolement de défaut inférieur du cas 04 et moins d'oscillation. Les tensions prennent leurs allures initiales à partir de ($t= 7s$). Enfin pendant l'intégration d'une source éolienne au niveau du jeu de barre 06 (cas 06) les résultats représentent un creux de tension aux niveaux de tous les JB surtout au JB 4. Un temps d'isolement du défaut inférieur du cas 05 avec un pique de tension au JB N°5 et moins d'oscillation. Les tensions prennent leurs allures initiales à partir de ($t= 4s$)

IV.6.2 La vitesse angulaire de chaque générateur

L'évolution temporelle des vitesses angulaire des générateurs (jeu de bar 1.2.3) pour les cas 1.2.3.4.5.6 sont respectivement représenté par la figure IV.4.a à IV.4.

On observe la vitesse (ω_{syn1} , ω_{syn2} , ω_{syn3}) pour le premier cas et parfaitement stable, pour le cas 02 la vitesse angulaire ω_2 et ω_3 présentent de fortes oscillations par rapport à la vitesse angulaire ω_1 , et une stabilisation du système avec des vitesses un peu plus grandes de la vitesse initiale, dans le cas 03 nous observons Une augmentation des vitesses angulaires des 3 générateurs, ces dernières reprennent leurs allures initiales après l'élimination du défaut. Une augmentation des vitesses angulaires des 3 générateurs surtout celle du générateur 2, ou il y avait une forte oscillation par rapport au 2 autres générateurs et après l'élimination du défaut, les 3 vitesses reprennent leurs allures initiale (cas 04), dans le cas 5 il y a Une augmentation des vitesses angulaires des 3 générateurs surtout celle du générateur N°2, ou il y avait une forte oscillation par rapport au 2 autres générateurs et après l'élimination du défaut, les 3 vitesses reprennent leurs allures initiale. Enfin pour le cas 6 nous observons Une augmentation des vitesses angulaires des 3 générateurs et après l'élimination du défaut nous avons remarqué que les 3 vitesses reprennent leurs allures initiale

IV.6.3 La puissance active

L'évolution temporelle des puissances active pour les cas 1.2.3.4.5.6 sont respectivement représenté par la figure IV.5.a à IV.5.f

Les puissances du premier cas et parfaitement stable (fonctionnement normal) par contre pour le cas 02 il y a de fortes oscillations des puissances actives au niveau des générateurs N°1 et N°2 par rapport au générateur N°3. Durant le défaut, une grande diminution de la puissance active aux niveaux de tous les générateurs, une fois que le défaut est éliminé on remarque de fortes oscillations au niveau de générateur N°1 et N°2 par rapport au générateur N°3 (cas 03), dans le cas 04 la courbe présente une diminution des puissances actives des 3 générateurs. Lors de l'isolement de défaut, on constate des oscillations au niveau du générateur N°1 et N°2 plus grandes que celle du générateur N°3 avec un pique au générateur N°1 et elles se stabilisent à un temps inférieur du cas N°3, pour le cas 5 une diminution des puissances actives des 3 générateurs. Et lors de l'isolement du défaut, des oscillations au niveau du générateur N°1 et N°2 plus grandes que celle du générateur N°3 et elles se stabilisent a un temps inferieur de cas 03, la dernière cas (cas 6) Durant le défaut, une diminution des puissances actives des 3 générateurs. Lors de l'isolement de défaut, des oscillations au niveau du générateur N°1 et N°2 plus grandes que celle du générateur N°3 après elles se stabilisent

IV.6.4 La puissance réactive

L'évolution temporelle des puissances réactive pour les cas 1.2.3.4.5.6 sont respectivement représenté par la figure IV.5.a à IV.5.f

Pour le cas 1 les courbes sont stables mais il y a une surproduction de la puissance réactive pour le cas 02 et une augmentation aux niveaux de tous les générateurs, surtout au niveau du générateur N°1 dans le cas 03, pour le cas 04 et le cas 05 et cas 06 nous observons que Durant le défaut, une augmentation des puissances réactives surtout au niveau du générateur N°1, et le système se stabilise à un temps inférieur du cas N°3

IV.7 Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons utilisé le logiciel PSAT qui s'exécute sous environnement Matlab, pour la détermination des différentes caractéristique du régime transitoire par l'évolution temporelle de la tension aux JB, la vitesse angulaire, la puissance active et réactive des générateurs ainsi que le temps maximal de fonctionnement en régime transitoire " le temps critique d'isolement de défaut (TCID)" pour des défauts sur de différents jeux de barre des postes d'évacuations, de tél sorte que les défauts soient le plus proche possible des groupes de production pour les provoquer au maximum afin de maintenir leur stabilité. Ainsi qu'on peut dire que l'intégration des sources renouvelables dans de différents endroits avec de différents taux de pénétrations de la puissance active dans le réseau de transport ont une influence sur la stabilité transitoire de ce dernier. Les résultats des simulations monteront que l'augmentation de la puissance injectée diminue le TCID.

CONCLUSION :

Le fonctionnement, le contrôle de la stabilité des réseaux électrique actuel ont été fortement affectés par les pénétrations croissantes des sources d'énergies renouvelables, la demande qui ne cesse d'augmenter et le marché du système électrique déréglementé la stabilité transitoire des réseaux électrique est l'un des paramètres importants affecté par la pénétration des énergies renouvelables et la production distribuée

L'étude d'un comportement transitoire du réseau électrique suite à l'intégration des énergies renouvelables lors d'un défaut sur un jeu de bar, nous a permis d'évaluer l'effet de ces nouvelles sources d'énergie et leur pénétration sur la qualité, la sécurité et la stabilité du réseau électrique

L'étude nous a permis de déterminer le temps maximal d'isolement de défaut et d'éviter l'instabilité du réseau et son effondrement (blackout) une maîtrise de la gestion de la période transitoire évite au système un comportement incontrôlable et instable

L'intégration des énergies renouvelables dans la production électrique est une solution idéale pour réduire la pollution (élimine les centrales polluantes). Ainsi qu'elles ont une influence sur le temps d'isolement de défaut, où à chaque fois nous augmentons le taux de pénétration de puissance, nous constatons une diminution du TCID qui est un avantage pour le réseau et nous protégeons la durée de vie des générateurs des centrales de production d'une part et pour éviter l'effondrement du réseau d'autre part.

Lors de l'augmentation de la durée d'application des défauts au-delà de ces valeurs (valeurs critiques), les générateurs correspondants basculent vers l'instabilité et l'effondrement brusque. Les valeurs des TCID obtenues par simulation nous aident à paramétrer les protections afin d'isoler les défauts et le maintien de la stabilité du système.

- [1] B.Boussahoua,"Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les methods énergétiques", Thèse de Magister, ENP, Algérie, 2004.
- [2] Daniel la voie, "simulation et visualisation des transitoires dans un réseau électrique de grand dimension", Montréal, 11 aout 2004
- [3] G.T.Heydt, "Computer analysis methods for power system", Macmillan publishing company, New York, 1986
- [4] A. Karami, S.Z. Esmaili, "Transient stability assessment of power systems described with detailed models using neural networks" Elsevier, Electrical Power and Energy Systems, vol.45, no.1, pp.279-292, 2013.
- [5] D. Rakesh Chandra, F. Grimaccia, and all " Transient Stability Analysis of Power System with Grid Integration of Wind Generation"
- [6] Crappe M., "Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique", Ed. Bernes Science Publication, Lavoisier, 2003.
- [7] Meurzougui Hadjer, "Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables", mémoire master de l'université badji moukhtar Annaba, Algérie juin 2018
- [8] Sari Loubna , "Etude d'un réseau de transport d'énergie à haute tension 90 KV", mémoire de master de l'université badji moukhtar Annaba, Algérie juin 2017
- [9] Boukahoul Ayoub, "Les opérations assurent par le centre régional de conduit du system électrique CRC",elhassi Sétif Algérie 2013
- [10] C. Puret, " les réseaux de distribution publique MT dans le monde ", Cahier Technique Merlin Gerin 155, Septembre 1991.
- [11] Farid Hamoudi, "réseau de transport et de distribution électrique", Cours UEF 13 intitulé, université de Bejaia, Algérie
- [12] M. Aoun Mohamed M. Boulakeur Faiz," Etude pratique du système de protection installé au niveau de réseau Sonelgaz",mémoire de master université Akli Mohand Oulhadj Bouira, Algérie 2017
- [13] Electricité de France, "Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique Volume 1", France, 2008.
- [14] Théodor Wildi avec la collaboration de GylbertCybille, "électrotechnique 3eme édition", partie 47, 1978, 1991, 2000
- [15] Eskandar Gholipour Shahraki,"Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ", Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I en Génie Electrique soutenu le 13 Octobre 2003

- [16] B .Flèche, D. Delagnes, " énergie solaire photovoltaïque ", STI ELT, juin 2007
- [17] Zigha Ali "étude et simulation d'un système hybride photovoltaïque-éolien" mémoire de master de l'université Constantine I, Algérie 2013.
- [18] Bounaceur Amin " Etude et conception d'un système hybride de production d'énergie" mémoire de master de l'université Kasdi-Merbah.Ouargla, Algérie 2014
- [19] "Le photovoltaïque Module 3 – Fonctionnement et Technologies Novembre".2010 page 3,4,5,6/10.
- [20] Arnaud Vergnol," Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable" :Gestion des congestions locales ,doctorat délivré par l'école centrale de Lille 2010
- [21] Nawa Hacenna, "Intégration des énergies éoliennes dans le réseau électrique", mémoire de master de l'Université 8 Mai 1945 Guelma 2019
- [22] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability terms and definition " Definition and Classification of Power System Stability "IEEE Trans. On Power System, vol. 19, pp. 1387-1401, May 2004.
- [23] Bounoira Adlane "Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques" mémoire de master de l'université Constantine I, Algérie 2013.
- [24] Mr Mehdi Merad-Boudia "Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique " mémoire de magister de l'université Abou BekrBelkaïd, Tlemcen, Algérie 2009.
- [25] Ghamri Imane "Analyse et amélioration de la stabilité transitoire du réseau conventionnel après intégration d'une éolienne " mémoire de master de l'université Mohamed Khider Biskra, Algérie 2013.
- [26] Abdallah Medjdoub," Régimes transitoires des systèmes électriques université de Bejaia "
- [27] Gholi pour Shahraki E, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques", Thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques, Universite Henri Poincaré, Nancy, 2003.
- [28] Moudjahed M "Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice", thèse de doctorat, Université de Franche Comté, Octobre 1996.
- [29] Brian Stout, "Méthodes numériques de résolution d'équations différentielles", Université de Provence, Marseille, FranceFevrier 2007
- [30] Hussain Hassan Al Marhoon, "A Practical Method for Power Systems Transient Stability and Security", University of New Orleans, 2010
- [31] Alkhatib H. "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques optimisation de la régulation par une méthode méta heuristique", Thèse de doctorat, universite Paul Cezanne D'aix-Marseille Faculte Des Sciences Et Techniques, 5 décembre 2008

- [32] Aleksandar M. Stankovic' and Andrija T. Saric, "Transient Power System Analysis With Measurement-Based Gray Box and Hybrid Dynamic Equivalents", IEEE transaction on power system, VOL. 19, NO. 1, FEBRUARY 2004
- [33] Ouali Abdelhamid, "évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences", mémoire de magister, USTHB – 2008
- [34] Rajesh Kr Ahuja, Mukul Chankaya, "Transient Stability Analysis of Power System With UPFC Using PSAT", Certified Journal, Volume 2, Issue 12, December 2012
- [35] Hussein Supreme, "détection en temps réel de l'instabilité transitoire des réseaux électriques avec les mesures synchronismes de phasors", thèse doctorat Montréal, LE 26 AVRIL 2017
- [36] Kamel Saoudi, "Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques", thèse doctorat novembre 2014
- [37]] M. Zitouni Fares, "Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS", Mémoire de Magister, en Electrotechnique/Machines Electriques et leurs commandes, Université de Sétif, 2010