

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT GENE ELECTRIQUE  
N° : RE-06



DOMAINE : SCIENCES TECHNOLOGIE  
FILIERE : ELECTROTECHNIQUE  
OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES

**Mémoire présenté pour l'obtention  
Du diplôme de Master Académique**

**Par : SALMI Amir Faïçal  
DEGHICHE Mohamed**

**Intitulé**

**Etude de l'influence des courants de court-circuit sur la stabilité des réseaux électriques**

**Soutenu devant le jury composé de :**

Dr. ABDOU Abdelhak	Université Mohamed Boudiaf-M'sila	Président
Dr. BELKHIRI Salah	Université Mohamed Boudiaf-M'sila	Rapporteur
Mr. CHOUCOU Abdelmadjid	Université Mohamed Boudiaf-M'sila	Examineur

**Année universitaire : 2018 /2019**

## REMERCIEMENTS

En préambule à ce mémoire Nous tenons à remercier الله Qui nous aider et sont donnée la patience, la volonté, la santé et le courage durant ces longues années d'étude.

En deuxième lieu, nous tenons à remercier notre encadreur Dr : Salah BELKHIRI, son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail.

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidé à élaborer et réaliser ce mémoire et spécialement Pr. BENSLIMANE Tarek enseignant à l'université de M'sila.

Nous remercions également, Mr. DILMI Thamer durant notre stage, ainsi à toute l'équipe de SPE et les ingénieurs de bureau d'étude responsables de la formation pour avoir assuré la partie théorique de celle-ci.

"إِنِ اسْتَطَعْتَ فَكُنْ عَالِمًا، فَإِنْ لَمْ تَسْتَطِعْ فَكُنْ مُتَعَلِّمًا، وَإِنْ لَمْ تَسْتَطِعْ فَأَجِبَّهُمْ، وَإِنْ لَمْ تَسْتَطِعْ فَلَا تَبْغِضْهُمْ "

Mes remerciements s'étendent également à tous les enseignants de l'université de M'sila durant les années des études.

Et tout ce qui est cher du nous, de près ou de loin et qui nous aide à réaliser ce travail et donne la volonté et l'envie de faire le possible pour réussir, nos familles et nos amis.

## بسم الله الرحمن الرحيم

الحمد لله الذي وفقنا لهذا ولم نكن لنصل لولا عطاءه وفضله علينا

أهدي هذا العمل المتواضع

الى من بلغ الرسالة وأدى الأمانة الى نبي الرحمة ونور العالمين

سيدنا محمد صل الله عليه وسلم

الى من حصد الاشواك عن دربي الى من احمل اسمه بكل فخر

الى ابي العزيز

الى من ارضعتني الحب والحنان الى صاحبة القلب ناصع البياض

الى امي الحبيبة

الى سندي وملاذي بعد الوالدين والله الى اخوتي واخواتي

الى ابناء اخوتي واخواتي خاصة احمد الشيخ وطه

الى من جعلهم الله وجعلتهم الحياة اخوتي بالله

الى رفيقي وأخي بوصبع أكرم

الى من سأفتقدهم..... واتمنى ان يفتقدوني

قسم الشبكات الكهربائية أساتذة وطلابا

سالمي أمير فيصل

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

أهدي هذا العمل المتواضع

الى نبع الحنان ومرسى الأمان ... الى امي الحبيبة وابي  
العزیز

الى سندي وملاذي بعد الوالدين والله الى اخوتي واخواتي

الى من جعلهم الله وجعلتهم الحياة اخوتي بالله

خاصة كل من صلاح واحمد وطارق وأسامة والصخري

الى كل من سافقتقدم..... واتمنى ان يفتقدوني

قسم الشبكات الكهربائية أساتذة وطلابا

دغيش محمد

# Tables des Matières

---

---

# Tables des Matières

Résumé	
Remerciements	
Dédicace	
Tables des Matières	I
Listes des figures et tableaux et Acronymes	VII
Introduction Générale .....	1

## CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE RESEAUX ELECTRIQUES

I.1 Introduction .....	5
I.2. Généralité Sur le réseaux électrique .....	5
I.3. Définition .....	6
I.4. Les niveaux de tension des réseaux .....	6
I.5. Les type des réseaux électriques.....	7
I.5.1 Les réseaux de transport HTB .....	7
I.5.2 Les réseaux de répartition HTA .....	8
I.5.3 Les réseaux de distribution BTB .....	9
I.5.4 Les réseaux de livraison BTA .....	9
I.6 Schémas d'exploitation .....	9
I.7 Centrales de production .....	10
I.8 Les postes électriques .....	10
I.8.1 Types de postes .....	10
I.8.1.1 Les postes à fonction d'interconnexion .....	10
I.8.1.2 Les postes de transformation .....	10
I.8.1.3 Les postes mixtes .....	11
I.9 Appareillage d'un poste de transformation .....	12

<b>I.10. Composants des lignes aériennes .....</b>	<b>13</b>
<b>I.10.1 Les pylônes .....</b>	<b>13</b>
<b>I.10.2 Les câbles conducteurs .....</b>	<b>13</b>
<b>I.10.3 Câbles de garde .....</b>	<b>14</b>
<b>I.10.4 Les isolateurs .....</b>	<b>15</b>
<b>I.10.5 Les Parafoudres .....</b>	<b>15</b>
<b>I.10.6 Eclateurs à cornes .....</b>	<b>16</b>
<b>I.10.7 Mise à la terre des pylônes .....</b>	<b>17</b>
<b>I.11 Modélisation des composants des réseaux électriques .....</b>	<b>18</b>
<b>I.11.1 Machine synchrone .....</b>	<b>18</b>
<b>I.11.2 Modélisation de la ligne .....</b>	<b>19</b>
<b>I.11.3 Modélisation du transformateur .....</b>	<b>19</b>
<b>I.11.4 Modélisation d'une charge .....</b>	<b>20</b>
<b>I.11.5 Types des jeux de barres dans les réseaux électriques .....</b>	<b>20</b>
<b>Conclusion.....</b>	<b>21</b>

## **CHAPITRE II : CONTEXTE DE L'ETUDE DE LA STABILITE ET DES DEFAUTS**

<b>II.1 Introduction .....</b>	<b>23</b>
<b>II.2 Définition de la stabilité des réseaux .....</b>	<b>23</b>
<b>II.2.1 Concepts de base de la stabilité .....</b>	<b>24</b>
<b>II.2.2 Classification de la stabilité .....</b>	<b>24</b>
<b>II.2.2.1 Stabilité de tension .....</b>	<b>25</b>
<b>II.2.2.1.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations .....</b>	<b>26</b>
<b>II.2.2.1.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations .....</b>	<b>26</b>
<b>II.2.2.2 Stabilité de fréquence .....</b>	<b>26</b>
<b>II.2.2.3 Stabilité angulaire (angle de rotor) .....</b>	<b>27</b>

II.2.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) ...	27
II.2.2.3.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) ...	28
II.2.3 Equation de mouvement (équation mécanique), (swing équation).....	30
II.2.4 Causes d'instabilité .....	33
II.2.5 But De La Stabilité Transitoire.....	33
II.2.6 Méthodes D'évaluation De La Stabilité Transitoire .....	33
II.2.6.1 Méthodes d'intégration numériques .....	33
II.2.6.2 Méthodes directes .....	35
II.2.6.3 Méthodes probabilistiques .....	35
II.2.6.4 Méthodes basées sur la reconnaissance de forme .....	35
II.2.6.5 Méthodes non linéaires adaptatives .....	36
II.2.6.6 Méthodes Hybrides.....	36
II .2.7 Moyen d'amélioration de la stabilité .....	36
II .3 Analyse des de court-circuit défauts.....	36
II.3.1 Les court-circuit .....	36
II.3.2 Causes des défauts .....	37
II.3.3 Caractéristiques des défaut .....	37
II.3.3.1 En fonction la durée d'un court-circuit est variable .....	37
II.3.3.2 Intensité du courant de court-circuit .....	38
II.3.3.3 En fonction le type de défauts .....	38
II.3.4 Conséquences des défauts sur le réseau électrique .....	39
II.3.5 Méthode de calcul de courant de court-circuit .....	39
II.3.5.1 Théorie des composants symétriques .....	39
II.3.5.1.1 Le système Direct (Positif ou de séquence d'ordre 1) .....	40
II.3.5.1.2 Le système Inverse (Négatif ou de séquence d'ordre 2).....	40
II.3.5.1.3 Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0) .....	40
II.3.6 Valeurs des impédances des éléments du réseau .....	41
II.3.6.1 Impédance des alternateurs .....	42



II.3.6.2 Impédance des transformateurs .....	42
II.3.6.3 Impédance des lignes .....	43
II.3.7 selon les différents types de court-circuit .....	44
II.3.7.1 Court-circuit triphasé .....	44
II.3.7.2 Court-circuit biphasé isolé .....	44
II.3.7.3 Court-circuit monophasé isolé .....	45
II.3.7.4 Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé).....	45
II.3.8 calcul d'écoulement de puissance .....	46
II.3.8.1 Calcul de l'E.P par la méthode de Newton-Raphson N-R .....	46
Conclusion.....	47

### CHAPITRE III : RESULTATS DE SIMULATION ET LEURS INTERPRETATIONS

III.1.Introduction.....	49
III.2 Logiciel de simulation.....	49
III.2.1 Utilisation de PSAT .....	50
III.3 Réseau test .....	51
III.4 Etude de l'influence de défaut sur la stabilité du réseau à 14 JB .....	52
III.4.1 Evaluation par rapport la distance entre le défaut et les JB (PV) de générateur	52
III.4.1.1 Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 01 .....	52
III.4.1.2 Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 10.....	55
III.4.1.3 Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 07.....	57
III.4.2 Evaluation par rapport le temps de défaut.....	60
III.4.2.1 Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 04 avec Td=0.1s .....	60
III.4.2.2 Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 04 avec Td=1s .....	62
III.4.3 par rapport la résistance de défaut .....	65
III.4.3.1 Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 04 avec R=1 e-3 pu.....	65
III.4.3.2 Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 04 avec R=1 pu .....	67

<b>III.4.4 Calcul du temps critique d'élimination du défaut .....</b>	<b>69</b>
<b>Conclusion.....</b>	<b>70</b>
<b>Conclusion Générale.....</b>	<b>72</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>75</b>
<b>Annexe .....</b>	<b>80</b>

# **Listes des figures, des tableaux et des abréviations**

---

---

# Liste des Figures

## **CHAPITRE I**

Fig. I-01 : Structure générale du réseau électrique .....	7
Fig. I-02 : Exemple d'une partie d'un réseau de transport .....	8
Fig. I-03 : Schéma de description des réseaux électriques .....	9
Fig. I-04 : schéma unifilaire de poste de transformation .....	11
Fig. I-05 : Les différents éléments dans un poste .....	12
Fig. I-06 : Photo d'une ligne haute tension). .....	13
Fig. I-07 : photo d'un isolateur .....	15
Fig. I-08 : Photo d'un parafoudre. ....	16
Fig. I-09 : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux .....	17
Fig. I-10 : Mise à la terre des pylônes .....	17
Fig. I-11 : Schéma équivalent d'une machine synchrone en régime transitoire .....	18
Fig. I-12 : Schéma équivalent d'une ligne de transport .....	19
Fig. I-13 : Modèle des transformateurs .....	19
Fig. I-14 : Schéma équivalent d'une charge .....	20

## **CHAPITRE II**

Fig. II-01 : Classification des différents types de stabilité d'un système électrique .....	25
Fig. II-02 : Tracé de l'angle rotorique en fonction du temps .....	28
Fig. II-02-1 : stable .....	28
Fig. II-02-2 : instable (cas1 et cas2) .....	28
Fig. II-03 : machine synchrone connectée à un jeu de barre infini .....	29
Fig. II-04 : relation puissance-angle de rotor .....	29
Fig. II-05 : variation d'angle de rotor .....	30
Fig. II-06 : Différentes types de défauts .....	38
Fig. II-06 : Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés	40
Fig. II-08 : Impédance homopolaire des transformateurs .....	43
Fig. II-09 : les différents courants de court-circuit .....	45

**CHAPITRE III**

Fig. III-01 : Page d'accueil du PSAT .....	49
Fig. III-02 : Interface graphique (GUI) du PSAT .....	50
Fig. III-03 : Schéma d'un réseau test de 14 jeux de barres .....	51
Fig. III-04 : Structure de réseau test sur logiciel PSAT .....	52
Fig. III-05-a les angles rotorique (rad) de 5 générateurs .....	53
Fig. III-05-b les vitesses (rad/s) de 5 générateurs .....	53
Fig. III-05-c l'allure des puissance réactive (pu) de 5 générateurs Chaîne .....	53
Fig. III-05-d l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs .....	54
Fig. III-05-e l'allure des tensions (pu) .....	54
Fig. III-06-a les angles rotorique (rad) de 5 générateurs .....	55
Fig. III-06-b les vitesses (rad/s) de 5 générateurs .....	55
Fig. III-06-c l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs .....	56
Fig. III-06-d l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs .....	56
Fig. III-06-e l'allure des tensions (pu) .....	56
Fig. III-07-a les angles rotorique (rad) de 5 générateurs .....	57
Fig. III-07-b les vitesses (rad/s) de 5 générateurs .....	58
Fig. III-07-c l'allure des puissances réactive (pu) de 5 générateurs .....	58
Fig. III-07-d l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs .....	58
Fig. III-07-e l'allure des tensions (pu) .....	59
Fig. III-08-a les angles rotorique (rad) de 5 générateurs .....	60
Fig. III-08-b les vitesses (rad/s) de 5 générateurs .....	60
Fig. III-08-c l'allure des puissances réactive (pu) pour les 5 générateurs .....	61
Fig. III-08-d l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs .....	61
Fig. III-08-e l'allure des tensions (pu) .....	61
Fig. III-09-a les angles rotorique (rad) de 5 générateurs .....	62
Fig. III-09-b les vitesses (rad/s) de 5 générateurs .....	63
Fig. III-09-c l'allure des puissances réactive (pu) pour les 5 générateurs .....	63
Fig. III-09-d l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs .....	63
Fig. III-09-e l'allure des tensions (pu) .....	64
Fig. III-10-a les angles rotorique (rad) de 5 générateurs .....	65
Fig. III-10-b les vitesses (rad/s) de 5 générateurs .....	65
Fig. III-10-c l'allure des puissances réactive (pu) pour les 5 générateurs .....	66

## Listes des figures, des tableaux et des abréviations

---

Fig. III-10-d l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs .....	66
Fig. III-10-e l'allure des tensions (pu) .....	66
Fig. III-11-a les angles rotoriques (rad) de 5 générateurs .....	67
Fig. III-11-b les vitesses (rad/s) de 5 générateurs .....	68
Fig. III-11-c les puissances réactive (pu) pour les 5 générateurs .....	68
Fig. III-11-d les puissances active (pu) pour les 5 générateurs .....	68
Fig. III-11-e les tensions (pu) .....	69

**LISTES DES TABLEAUX**

CHAPITRE I

Tableau. I-01 : Les niveaux de tension .....	7
Tableau. I-02 : Propriétés des matériaux conducteurs les plus utilisé .....	14
Tableau. I-03 : Les types des barres des réseaux éclectiques .....	21

CHAPITRE III

Tableau. III-01 : le TCID pour chaque jeu de barre .....	70
--	----

**Des abréviations :**

<b>TE</b>	<b>transformateurs éleveurs</b>
<b>TA</b>	<b>transformateurs abaisseurs</b>
<b>KV</b>	<b>Kilo volt</b>
<b>THT</b>	<b>Très haute tension</b>
<b>HT</b>	<b>haute tension</b>
<b>MT</b>	<b>Moyenne tension</b>
<b>BT</b>	<b>Basse tension</b>
<b>TBT</b>	<b>Très Basse tension</b>
<b>JB</b>	<b>Jeu De Barre</b>
<b>IEEE</b>	<b>Institut des Ingénieurs en Électricité et en Électronique</b>
<b>SVCS</b>	<b>Static Var Compensator systems</b>
<b>ST</b>	<b>Stabilité Transitoire</b>
<b>CCT</b>	<b>Critical Clearing Time</b>
<b>OMIB</b>	<b>One Machine Infnit Bus</b>
<b>FACTS</b>	<b>Flexible AC Transmission System</b>
<b>SVC</b>	<b>Static Var Compensators</b>
<b>STATCOM</b>	<b>Static synchronous compensator</b>
<b>CEI</b>	<b>Commission électrotechnique internationale</b>
<b>EP</b>	<b>Ecoulement de Puissance</b>
<b>PSAT</b>	<b>Power System Analysis Toolbox</b>
<b>pu</b>	<b>Système de valeur relative (Per unit )</b>
<b>Td</b>	<b>Temps d'élimination le défaut</b>



# Introduction Générale

---

---

## Introduction Générale

L'utilisation de l'énergie électrique devient très importante dans tous les domaines notamment dans l'industrie, cette énergie doit être d'une qualité parfaite qui suppose une fourniture continue à tension constante qui ne peut être obtenue en pratique, mais on doit chercher à s'approcher le plus possible, surtout que l'exploitation d'un réseau électrique est devenue très complexe par suite de la croissance de leur taille, des interconnexions nationales et internationales, l'introduction des installations d'énergie renouvelable et des ligne de transmission continue[1].

L'achèvement énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde [2] par ce que l'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la demande 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 le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs etc., ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel en conséquence de ça [2, 3, 4, 5] face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter, les réseaux électriques ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés et la fonction principale de ces derniers est la liaison des différentes centres de consommation aux centrales de production toute en satisfaisant la demande en énergie électrique sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part et aussi pour assurant la continuité de la fourniture d'énergie dans les limites de puissance demandée, le maintien de la tension et de la fréquence dans les normes contractuelles [6].

Compte tenu de cette complexité, les études de structure des réseaux posent des problèmes sérieux aux exploitants des réseaux électriques en présence des défauts car les réseaux électriques ne sont pas toujours sains, ils sont le siège d'incidents et de perturbations prévisibles et non prévisibles qui peuvent survenir sur le réseau, suite à la perte d'une charge importante ou d'une grande unité de production ou d'un court-circuit. Ces derniers ont des conséquences néfastes sur les indices de qualité des réseaux électriques, ainsi que sur la stabilité transitoire s'ils ne sont pas éliminés par les dispositifs de protection dans des délais adéquats [6].

Pour un réseau d'énergie électrique en fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées (en négligeant les pertes) pour toute machine. Lorsque le réseau subit une perturbation importante la différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques commencent à osciller jusqu'à l'intervention des systèmes de régulation de tension et de vitesse afin de restituer la marche en synchronisme et mener le réseau à un nouvel état de fonctionnement stable [2]. La durée de temps entre le début d'une perturbation (ou de plusieurs perturbations) et la restauration de la marche en synchronisme est appelée période transitoire [7].

Ces nouveaux besoins imposent aux compagnies d'électricité et notamment les entreprises de transport de fonctionner autour de leurs limites de stabilité, et ce dû au nouvel environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'électricité. 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 entraîner des Blackouts, comme c'était le cas en Algérie le 03 février 2003. Et celui de New York le 14 Août 2003 [2, 4, 5].

Dans ce travail nous allons essayer d'aborder le problème de l'influence du courant de court-circuit sur la stabilité du réseau électrique.

Et pour faire face à ce phénomène, notre étude s'articule autour de l'évaluation de la stabilité du réseau test IEEE 14 jeux de barres dans le cas d'un défaut symétrique.

Présentation du mémoire :

- ✓ Dans le premier chapitre, des notions générales sur les réseaux électriques et leur modélisation sont présentées.
- ✓ Le deuxième chapitre sera consacré à la notion de la stabilité des systèmes électriques, plus particulièrement la stabilité transitoire, l'équation mécanique de mouvement, ainsi qu'une généralité sur les défauts (court-circuit) ont également exposées.

- ✓ Le troisième chapitre sera dédié à l'application et la simulation d'un défaut triphasé sur un réseau test IEEE 14 jeux de barres. Nous étudierons le comportement des réseaux électriques face au défaut symétrique, en utilisant le logiciel PSAT sous MATLAB pour donner les différents résultats de simulations concernant l'influence de différents facteurs cités ci-après sur la stabilité transitoire :
  - La localisation du défaut
  - Le temps d'élimination des défauts (lent ou bien rapide)
  - La variation de la résistance de défaut (valeur de courant de défaut)

Et enfin nous terminerons notre étude par une conclusion générale et annexes.

# **Chapitre I**

## **Généralités sur les Réseaux Electriques**

## I.1 Introduction :

Les besoins en électricité des pays industrialisés ne cessent d'augmenter, le producteur d'électricité doit pouvoir satisfaire les demandes de sa clientèle, à toute heure au prix de du kilowattheure le plus bas possible.

Le rôle du producteur est de :

- Produire l'énergie électrique dans des centrales (hydraulique, thermique).
- Transporter cette énergie par des lignes à haute tension.
- Distribution de cette énergie aux usagers.

Donc, il est plus difficile d'exploiter un réseau électrique qu'un réseau de distribution de gaz ou d'eau, car il n'est pas possible de stocker l'énergie électrique ; mais si l'énergie électrique n'est pas stockable elle représente en revanche l'avantage d'être facile à transporter à de grandes distances par de simple fils conducteurs.

Le transport de l'énergie électrique se fait par des lignes souterraines, seulement ces lignes ne permettent pas de transporter loin d'importance puissance. Cette impossibilité technique incite à utiliser les lignes aériennes qui peuvent assurer cette fonction [8].

Dans ce chapitre, nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques et la description des différents éléments qui constituent un réseau.

## I.2 Généralités sur le Réseaux Electriques :

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production « G » sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV.....) par des transformateurs élévateurs « TE » installés à la sortie des générateurs. La totalité de l'énergie produite ou le sur plus disponible sera transporté par un ensemble de lignes électriques « L » sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation ; Elle sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs « TA » et distribuée sous une moyenne tension (30kV ; 10 kV....) pour la mettre à la disposition des usagers [9].

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une

notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [10].

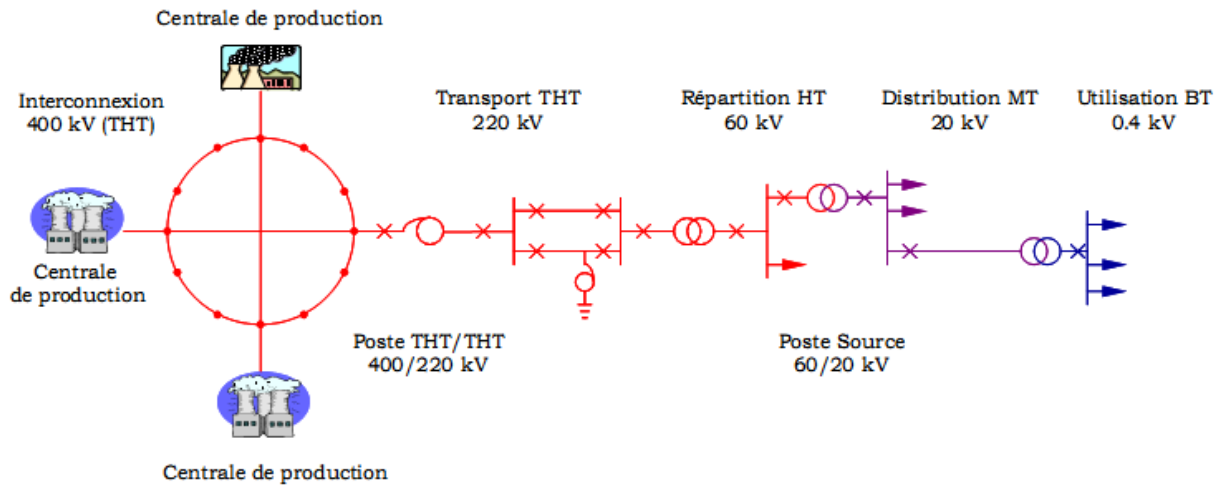


Fig. I-01 : Structure générale du réseau électrique [11].

### I.3 Définition :

Un réseau électrique a pour rôle de produire de l'énergie électrique et de l'acheminer jusqu'au consommateur, tout en gardant la tension et la fréquence constante, une bonne qualité de la tension, la continuité d'alimentation...etc.

Un système électro-énergétique est généralement constitué :

- ✚ D'un circuit de puissance comportant :
  - Groupes de production.
  - Postes de transformation.
  - Des Lignes de transport et distribution.
- ✚ D'un circuit de terre comportant :
  - Les prises de terres des groupes de production.
  - Les prises de terre des postes de transformation.
  - Les prises de terres des pylônes [8].

### I.4 Les niveaux de tensions des réseaux :

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit :

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale	
		Tension alternative	Tension continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n < 50$	$U_n < 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n < 500$	$120 < U_n < 750$
	BTB	$500 < U_n < 1000$	$750 < U_n < 1500$
Haute tension (HT)	HTA	$1000 < U_n < 50000$	$1500 < U_n < 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau. I-01 : Les niveaux de tension [11].

## I.5 Les type des réseaux électriques :

D'une façon générale, Les type de réseaux sont classes par rapport les niveaux de tension comme suit :

Un réseau de transport HTB

Un réseau de répartition HTA

Un réseau de distribution BTB

Un réseau de livraison BTA

Cette hiérarchie varie considérablement d'un pays à l'autre [12].

### I.5.1 Les réseaux de transport HTB :

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. C'est sur le réseau THT que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances ( $> 300$  MW). Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C (Fig.I-2) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

Ces réseaux sont pour la plupart aériens et souterrains dans les villes ou à leur approches. Ils sont étudiés pour un transit donné correspondant en général à la limite thermique de la ligne. Une attention particulière doit être portée à l'effet couronne qui peut donner lieu en THT, à des pertes très significatives suivant le climat et l'altitude. Les pylônes de lignes sont équipés en général de deux ternes (2 fois 3 phases) voir quatre et même six ternes. Les protections de ces réseaux



doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence, ce figure ci-dessous expose un exemple d'une partie d'un réseau de transport [12]:

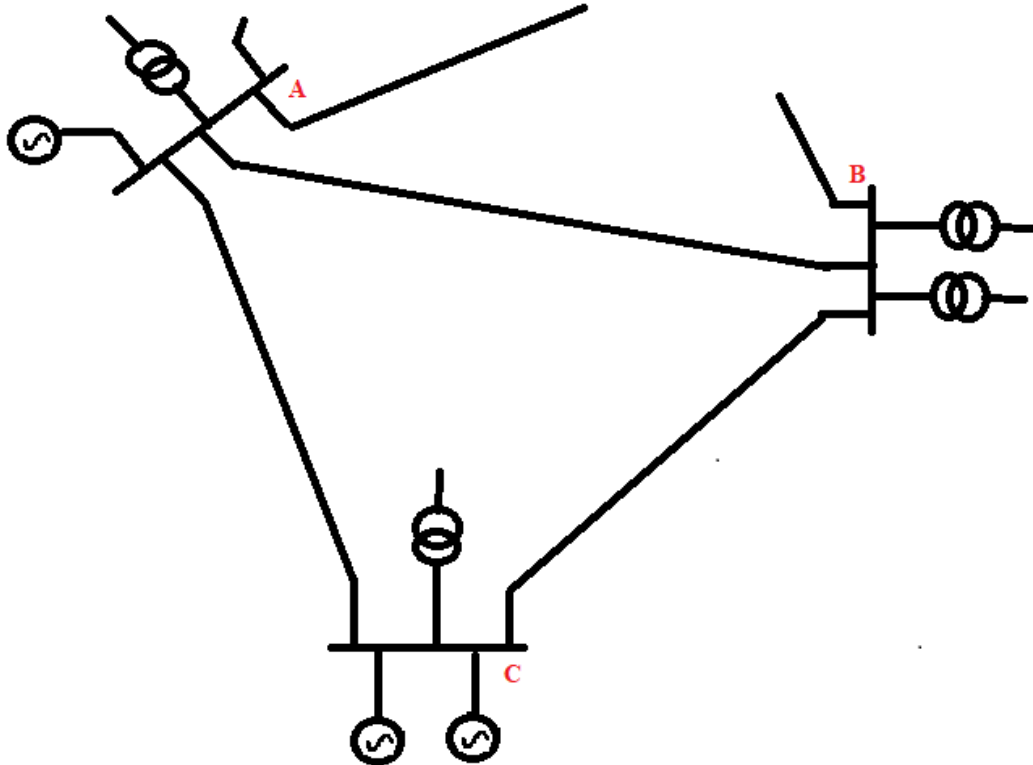


Fig. I-02 : Exemple d'une partie d'un réseau de transport.

### I.5.2 Les réseaux de répartition HTA :

Les réseaux de répartition sont à haute tension et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région [13].

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

Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,

Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT [12].

### I.5.3 Les réseaux de distribution BTB :

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- Les réseaux à moyenne tension
- Les réseaux à basse tension, sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

Contrairement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population [13].

### I.5.4 Le réseau de livraison BTA :

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BTB. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique [10].

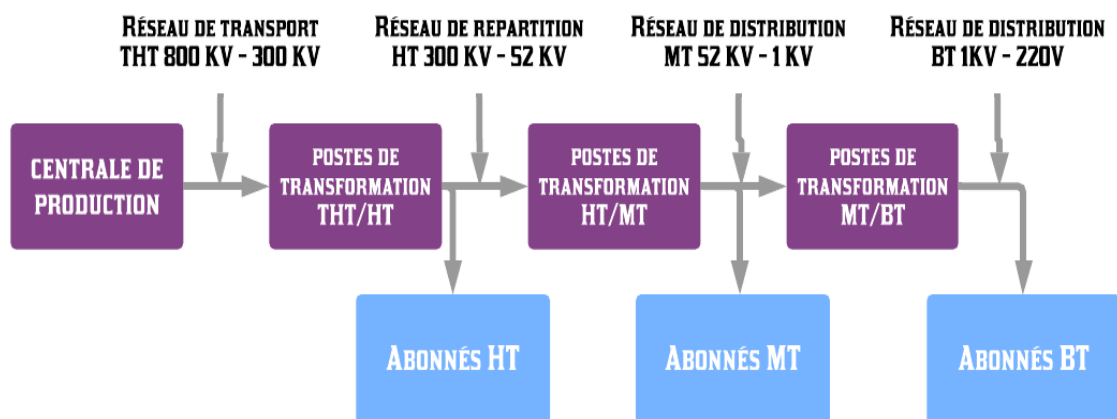


Fig. I-03 : Schéma de description des réseaux électriques

## I.6 Schémas d'exploitation :

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition (quelquefois directement par le réseau de transport) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les

réseaux de distribution. Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres. En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté et le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attache

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi-rame.

Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste [14].

## **I.7 Centrales de production :**

Les centrales de production se composent de puissants alternateurs mis en mouvement grâce à des turbines qui peuvent être à vapeur ou hydraulique, ou bien des moteurs à gaz, ou nucléaires. Pour assurer la continuité, il est préférable que la centrale possède plusieurs alternateurs, ainsi en cas de panne d'un d'eux les autres assurent la relève. Ils peuvent aussi être mis en service suivant la forte demande en énergie électrique [8].

## **I.8 Les postes électriques :**

### **I.8.1 Types de postes :**

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

#### **I.8.1.1 Les postes à fonction d'interconnexion**

Qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés [9].

#### **I.8.1.2 Les postes de transformation**

Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs [9].

### I.8.1.3 Les postes mixtes :

Les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs.
- D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs.
- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que, par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule.

Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres. En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs ; on appelle alors sommet le jeu de barres ou le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre des sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques [9].

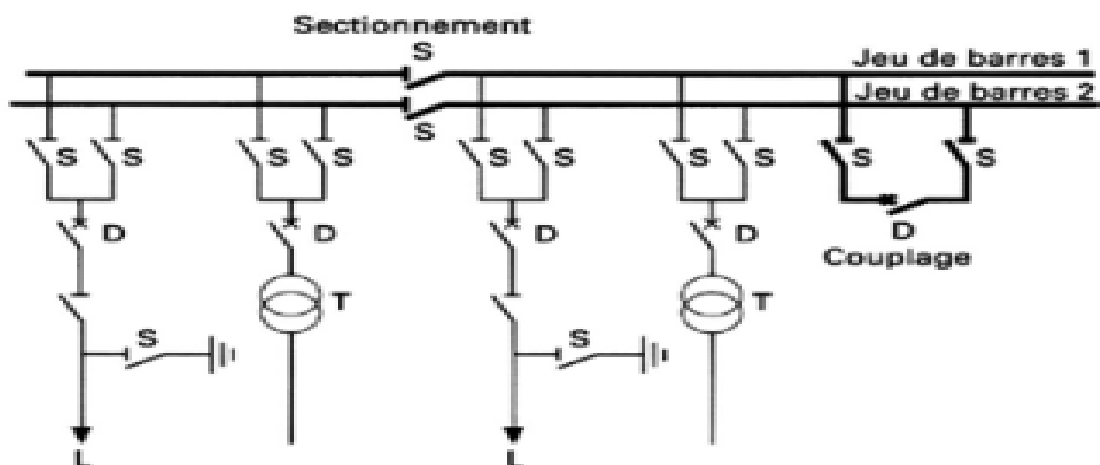


Fig. I-04 : schéma unifilaire de poste de transformation [4].

## I.9 Appareillage d'un poste de transformation :

La plupart des postes de transformation, y compris ceux affectés au réseau de transport, comprennent les appareils principaux suivants :

- disjoncteurs (Le disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants, cc).
- sectionneurs les sectionneurs ne sont doués d'aucun pouvoir de coupure. Ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. Ils servent à réparer et à isoler, par exemple, les lignes et les disjoncteurs des autres parties du réseau.
- jeux de barres, - sectionneurs de mise à la terre- transformateurs - isolateurs
- parafoudres (Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter les surtensions, la propriété d'offrir une résistance qui varie inversement avec la tension qui lui est appliquée : sa résistance est d'autant plus faible que la tension est plus élevée).
- transformateurs de tension et de courant.
- batterie de condensateur, résistance de mise à la terre.
- les dispositifs de protection et de télécommande.
- les dispositifs de mesure.
- pupitres, ...
- services auxiliaires, ... [11].

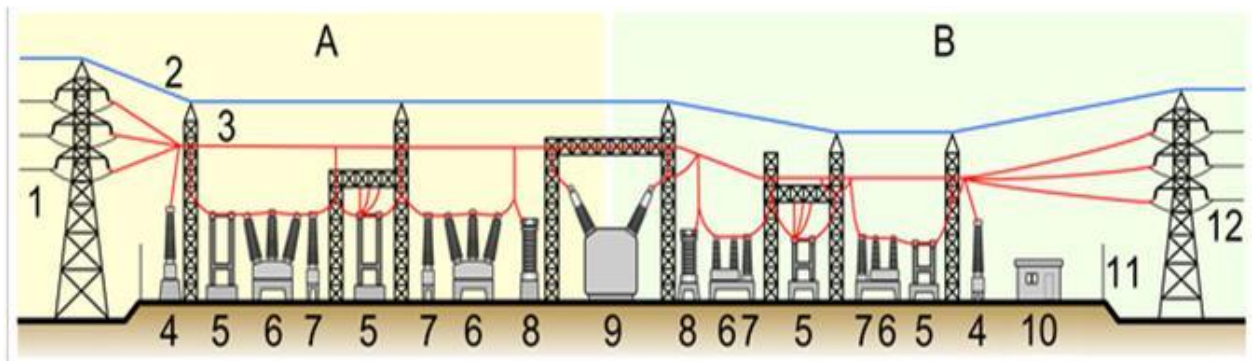


Fig.I-05 : Les différents éléments dans un poste [9].

Pour rappel :

A : coté primaire B : coté secondaire 1. Ligne électrique 2. Câble de garde 3. Ligne électrique 4. Transformateur de tension 5. Sectionneur 6. Disjoncteur 7. Transformateur (de puissance) 10. Bâtiment secondaire 11. Collecteur 12. Ligne électrique secondaire.

## I.10 Composants des lignes aériennes :

Une ligne aérienne est composée de pylônes (supports), de câbles conducteurs et des isolateurs, des éclateurs, accessoires [11].

### I.10.1 Les pylônes :

Le rôle des pylônes est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes. Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs.

- Pour les lignes à très haute tension, on a recours à des pylônes composés d'un treillis en acier. Plus la tension est élevée, plus l'envergure est grande et plus les poteaux sont élevés [11].



Fig. I-06 : Photo d'une ligne haute tension.

### I.10.2 Les câbles conducteurs :

Chacune des phases peut utiliser 1 conducteur ou, 2, 3, 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par file de pylônes).

Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en aluminium, ou en alliage aluminium-acier ; on trouve aussi des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium [4].

Propriétés	Cuivre	Aluminium	Acier
Résistivité à 20°C ( $10^{-8} \Omega.m$ )	1.72	2.8	~15
Masse volumique ( $kg.m^{-3}$ )	8890	2700	7800
Contrainte de Rupture à la traction (Mpa)	380 à 450	150 à 190	1410 à 1450

Tableau I-02 : Propriétés des matériaux conducteurs les plus utilisé

### I.10.3 Câbles de garde :

Au plus haut de la ligne est disposé un câble appelé câble de garde, dont le rôle est de protéger des coups de foudre afin d'éviter une éventuelle surtension au niveau des conducteurs. Le plus souvent leur choix dépend de la nature et du choix des conducteurs mais, l'on peut aussi noter que leur dimensionnement est plus délicat que celui des conducteurs car :

- ✚ Sur le plan mécanique, ils doivent résister aux mêmes contraintes que les autres conducteurs pourtant ils sont de section plus faible.
- ✚ Sur le plan électrique, ils doivent assurer un écoulement rapide du courant du sommet du pylône jusqu'à la terre des supports par le biais des pylônes ou des masses métalliques et comme tous les autres conducteurs ils doivent être capables de résister à des surcharges.

Il existe deux types de câble de garde :

- Des câbles almélec-acier normaux.
- Des câbles almélec-acier comportant à l'intérieur des circuits de télécommunication.

Equipés de fibres optiques, ils permettent de transmettre les informations nécessaires pour la protection, la conduite et l'exploitation du réseau ; on parle alors d'OPGW (Optical Ground Wire). C'est aussi un moyen d'offrir des solutions haut débit pour les collectivités territoriales [15].

### I.10.4 Les isolateurs :

Le rôle d'un isolateur de ligne aérienne est de relier mécaniquement les conducteurs sous tensions aux structures qui les supportent, et d'assurer l'isolement électrique entre ces deux parties consécutives de la ligne pour une durée d'une dizaine d'années.

Un isolateur est constitué en générale de deux parties principales :

- Une partie isolante en verre trempé ou en céramique.
- Des pièces métalliques scellées sur la partie isolante.

Le choix des isolateurs est effectué en fonction de :

- De la tension de la ligne.
- Des effets mécaniques auxquels ils sont soumis.
- De la pollution du site.
- De la catégorie da la ligne.
- Du prix de revient de la ligne et sont importance [8].



Fig.I-07 : photo d'un isolateur.

### I.10.5 Les Parafoudres :

Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de



commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des fils de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins d'un ohm [11].



Fig. I-08 : Photo d'un parafoudre [4].

### **I.10.6 Eclateurs à cornes :**

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel. La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur (Fig. I-9) [11].

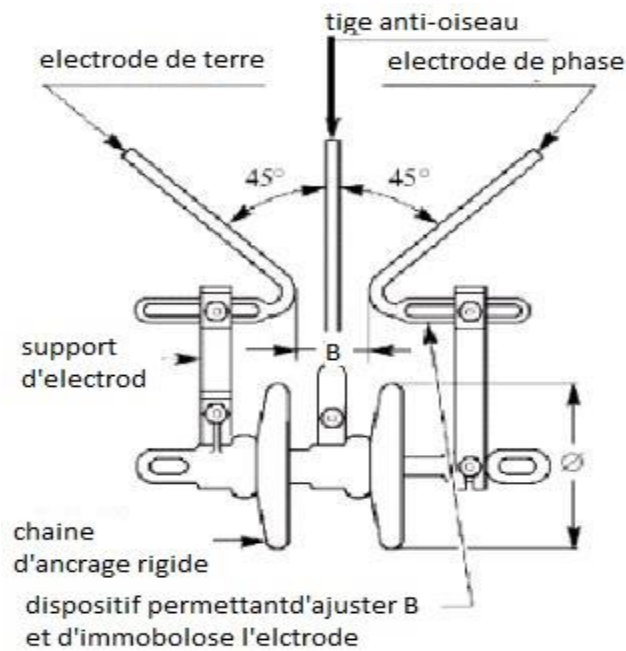


Fig. I-09 : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux [11].

### I.10.7 Mise à la terre des pylônes :

On relie les pylônes des lignes de transport à des prises de terre exécutées avec grande précaution afin de leur assurer une faible résistance. En effet, si la foudre frappe un pylône, il ne faut pas que la chute de tension provoquée par le courant dans la prise de terre dépasse la tension de contournement des isolateurs [11].

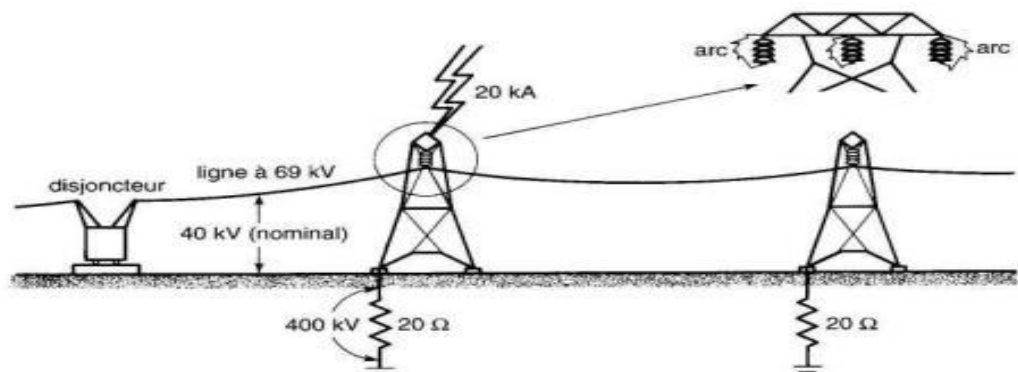


Fig. I-10 : Mise à la terre des pylônes [11].

## I.11 Modélisation des composants des réseaux électriques :

### I.11.1 Machine synchrone

La machine synchrone est connectée au réseau par un nœud dit générateur, en régime transitoire, elle est représentée par son modèle simple qui consiste à une tension interne derrière une réactance transitoire. La figure (II.1) représente le schéma du générateur connecté au réseau [7].

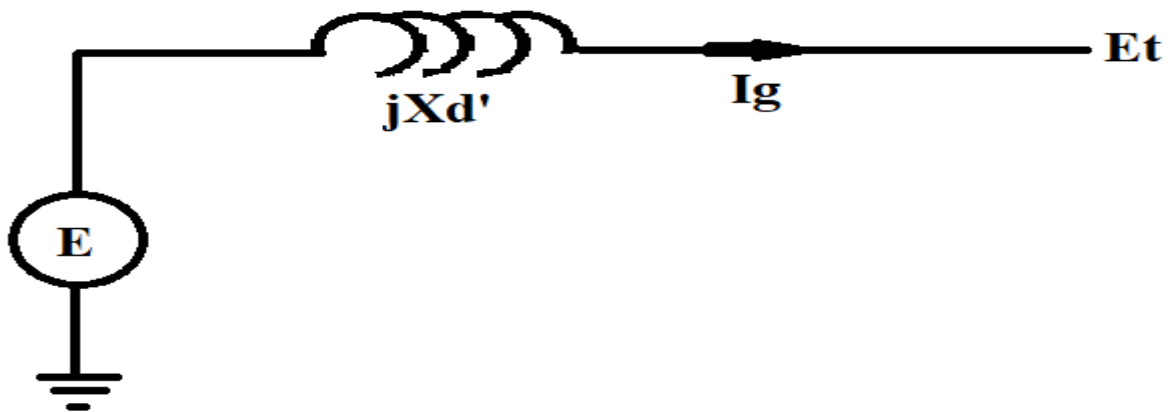


Fig. I-11 : Schéma équivalent d'une machine synchrone en régime transitoire

$$E' = E_t + jX'_d I_g Z = Y^{-1} \frac{V_g * V 2}{X_g + X_s} \dots\dots\dots (I-01)$$

Où :

$I_g$  : Courant de la machine en pu

$E_t$  : Tension terminale au nœud générateur en pu

$E'$  : Tension interne derrière la réactance transitoire  $jX'_d$

Le modèle du deuxième ordre de la machine synchrone est décrit par l'équation des couples

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \dots\dots\dots (I-02)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - 2\pi f$$

Où :

$\omega_r$  : Vitesse angulaire du rotor en [pu]

$P_m$  : Puissance mécanique

$P_e$  : Puissance électrique

### I.11.2 Modélisation de la ligne

Généralement la ligne de transport est modélisée par un schéma équivalent en  $\pi$  qui se compose d'une impédance série (résistance  $R$  en série avec une réactance inductive  $X$ ), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive  $Y$  (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation (Voir Figure) [16].

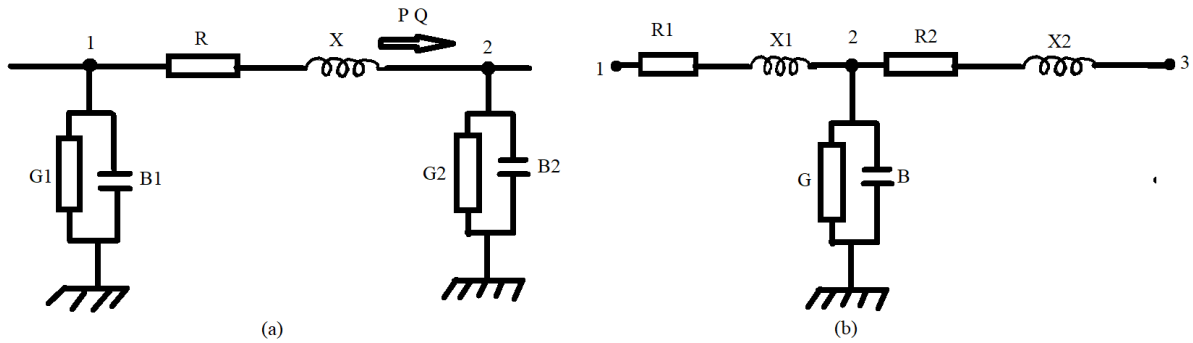


Fig. I-12 : Schéma équivalent d'une ligne de transport

$R$  : résistance de la ligne

$X$  : réactance de la ligne

$G$  : conductance de la ligne

$B$  : réactance capacitive de la ligne.

### I.11.3 Modélisation du transformateur

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en  $\pi$  non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation  $a$  et l'impédance de fuite. Les rapports  $a_{ij}$  sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance  $B_{ij}$  sont vues comme des fonctions de rapports de transformation [17].

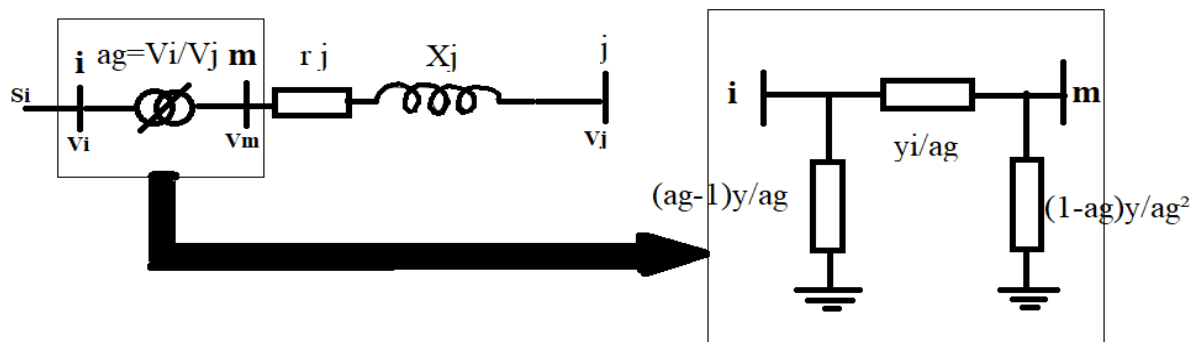


Fig. I-13 : Modèle des transformateurs.

### I.11.4 Modélisation d'une charge : [5]

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

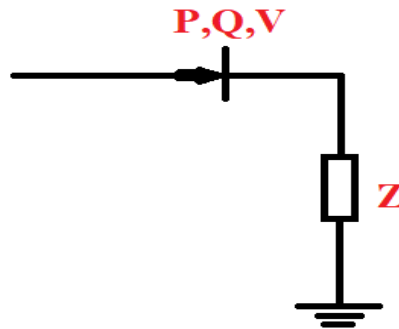


Fig. I-14 : Schéma équivalent d'une charge

L'admittance équivalente de charge est calculée après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissance :

Avec :

$$Z = Y^{-1} \frac{V_g * V^2}{X_g + X_s} \dots\dots\dots (I-3)$$

$V$  : Tension aux bornes de la charge

$P, Q$  : puissances active et réactive consommées par la charge

$Z$  : impédance de la charge.

### I.11.5 Types Des Jeux De Barres Dans Les Réseaux Electriques

Pour un nœud  $i$  donné, deux des quatre variables qui sont : le module de la tension  $V$ , la phase ou l'argument de la tension  $\delta$ , la puissance active  $P$  et la puissance réactive  $Q$ , doivent être spécifiées, les deux autres variables seront calculées par l'analyse de l'écoulement de puissance.

- ✓ **Les nœuds PQ :** sont les nœuds de charge (de consommation) les puissances active et réactive doivent être estimées (connues) d'une manière précise.
- ✓ **Nœuds PV :** sont les nœuds de génération, la puissance active est contrôlée par la vitesse de la turbine et la puissance réactive est contrôlée par le courant d'excitation ces deux grandeurs sont donc connues l'analyse de l'écoulement de puissance doit donc calculer l'argument de la tension et la puissance réactive concernant ces nœuds.
- ✓ **Le slack bus :** Ce nœud est appelé nœud de référence ou de balancier (slack ou swing bus). Pour le slack bus, le module et l'argument de la tension sont spécifiés (l'argument

est généralement pris égale à 0), tandis que les puissances active et réactive sont des inconnues [13].

TYPE DE JB	P	Q	V	$\Delta$
PV	connue	inconnue	connue	connue
PQ	connue	connue	inconnue	Inconnue
Slack JB	inconnue	Inconnue	connue	connue

Tableau I-03 : Les types des barres des réseaux éclectiques.

## Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les notions de base sur les réseaux d'énergie électriques leurs structures et leurs composants nécessaire à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique nous avons aussi modélisés les différents composants du réseau électrique à savoir : les lignes de transport, les transformateurs, les trois types des jeux de barre les charges et les machines synchrones

Chaque élément dans le réseau électrique est a une influence sur la stabilité, c'est pour ça la modélisation des éléments de réseau est présenté premièrement dans ce chapitre et le chapitre suivant sera consacré à l'étude de la stabilité et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Nous avons aussi présenté les défauts et leurs caractéristiques pour les études de la stabilité aux grands perturbations.

# Chapitre II

Contexte de l'étude de la  
stabilité et des défauts

## II.1 Introduction :

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation.

Les courants et tensions qui apparaissent lors d'une perturbation affectant les réseaux électriques, jouent un rôle important dans la stabilité du système.

La stabilité est un problème crucial dans les réseaux électriques depuis les années 1920. Beaucoup de blackouts de grande ampleur provoqués par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce problème [19].

L'étude de la stabilité des réseaux électriques est une des aspects les plus importants dans l'analyse des systèmes de puissance. Elle détermine si oui ou non le système peut trouver un nouveau point de fonctionnement après une perturbation.

Durant ces dernières années, les problèmes de stabilité des réseaux électriques ont reçus beaucoup d'attention . Plusieurs études et techniques ont été dirigés et développés pour que le système maintien la stabilité sous une perturbation quelconque. Ces perturbations, peuvent être d'origine diverses ; (petites perturbations : comme les variations continues de charge, grandes perturbations comme les courts circuits et la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance) [20].

L'étude dans ce chapitre se décompose en deux étapes distinctes :

- Etude de la stabilité : On commence par définition de la stabilité, leurs types dans les réseaux électriques et comment améliorer la stabilité des systèmes électriques.
- Par la suite, nous allons présenter une étude sur les défauts dans le réseau, leurs types et de voir les différentes principales techniques utilisées pour calculer les courants de court-circuit.

## II.2 Définition de la stabilité des réseaux :

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 [5, 21].

La stabilité d'un système de puissance peut être globalement définie comme étant la propriété d'un système d'énergie électrique qui lui permet de rester dans un état d'équilibre d'exploitation



dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un nouvel état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation [19].

On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si à la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme [21].

Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classer les types de la stabilité dans la (fig.II-01)[22, 6].

### **II.2.1 Concepts de base de la stabilité :**

L'étude de la stabilité constitue l'un des plus fondamentaux concepts lors de l'étude des ingénieurs. En raison de l'impact nuisible dont l'instabilité peut causer dans les systèmes dynamiques, des nombreuses définitions de stabilité ont été formulées, en établissant ses plusieurs aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système[23].

### **II.2.2 Classification de la stabilité :**

Les diverses formes de l'instabilité résultantes ne peuvent pas être correctement compris et efficacement traitées en même temps. En raison de la dimensionnalité élevée et la complexité des problèmes de la stabilité, la classification aide à produire une simplification des conditions, pour analyser des types spécifiques, en employant un degré approprié de détail pour la représentation du système et des techniques analytiques. L'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité, est considérablement facilitée par une classification de la stabilité. La classification est, donc, essentielle pour une analyse pratique significative et une résolution des problèmes de la stabilité des réseaux électriques. La classification de la stabilité proposée ici est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations. On peut donc classer les types de la stabilité comme suit [4, 5]:

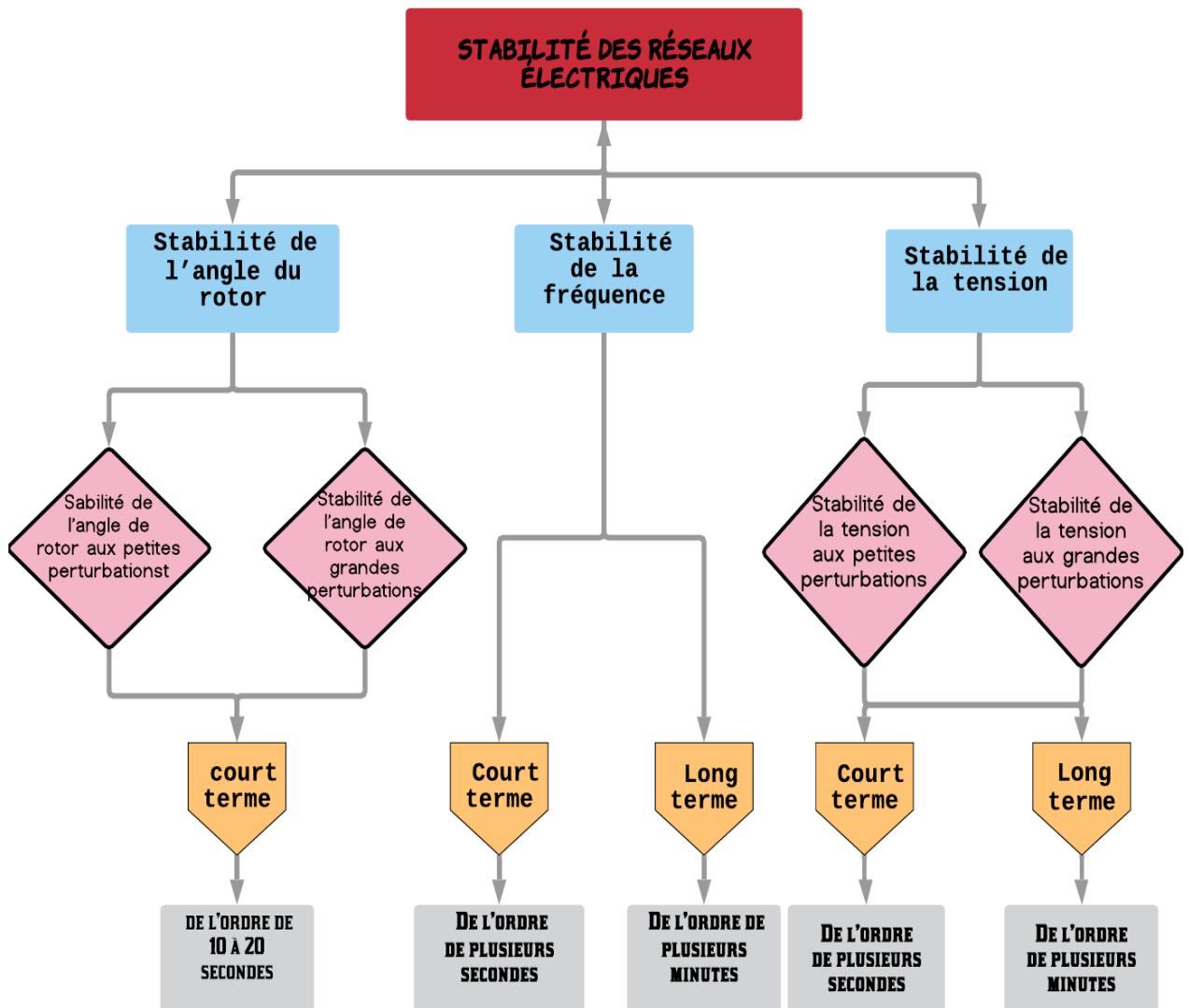


Fig. II-01 : Classification des différents types de stabilité d'un système électrique

### II.2.2.1 Stabilité de tension :

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, 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 [5, 6, 22].

L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation de tension progressive dans certains nœuds. Un résultat possible d'une instabilité de tension est la perte de charges dans

une zone, ou le déclenchement de lignes de transport et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des pannes en cascade [19].

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

Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont par exemple [5]:

1. Une augmentation de charge : des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCS (Static Var Compensator systems) qui atteignent les limites de puissance réactive
2. Une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne
3. Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,)

#### **II.2.2.1.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :**

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, etc [22].

#### **II.2.2.1.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :**

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit,... etc [5, 22].

#### **II.2.2.2 Stabilité de fréquence :**

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée [6].

L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes

à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme [4].

### **II.2.2.3 Stabilité angulaire (angle de rotor) :**

La puissance électrique de la machine varie rapidement lorsque le système est perturbé, mais la variation de puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance a lieu. Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor. Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système. Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du système est mise en danger. Suite à une perturbation, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor[4].

La stabilité de l'angle du rotor est définie comme étant la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation [6].

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

#### **II.2.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) :**

La stabilité d'angle rotorique de petite perturbation (ou en petits signaux) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme sous de petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise aux fins de l'analyse [6, 19].

La nature de la réponse du système aux petites perturbations dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment à l'exploitation initiale, la force génératrice de transmission du système et le type d'excitation du générateur de grandes commandes utilisées. L'intervalle de temps de la dynamique généralement observée des petites perturbations est de l'ordre de 10 sec à 20 sec après leur apparition [22].

### II.2.2.3.2 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 [21].

Lorsqu'il y a une perturbation majeure sur le réseau et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal après la perturbation, alors le réseau est dit transitoirement stable. Les perturbations majeures sont les court-circuit, les pertes de lignes, les bris d'équipements majeurs comme les transformateurs de puissance et les alternateurs [24].

La stabilité transitoire dépend de la relation non-linéaire couples- angles. Le phénomène de la stabilité transitoire concerne les grandes perturbations telles que.

- Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.
- La perte d'un ouvrage (ex. une ligne de transmission...).
- La perte d'un groupe de production.

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau (black-out). 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 (en anglais First Swing Instability), (cas 1), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillations), (cas 2). La gamme de temps associée s'étend de 10 à 20 secondes [6] :

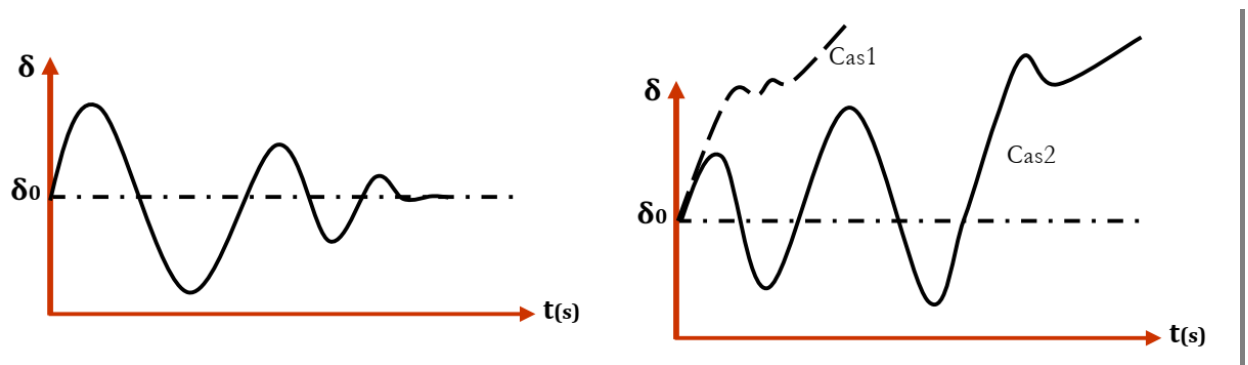


Fig. II-02-01 : stable

Fig. II-02-02 : instable (cas 1 et cas 2)

Fig. II-02 : Tracé de l'angle rotorique en fonction du temps [6].

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

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, (fig. II-3).

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

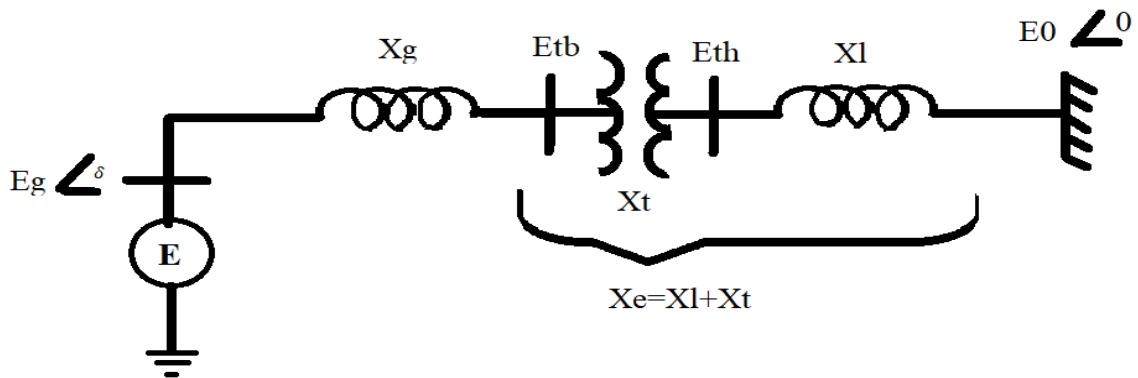


Fig. II-03 : machine synchrone connectée à un jeu de barre infini [18].

### Relation (P- $\delta$ ) :

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

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_e} \sin \delta \dots \dots \dots (\text{II-01})$$

Où,  $\delta$ , l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur ( $E_g$ ) et la tension du jeu de barre infini ( $E_0$ ). L'équation (Equ.II-01) est représentée graphiquement à la (fig. II-4).

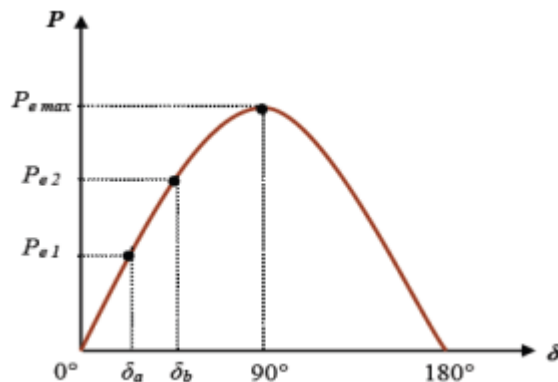


Fig. II-04 : relation puissance-angle de rotor [6].

Lors de l'équilibre, la puissance électrique  $P_{e1}$  est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$ .

Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$ , (fig. II-4)

Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de  $\delta_a$  à  $\delta_b$ , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle  $\delta_b$  soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle  $\delta_b$  jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, (fig.II.5)), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, (fig.II.5)) [18].

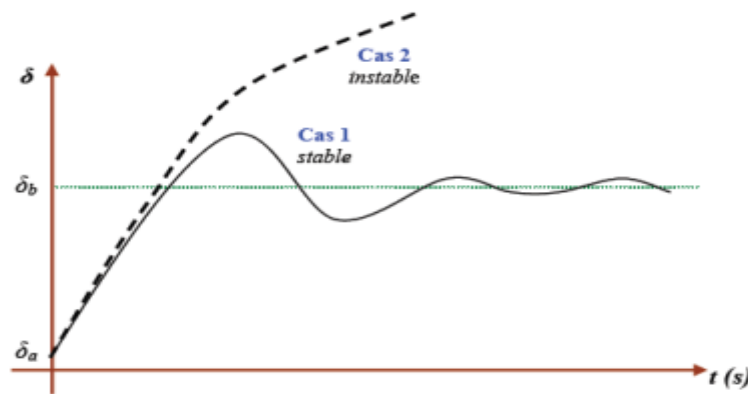


Fig. II-05 : variation d'angle de rotor

### II.2.3 Equation de mouvement (équation mécanique), (swing equation) :

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  $C_m$  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 [5].

A tout instant, le couple mécanique appliqué doit faire équilibre avec les autres couples comme suite :

$$C_m = C_a + C_e + C_i \dots\dots\dots(\text{II-02})$$

Où

$C_m$  : couple mécanique (N.m)

$C_i$  : couple d'inertie (N.m)

$C_e$  : couple électrique (N.m) [un couple d'origine électrique, ou couple résistant, correspondant à la puissance fournie au réseau]

$C_a$  : couple d'amortissement (N.m)

On néglige le couple d'amortissement  $C_a$  alors

$$C_m = C_i + C_e \Rightarrow C_i = C_m - C_e \dots\dots\dots(\text{II-03})$$

On a

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = C_i = C_m - C_e \dots\dots\dots(\text{II-04})$$

Où

$J$  : moment d'inertie en [Kg.m<sup>2</sup>]

$\theta_m$  : position angulaire du rotor par rapport à la référence statorique

$t$  : Temps en seconde

on a

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \dots\dots\dots(\text{II-05})$$

Où

$\delta$  : la position angulaire du rotor par rapport à la référence statorique

$\omega_{sm}$  : vitesse de synchronisme de la machine en [rd/s]

La 1<sup>ère</sup> dérivation de  $\theta_m$  donne :

$$\omega_s = 2\pi f \dots\dots\dots(\text{II-06})$$

La 2<sup>ème</sup> dérivation de  $\theta_m$  donne :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \dots\dots\dots(\text{II-07})$$

L'équation (06) montre que la vitesse angulaire du rotor,  $\frac{d\theta_m}{dt}$  est constante et égale  $\omega_{sm}$  si

$\frac{d\delta_m}{dt}$  est nulle. Ici  $\frac{d\delta_m}{dt}$  est la déviation de la vitesse du rotor par rapport à la vitesse

synchrone. De plus, l'équation (II-07) montre l'accélération du rotor



Si on remplace l'équation (II-07) dans (II-04) et , on obtient :

$$J \frac{d^2\delta m}{dt^2} = Ci = Cm - Ce \quad \dots\dots\dots (II-08)$$

Multipliant les deux côtés de l'équation II-08 par  $\omega m$

$$J \omega m \frac{d^2\delta m}{dt^2} = \omega m Ci = \omega m Cm - \omega m Ce \quad \dots\dots (II-09)$$

Avec :  $\omega m Cm = Pm$  et :  $\omega m Ce = Pe$  et :  $J \omega m = M$

$Pm$ : Puissance mécanique fournie par la turbine.

$Pe$  : Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes électriques.

$M$  : Couple angulaire du rotor.

Alors :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta m}{dt^2} = Pm(pu) - Pe(pu) \quad \dots\dots\dots (II-10)$$

On a :

$$Wk = \frac{1}{2} M \omega m \quad \dots\dots\dots (II-11)$$

$Wk$  : est l'énergie cinétique emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en Mégajoules.

Donc :

$$M = \frac{2Wk}{\omega m} \quad \dots\dots\dots (II-12)$$

la relation entre l'angle mécanique et l'angle électrique est :

$$\delta = \frac{P}{2} \delta m \quad \dots\dots\dots (II-13)$$

La Fréquence angulaire synchrone :

$$\omega_{syn} = \frac{P}{2} \omega_{msyn} \quad \dots\dots\dots (II-14)$$

Si on remplace l'équation (II-13) dans (II-10) on obtient :

$$\frac{2}{P} M \frac{d^2\delta m}{dt^2} = Pm - Pe \quad \dots\dots\dots (II-15)$$

Donc :

$$\frac{2}{P} \frac{2Wk}{\omega m} \frac{d^2\delta m}{dt^2} = Pm - Pe \quad \dots\dots\dots (II-16)$$

Alors :

$$\frac{2H}{\omega s} \frac{d^2\delta m}{dt^2} = Pm(pu) - Pe(pu) \quad \dots\dots\dots (II-17)$$

## II.2.4 Causes d'instabilité :

Les phénomènes électriques qui influencent la stabilité d'un réseau sont généralement liés à des variations de puissance. Naturellement, toutes les perturbations liées à l'exploitation d'un réseau peuvent devenir source d'instabilité du fait des impacts de tension ou de courant qu'ils produisent. Néanmoins, d'autres causes plus "structurelles" peuvent augmenter les risques de départs d'instabilités. Ainsi, les charges à puissance constante sont susceptibles de donner naissance à une instabilité, tout comme les convertisseurs ayant un filtre d'entrée LCL. Enfin, l'interconnexion de plusieurs charges sur un même bus peut aussi générer des instabilités [25].

## II.2.5 But de la stabilité transitoire

L'objectif le plus important des études de stabilité est de trouver le comportement dynamique des principales variables qui déterminent le fonctionnement des générateurs ainsi que l'angle, la vitesse, le courant, la tension et la puissance. Même, grâce à ces variables, il est possible de déterminer le temps critique d'élimination de défaut ou la marge de stabilité. Autrement dit, la ST vise à répondre à la question suivante : quel est le temps maximum de libération du défaut pour lequel le réseau reste stable ?

Aussi, les études de ST permettent une meilleure compréhension du comportement des réseaux électriques et facilitent la mise en œuvre des politiques, de planification et d'opération. Elles sont également utiles pour valider si les nouveaux circuits répondent aux critères établis dans les normes techniques de chaque pays et pour vérifier le réglage et le contrôle des équipements de protection [18].

## II.2.6 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

On va se limiter dans ce mémoire de donner un aperçu général de ces méthodes:

### II.2.6.1 Méthodes d'intégration numériques :

Ces méthodes évaluent la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution, pas à pas, de l'ensemble des équations integro-différentielles non linéaires qui gouvernent les phénomènes de stabilité transitoire, en donnant l'évolution des angles de rotor en fonction du temps, généralement, les méthodes implicites

d'intégration numériques sont utilisées pour résoudre l'ensemble d'équations. L'évaluation comporte deux phases :

- ❖ la phase pendant défaut caractérisée par une marge de temps très courte (de l'ordre de 100ms).
- ❖ la phase après élimination de défaut qui peut s'étendre à quelques secondes (généralement, un system qui n'a pas perdu le synchronisme après quelques secondes, est considéré stable) .  
Souvent, on évalue la stabilité:
  - Soit on cherche à savoir si le system perd le synchronisme pour un temps d'élimination de défaut donné.
  - Soit on évalue la limite de stabilité par le temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time).

Pour détecter la conservation de stabilité, il faut juste vérifier que les angles du rotor des différentes machines s'évaluent dans une marge de valeurs spécifiques durant la simulation

#### 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 s'accommoder à n'importe quelle modélisation (quel que soit le nombre des équations différentielles qui représente l'équipement), et n'importe quel scénario de stabilité (type de contingence, séquence d'évènements).
- ✓ Peut atteindre le degré de précision requise, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du system.

#### 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 [2].

### II.2.6.2 Méthodes directes :

Les inconvénients des méthodes temporelles précitées ont motivés le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov dont les tout premiers travaux remontent à 1947 et 1958 (même s'ils n'appliquent pas à la lettre la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier). Contrairement aux méthodes de simulations, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles. La méthode des aires égales est la méthode la plus utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un system mono machine reliée à un jeu de barres infini, les résultats d'application de cette méthode est l'angle critique du générateur.

#### ✚ Avantage des méthodes directes :

- ✓ La rapidité (le temps de calcul court) .
- ✓ La capacité d'évaluer l'indice de stabilité.

#### ✚ Inconvénients des méthodes directes :

- ✓ Ces méthodes ne permettent pas de considérer un system de grande taille.
- ✓ Une limitation dans la modélisation du réseau.
- ✓ Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau [4].

### II.2.6.3 Méthodes probabilistes :

Vu la nature aléatoire et probabiliste des facteurs initiaux d'une perturbation (notamment la position et le type du défaut), cette méthode utilise des analyses stochastiques en vue de maintenir la stabilité transitoire du système électrique [21].

### II.2.6.4 Méthodes basées sur la reconnaissance de forme :

Elle consiste à décrire le réseau électrique par une modélisation mathématique des situations physiques caractéristiques de son comportement [21].

### **II.2.6.5 Méthodes non linéaires adaptatives**

Ce sont des méthodes basées sur des techniques intelligentes telles que les réseaux de neurones, de la logique floue et des algorithmes génétiques [21].

### **II.2.6.6 Methodes hybrides**

Une méthode hybride résultant des combinaisons de deux méthodes de stabilité transitoire, par exemple la méthode SIME a combinée : la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine et le critère d'égalité des aires appliqué sur l'uni machine équivalent que l'on appellera OMIB (One Machine Inifinit 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 [18].

### **II.2.7 Moyen d'amélioration de la stabilité :**

La stabilité peut être améliorée en utilisant des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- L'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- L'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS [19].

## **II.3 Analyse des défauts de court circuit :**

### **II.3.1 Les court-circuit :**

Les courts- circuits sont un cas particulier des conditions anormales de fonctionnement des réseaux électriques. Les conditions anormales peuvent être dues soit à un défaut d'isolement (imperfection du matériel isolant), soit due à celle de l'exploitation (les surcharges, Non fermeture accidentel d'une phase.....etc.). Un court- circuit présente un circuit où tous les courants se convergeant vers le point de défaut, et il s'ensuit d'une augmentation des courants

dans tous les éléments du réseau en dépassent plusieurs fois les valeurs admissibles. Cette augmentation est surtout ressentie par les éléments proches au point de défaut. Les effets du courant de court-circuit ne se limitent pas seulement aux réseaux et aux installations électriques mais peut constituer un danger pour l'être humain [3].

Un court-circuit est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non (court-circuit impédant) .

Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons [19].

### II.3.2 Causes des défauts :

**Electriques** : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

**Atmosphériques** : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.

**Mécaniques** : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.

**Humaines** : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple[26].

### II.3.3 Caractéristiques des défauts :

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant. Les ingénieurs en réseaux électriques utilisent souvent le terme « défaut » [10]

#### II.3.3.1 En fonction la durée d'un court-circuit est variable :

Auto extincteur si le défaut est trop court Pour déclencher la protection.

Fugitif lorsqu'éliminé après déclenchement et réenclenchèrent de la protection.

Permanent s'il ne disparaît pas après déclenchement de la protection[11].

### II.3.3.2 Intensité du courant de court-circuit :

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme de court-circuit et pour ceux impliquant la terre du mode de mise à la terre des points neutres [26].

#### II.3.3.3 En fonction le type de défauts :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

**Court-circuit monophasé** Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, c'est le plus fréquent.

**Court-circuit triphasé** Il correspond à la réunion des trois phases, c'est le courant de CC le plus élevé.

**Court-circuit biphasé isolé** Il correspond à un défaut entre deux phases. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.

**Court-circuit biphasé terre** Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- ◆ Monophasés : 80 % des cas,
- ◆ Biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégènèrent souvent en défauts triphasés,
- ◆ Triphasés : 5 % seulement dès l'origine

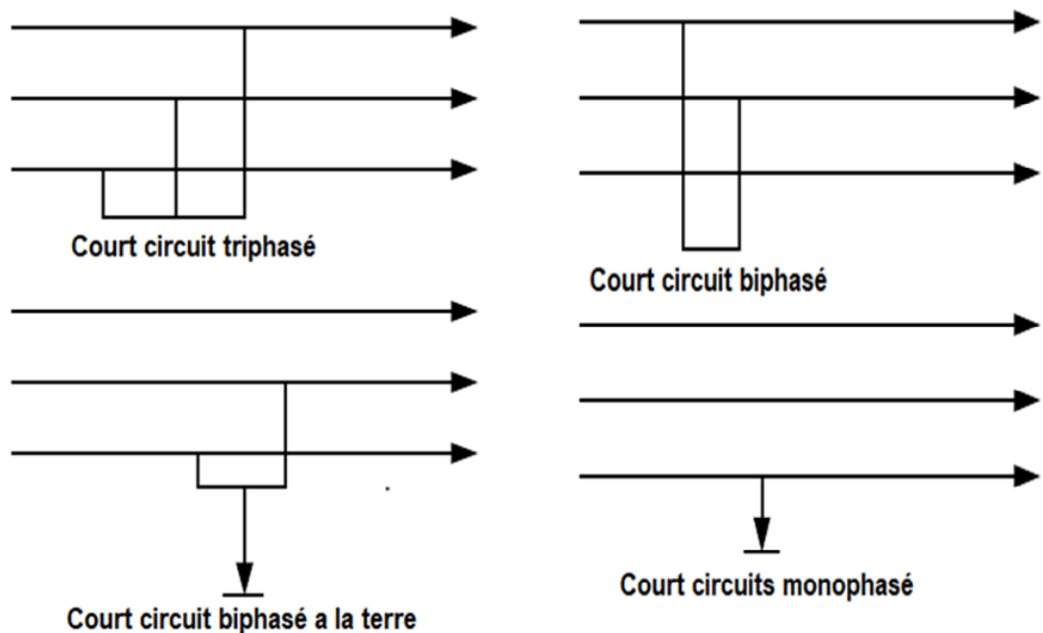


Fig. II-06 : Différentes types de défauts

### II.3.4 Conséquences des défauts sur le réseau électrique :

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à craindre sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance. Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une rupture de l'équilibre entre le couple moteur et le couple résistant de la machine, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme.

Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont généralement considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électriques THT.

Les défauts de court-circuit amènent à deux types de contraintes :

Contraintes thermiques : Sont dues aux dégagements de chaleur par effet Joule dans les conducteurs électriques.

Contraintes mécaniques : Sont dues aux efforts électrodynamiques entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces efforts s'ils dépassent les limites admises sont souvent à l'origine d'avaries graves.

De plus l'arc électrique consécutif à un défaut met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer d'important dégât au matériel.

### II.3.5 Méthode de calcul de courant de court-circuit :

La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909. Cette dernière, est retenue pour sa précision et pour son aspect analytique, ainsi qu'elle est plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques [10].

#### II.3.5.1 Théorie des composants symétriques :

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire (Figure II-3) [11].



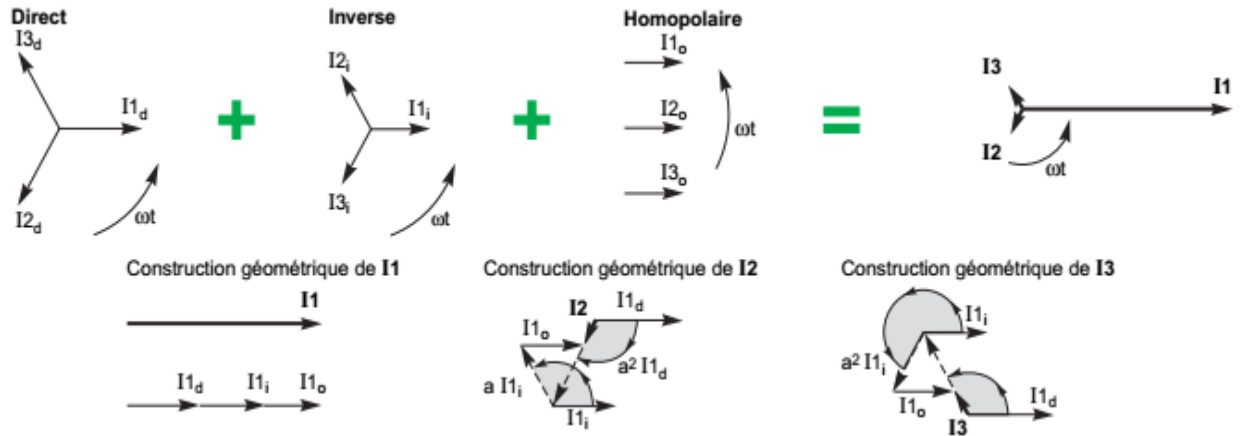


Fig. II-07 : Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés [11].

**II.3.5.1.1 Le système Direct (Positif ou de séquence d'ordre 1) :**

Consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120 °et ayant la même séquence que le système d'origine.

En prenant le vecteur  $V_a$  comme référence et sachant que l 'opérateur

$$a = -0.5 + j 0.866 = 1+120^\circ$$

il vient alors :

$$V_{a1} = V_1$$

$$V_{b1} = V_1 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_1$$

$$V_{c1} = V_1 \angle 120^\circ = a \cdot V_1$$

**II.3.5.1.2 Le système Inverse (Négatif ou de séquence d'ordre 2) :**

Consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120 ° mais de séquence opposée au système d'origine

$$V_{a2} = V_2$$

$$V_{b2} = V_2 \angle 120^\circ = a \cdot V_2$$

$$V_{c2} = V_2 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_2$$

### II.3.5.1.3 Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0) :

Ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original, on leur attribue l'indice « 0 ».

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs  $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$  peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :  $V_a = V_1 + V_2 + V_0$

$$V_b = a^2 V_1 + a V_2 + V_0$$

$$V_c = a V_1 + a^2 V_2 + V_0$$

Pour déterminer  $V_1$ ,  $V_2$  et  $V_0$  en fonction de  $V_a$ ,  $V_b$  et  $V_c$  on a deux méthodes

\*1er méthode : utiliser la matrice inverse  $[T]^{-1}$

\*2ème méthode : utiliser  $1 + a + a^2 = 0$

on aura :

$$V_1 = 1/3 [V_a + a V_b + a^2 V_c]$$

$$V_2 = 1/3 [V_a + a^2 V_b + a V_c]$$

$$V_0 = 1/3 [V_a + V_b + V_c]$$

### **II.3.6 Valeurs des impédances des éléments du réseau :**

Remarques générales concernant les impédances directes  $Z_d$  est l'impédance directe d'un élément, elle correspond à l'impédance mesurée lorsqu'on lui applique un système de tensions triphasées aux bornes de trois phases. Elle est identique à l'impédance  $Z_{cc}$  utilisée pour le calcul des courants de court-circuit triphasé symétrique. En effet, lors d'un court-circuit triphasé symétrique, le système direct de tensions de l'alimentation est appliqué aux éléments du réseau parcourus par le courant de court-circuit. On a donc la relation  $Z_d = Z_{cc}$  pour tous les éléments du réseau [10].

Remarques générales concernant les impédances inverses le caractère symétrique des câbles, des lignes et des transformateurs entraîne que l'impédance directe est égale à l'impédance inverse pour ces éléments.

On a donc la relation  $Z_i = Z_d = Z_{cc}$  pour tous les éléments du réseau autres que les machines tournantes. Remarques générales concernant les impédances homopolaires

Elle est directement liée au régime du neutre de distributeur :

- si le neutre est mis à la terre par une bobine de Petersen, l'impédance homopolaire est considérée comme infinie, car le courant de défaut à la terre est nul.
- Si le neutre est mis directement à la terre, l'impédance homopolaire est à peu près égale à l'impédance directe.
- Si le neutre est mis à la terre par résistance, l'impédance homopolaire est à peu près égale à 3 fois cette résistance, car les impédances du transformateur et des liaisons sont négligeables devant la résistance de limitation [10].

$$Z_0 = 3Z_n \text{ avec } Z_n = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_L} \dots \dots \dots \text{ (II-18)}$$

$I_L$  : courant de limitation.

### II.3.6.1 Impédance des alternateurs :

Pour les alternateurs, au lieu de donner les valeurs des impédances caractéristiques ( $X_d$ ,  $X'_d$ ,  $X''_d$ ,  $X_i$ ,  $X_0$ ) en ohms, les constructeurs donnent celles-ci en %.

- $X_d$  est la valeur du moment de défaut et continuer brièvement.
- $X'_d$ ,  $X''_d$  est la valeur prise par le générateur après le défaut [10].

### II.3.6.2 Impédance des transformateurs :

Les valeurs pour les trois  $X_d$ ,  $X_i$ ,  $X_0$  Sont souvent égale.

- Impédance homopolaire

Pour les transformateurs, l'impédance homopolaire dépend des possibilités de ré-bouclage des courants de défauts à la terre. La (Fig. II.05) indique l'impédance homopolaire des transformateurs en fonction des modes de couplage [10].

Groupement		Schéma unifilaire équivalent	Valeur de la réactance homopolaire du transformateur, vue	
Primaire	Secondaire		des bornes primaires 1	des bornes secondaires 2
			Infinie	Infinie
			Infinie	Infinie
			F. L. : infinie F. F. : $X_{11} = 10 \text{ à } 15 \text{ fois } X_{cc}$	F. L. : infinie F. F. : infinie
			$X_{12} = X_{cc}$	$X_{12} = X_{cc}$
			Infinie	Infinie
			$X_{12} = X_{cc}$	Infinie

Fig. II-08 : Impédance homopolaire des transformateurs[27].

### II.3.6.3 Impédance des lignes :

Réactance directe des lignes aériennes La réactance linéique des lignes aériennes est proche de celle du vide  $\mu_0 \omega$  ( $\mu_0 = 4 \pi \times 10^{-7}$ ).

Les valeurs à retenir sont :

- $X = 0,3 \Omega/\text{Km}$  pour les lignes BT ou HTA.
- $X = 0,4 \Omega/\text{Km}$  pour les lignes HTB.

La réactance homopolaire  $X_0$  des lignes aériennes est à peu près égale à 3 fois la réactance directe :  $X_0=3X_d$  [10].

### II.3.7 selon les différents types de court-circuit :

#### II.3.7.1 Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases. L'intensité de court-circuit  $I_{cc3}$  est :

$$I_{cc} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}} \dots\dots\dots (\text{II-19})$$

Avec  $U$  (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge. Par exemple, dans les réseaux 390 V, la tension composée adoptée est  $U = 410$  V, avec comme tension simple  $U / \sqrt{3} = 237$  V.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance  $Z_{cc}$ , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par l' $I_{cc}$  du générateur jusqu'au point de défaut de la source et des lignes - (fig. II-). C'est en fait l'impédance « directe » par phase :

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \dots\dots\dots (\text{II-20})$$

avec

$\sum R$  = somme des résistances en série,

$\sum X$  = somme des réactances en série.

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivaut d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau.

Le calcul d' $I_{cc3}$  est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter) [28].

#### II.3.7.2 Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée  $U$ . L'intensité  $I_{cc2}$  débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{cc} = \frac{U}{2.Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} . I_{cc3} \approx 0.86 I_{cc3} \dots\dots\dots (\text{II-21})$$

Dans le cas d'un défaut proche des machines tournantes, les impédances de celles-ci sont telles que  $I_{cc2}$  est proche de  $I_{cc3}$  [28].

### II.3.7.3 Court-circuit monophasé isolé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre, alimenté sous une tension simple

$$V = U / \sqrt{3}.$$

L'intensité  $I_{cc1}$  débitée est alors 
$$I_{cc1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}} \dots\dots\dots(II-22)$$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé l'impédance homopolaire de la source est plus faible que  $Z_{cc}$  (par exemple aux bornes d'un transformateur à couplage étoile-zig zag ou d'un alternateur en régime subtransitoire).

L'intensité monophasée peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé [28].

### II.3.7.4 Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire  $Z_0$ . Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité  $I_{cco}$  débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé. Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT) [28].

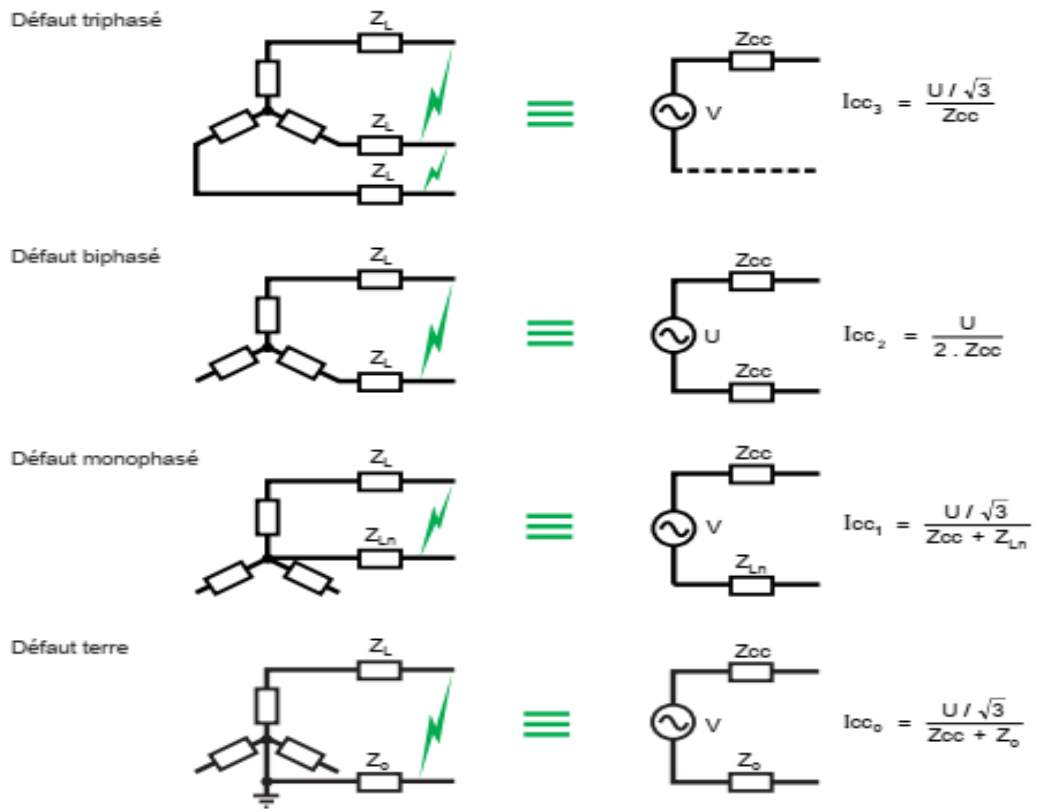


Fig. II-09 : les différents courants de court-circuit [29].

### II.3.8 calcul d'écoulement de puissance :

L'étude de l'écoulement de puissance consiste à rechercher un point de fonctionnement stable à un moment donné à travers une information complète du courant et de la puissance. En fait, ils'agit principalement de calculer les quatre paramètres suivants au niveau de chaque nœud de réseau :  $P, Q, V$  et  $\delta$

Il existe plusieurs méthodes de calcul d'écoulement de puissance et les plus importants sont le méthode de gauss-seidel ,methode de newton-raphson et le méthode decouplee rapide [7].

#### II.3.8.1 Calcul de l'E.P par la méthode de newton-raphson N-R :

Cette méthode est la plus utilisée pour résoudre les équations non linéaires. Dans les réseaux électriques, elle a été aussi la méthode préférée pour la plupart des logiciels commerciaux d'analyse de réseaux électriques. La forte convergence et la simplicité de cette méthode la rendent très efficace [29].

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 [16] :

Les tensions des jeux de barres et les admittances des lignes sont exprimées sous forme polaire :

$$\bar{V}_k = V_k \angle \delta_k$$

$$Y_{kn} = |Y_{kn}| \angle \theta_{kn}$$

$$P_k - jQ_k = V_k \sum_{n=1}^N \bar{Y}_{kn} \bar{V}_n = \sum_{n=1}^N \bar{V}_k V_n Y_{kn} \angle (\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k)$$

Donc :

$$P_k = \sum_{n=1}^N \bar{V}_k \bar{V}_n \bar{Y}_{kn} \cos(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k)$$

$$Q_k = - \sum_{n=1}^N \bar{V}_k \bar{V}_n \bar{Y}_{kn} \sin(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k)$$

Comme dans la méthode de GAUSS-SEIDEL, le jeu de barres de référence ne sera pas considéré puisque le module et l'angle de la tension au niveau de ce jeu de barres sont spécifiés. P et Q sont spécifiées pour tous les jeux de barres sauf le swing bus elles correspondent au vecteur K à partir des équations précédentes :

$$P_k = \sum_{n=1}^N \bar{V}_k \bar{V}_n \bar{Y}_{kn} \cos(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k)$$

$$Q_k = - \sum_{n=1}^N \bar{V}_k \bar{V}_n \bar{Y}_{kn} \sin(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k)$$

On définit :

$$\Delta P_k = P_{k\text{spec}} - P_{k\text{cal}}$$

$$\Delta Q_k = Q_{k\text{spec}} - Q_{k\text{cal}}$$

Ceci correspond au vecteur  $\Delta K$

Le jacobien est formé à partir des dérivées partielles de P et Q par rapport aux variables V et  $\delta$ .

Les éléments du vecteur  $\Delta \delta^{(0)}$  et  $\Delta V^{(0)}$  sont les corrections à ajouter aux valeurs estimées  $\delta^{(0)}$  et  $V^{(0)}$  pour obtenir  $\delta^{(1)}$  et  $V^{(1)}$  nécessaires pour calculer  $\Delta P^{(1)}$  et  $\Delta Q^{(1)}$ .

## Conclusion :

Pour le calcul du courant de court-circuit il y a plusieurs méthodes qu'ont été conçues de telle sorte que le courant de court-circuit puisse être calculé à la main ou à l'aide d'un moyen informatique.

Nous avons exposé au début de ce chapitre l'importance du problème de la stabilité lors de l'étude d'un réseau électrique. Puis nous avons présenté les différents types de la stabilité, notamment la stabilité angulaire on donne ses différents types. Par la suite les différents types de défauts, leurs causes et leurs conséquences. Nous avons présenté également les formules concernant le calcul des courants de court-circuit des différents types de défauts.

Le prochain chapitre sera consacré pour exposer les résultats et l'effet du courant de court-circuit sur les réseaux électriques en utilisant le logiciel Matlab/Simulink (PSAT).



# **Chapitre III**

**Résultats de simulation et  
leurs interprétations**

### III.1 Introduction :

Les courants et tensions qui apparaissent lors d'une perturbation affectant les réseaux électriques, jouent un rôle important dans la stabilité du système. Ces perturbations peuvent être externes (telles que les coups de foudre) ou internes (telles que les défauts de court-circuit, les variations brusques de charge, etc.). Elles affectent les conditions de fonctionnement normal, et conduisent souvent à la perte de la stabilité de tout le système.

Dans le présent chapitre, nous étudions le comportement des réseaux électriques face au défaut symétrique (court-circuit triphasé), sans intégrations des dispositifs FACTS tels que SVC, STATCOM.

Nous allons étudier l'influence de différents facteurs cités ci-après sur la stabilité transitoire :

- la localisation du défaut
- le temps d'élimination des défauts (lent ou bien rapide)
- la variation de la résistance de défaut (la charge)

Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été obtenus par le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox).

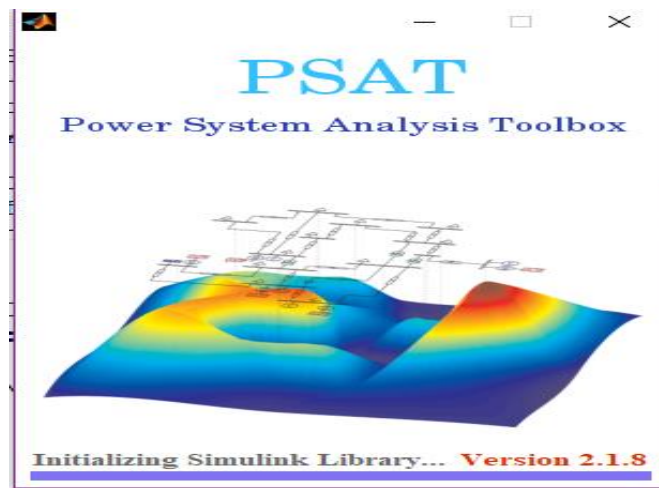


Fig. III-01 : Page d'accueil du PSAT

### III.2 Logiciel de simulation :

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 Domaine Simulation) [30, 31].

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 [30].

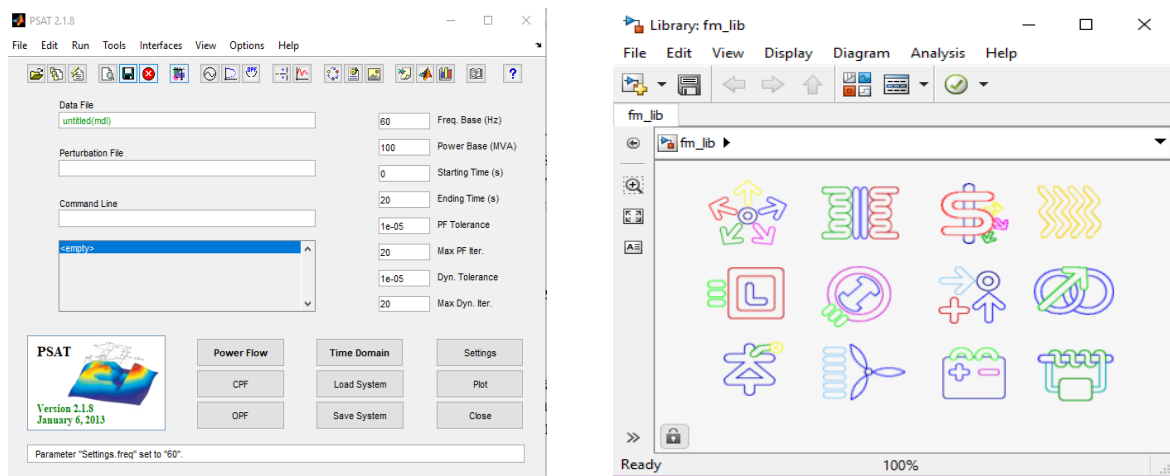


Fig. III-02 : Interface graphique (GUI) du PSAT

### III.2.1 Utilisation de PSAT :

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

- 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 [31].
-

### III.3 Réseau test :

Le réseau test IEEE14JB , montré dans la Figure III.3, Il comprend deux générateurs(G1 et G5) installés aux nœuds 1 et 2, trois générateurs compensateurs synchrones (G3,G4 et G2) installés aux nœuds 3,6 et 8. Les générateurs sont considérés avec la limitation sur la puissance réactive. Les paramètres complets du réseau test, sont présentés en Annexe A

Ce réseau contient:

- ✓ 5 générateurs.
- ✓ 4 transformateur.
- ✓ 14 jeux de barres.
- ✓ 11 charges statiques.
- ✓ 20 lignes.

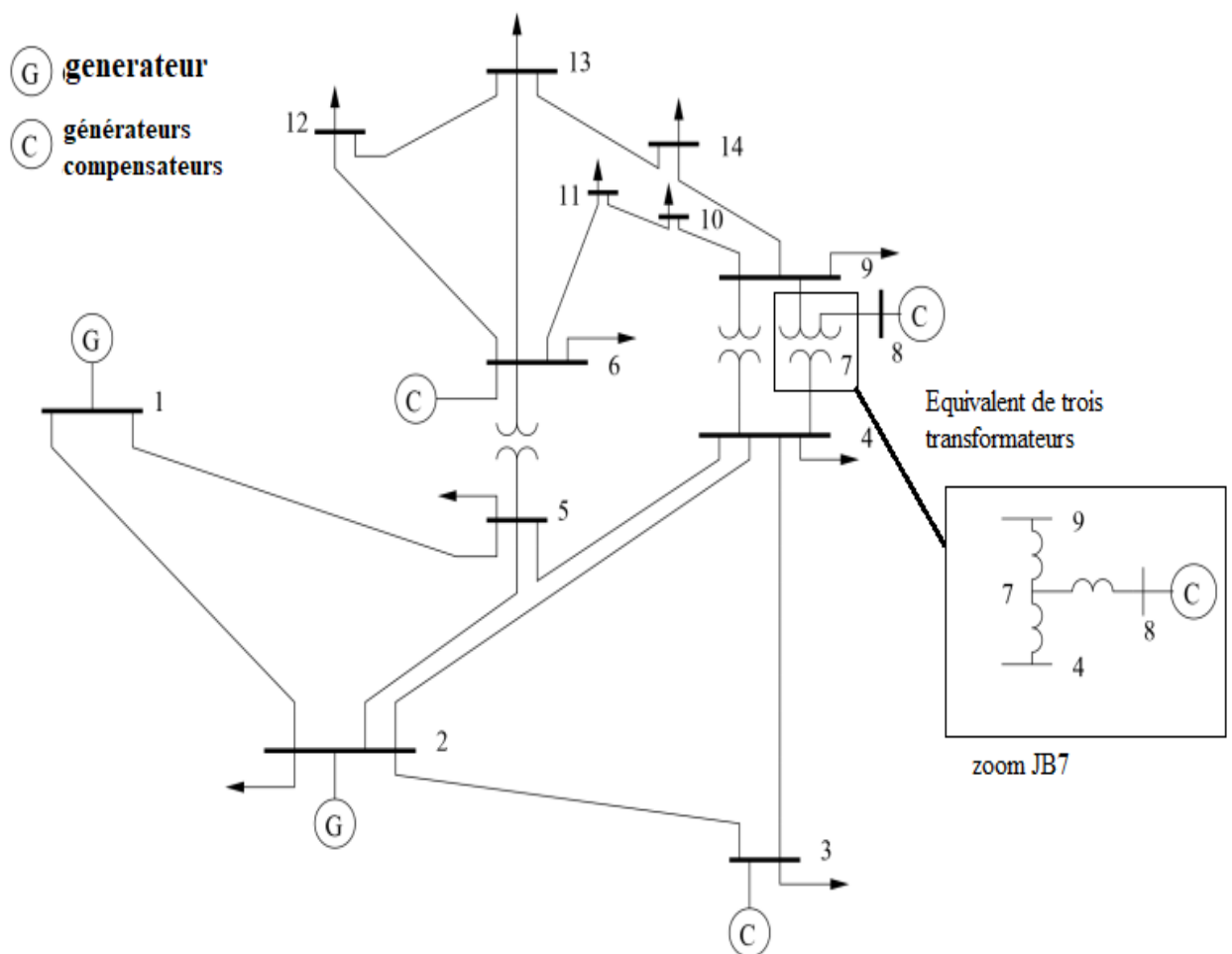


Fig. III-03 : Schéma d'un réseau test de 14 jeux de barres

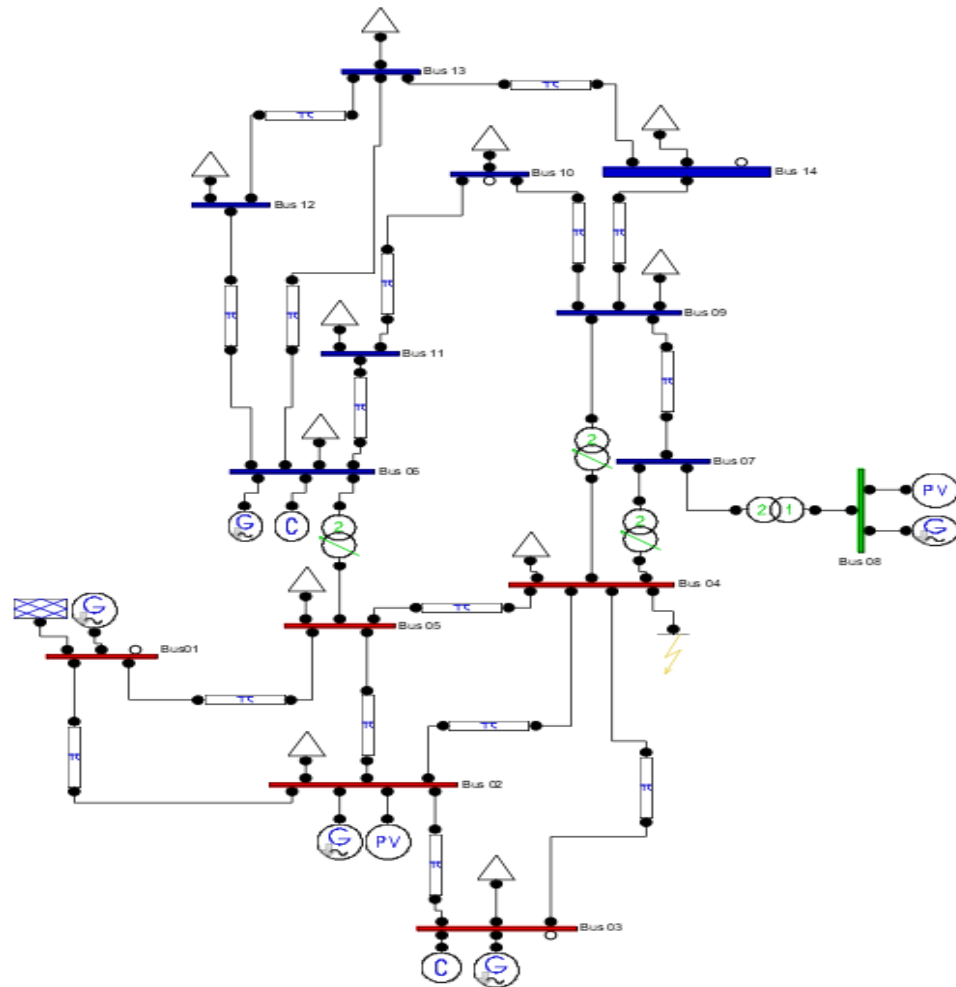


Fig. III-04 : Structure de réseau test sur logiciel PSAT.

### III.4 Etude de l'influence de défaut sur la stabilité du réseau à 14 JB :

Dans ce modèle de 14 JB, on s'intéresse en premier lieu à l'introduction des défauts (en agissant sur leurs emplacements, leurs durées et leurs résistances). Ensuite, de voir leurs effets sur la stabilité de ce dernier, on considère un défaut triphasé se produisant, à l'instant  $t = 4s$  pour tous les cas.

#### III.4.1 Evaluation par rapport la distance entre le défaut et les JB (PV) de générateur avec $T_d=250ms$ :

##### III.4.1.1 1<sup>er</sup> Cas : Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 01 :

Les résultats de simulations représentées dans les Fig. III-5(a-b-c-d-e) montrent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ses vitesses, ses tensions et ses puissances active et réactive.

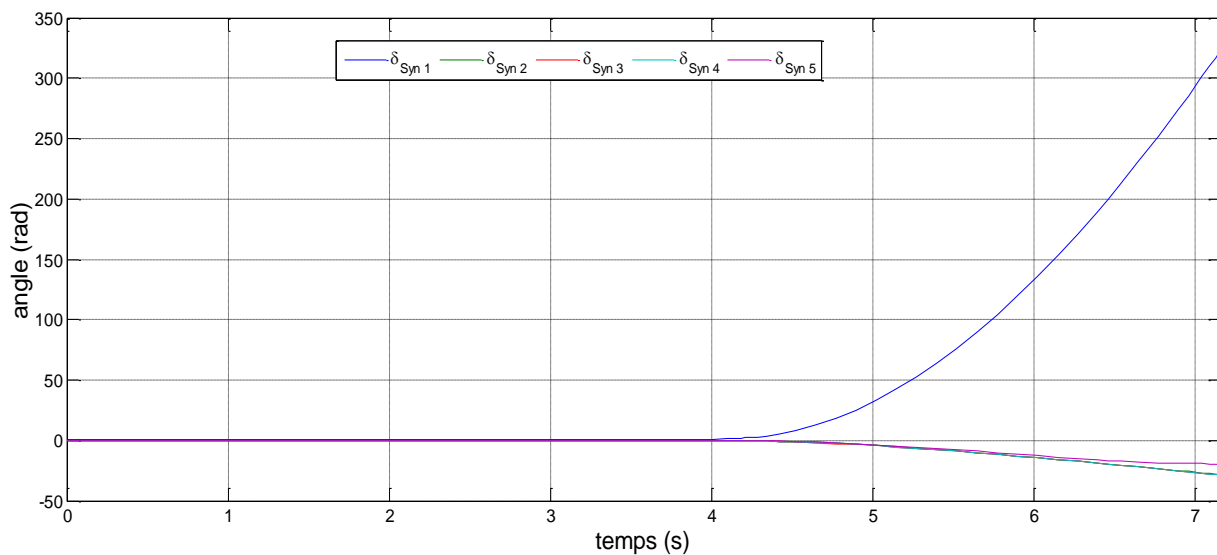


Fig. III-05-a : les angles rotorique (rad) de 5 générateurs

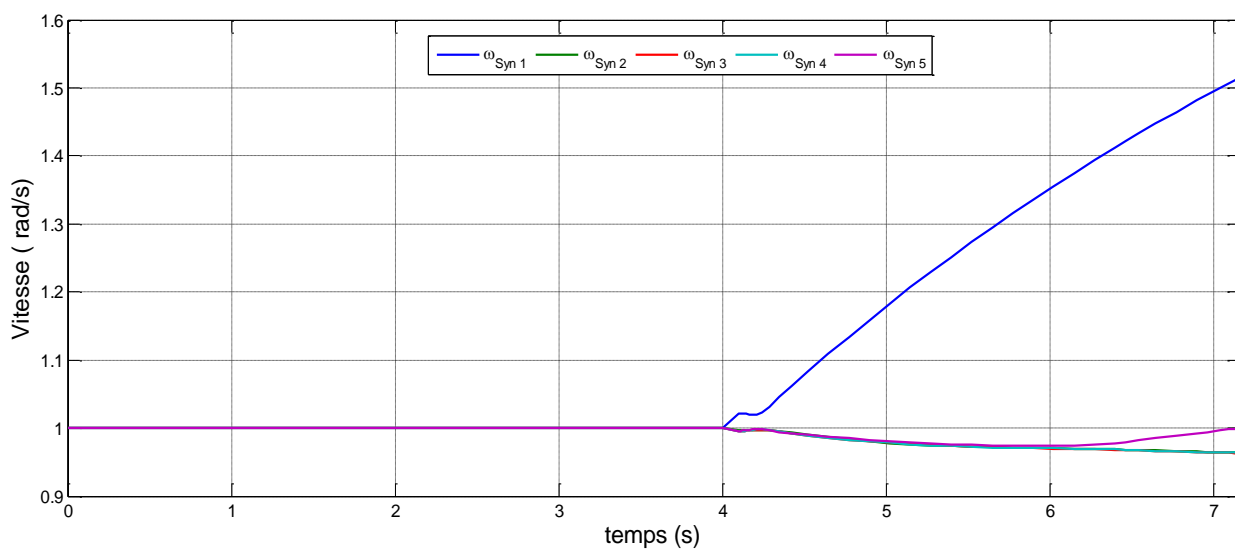


Fig. III-05-b : les vitesses (rad/s) de 5 générateurs

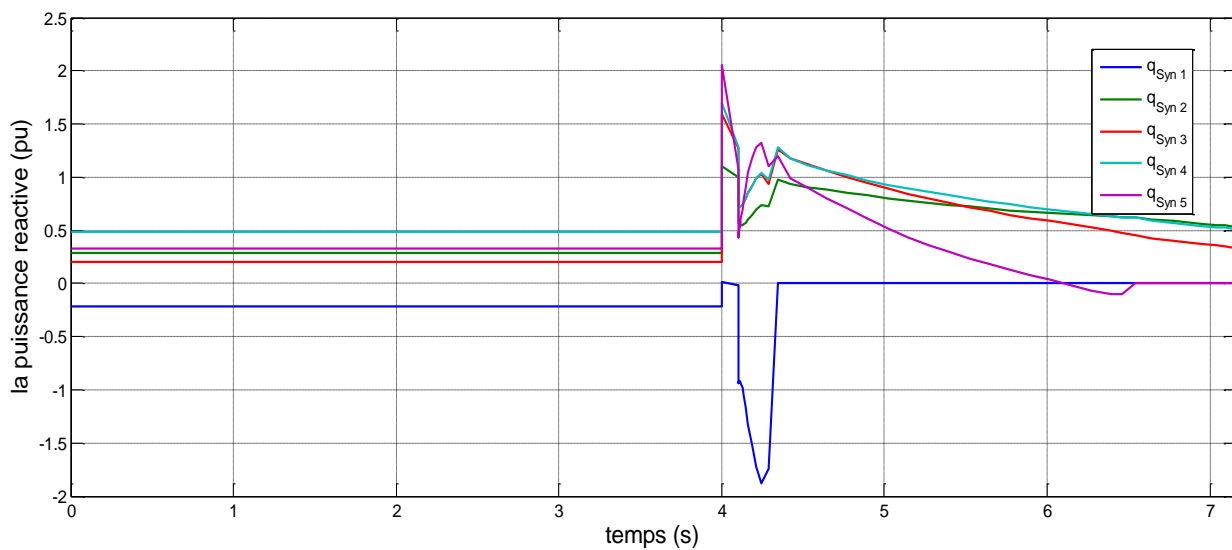


Fig. III-05-c : l'allure des puissance réactive (pu) de 5 générateurs

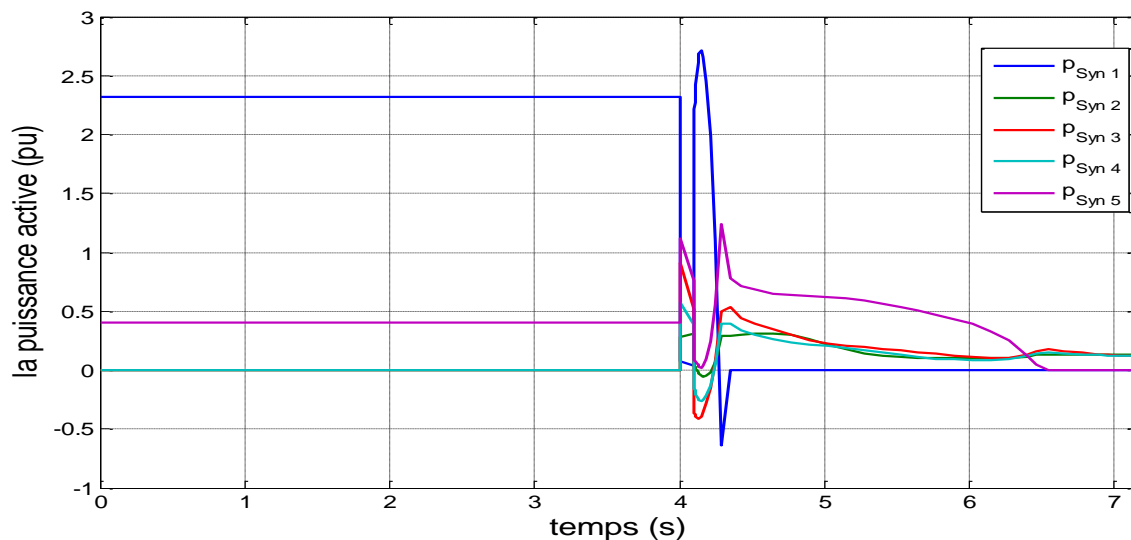


Fig. III-05-d : l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs

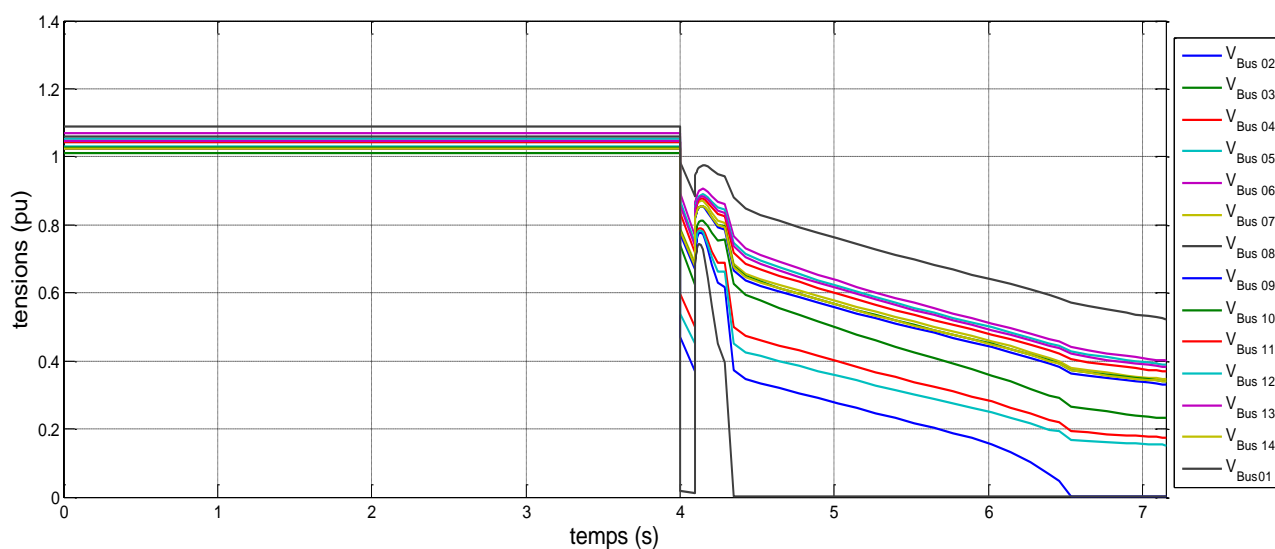


Fig. III-05-e : l'allure des tensions (pu)

**Interprétation :**

Dans le cas d'un défaut sur le jeu de barre de génération, le système a perdu sa stabilité

- Pour les vitesses angulaires on voit clairement qu'il y'a une accélération pour la vitesse de G1 et des accélérations pour les autres générateurs.
- Pour les puissances nous observons des fortes oscillations au niveau des G1 et G5 par rapport les autres jusqu'à 4.250s ensuite, toutes les puissances sont démunies puis s'annulent.
- Nous avons également constaté qu'un creux se présente pour chaque tension à côté de JB01.

**III.4.1.2 2<sup>ème</sup> Cas : Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 10 :**

Les résultats de simulations représentées dans les Fig. III-6-a-b-c montrent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ses vitesses, ses tensions et ses puissances active et réactive.

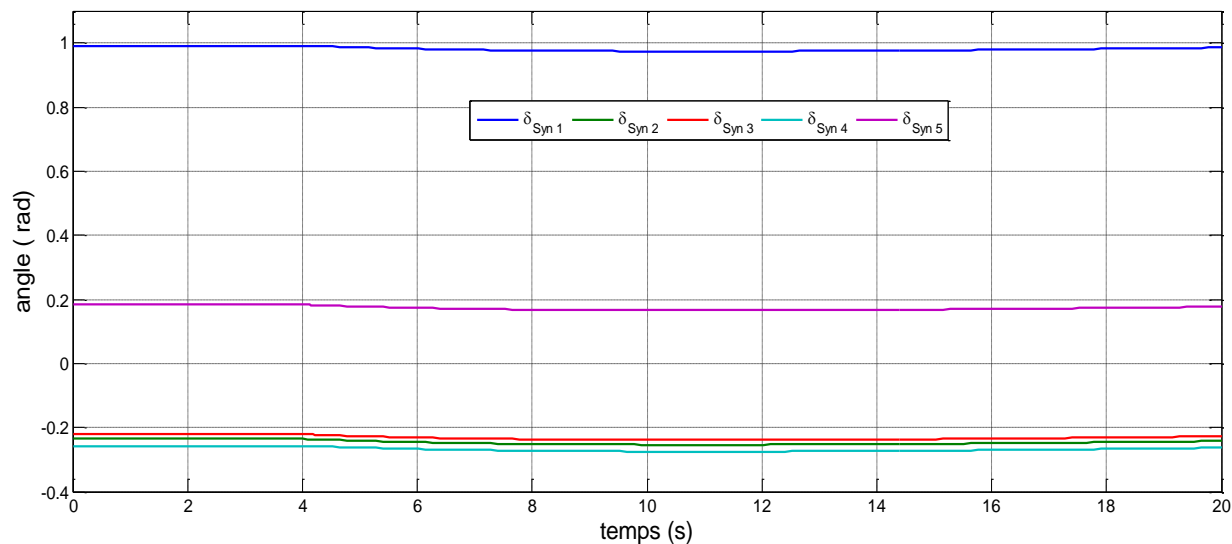


Fig. III-06-a : les angles rotorique (rad) de 5 générateurs

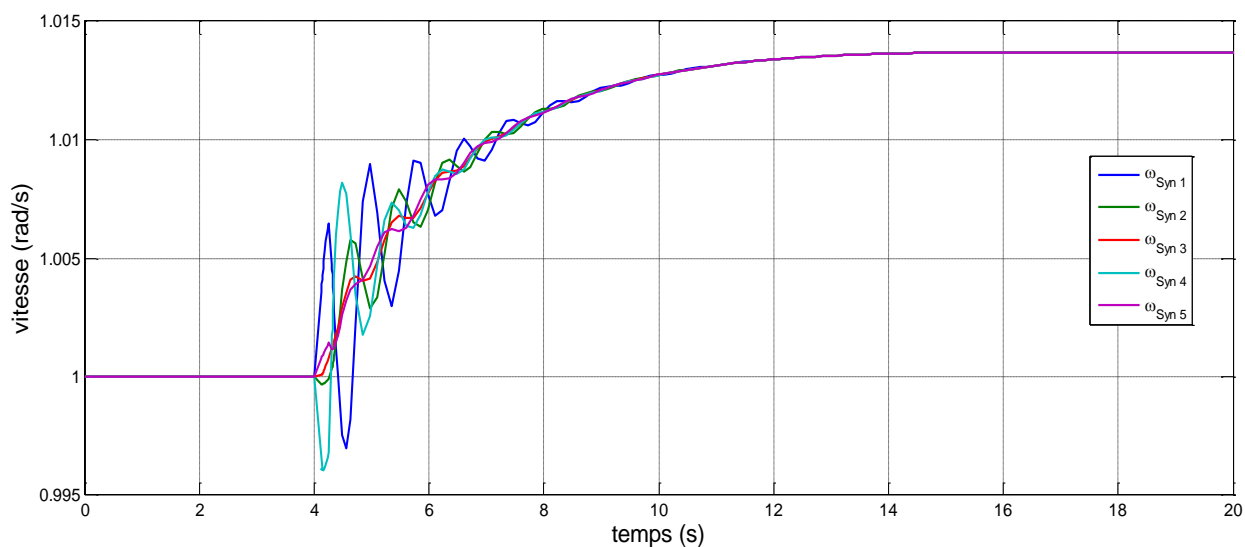


Fig. III-06-b : les vitesses (rad/s) de 5 générateurs



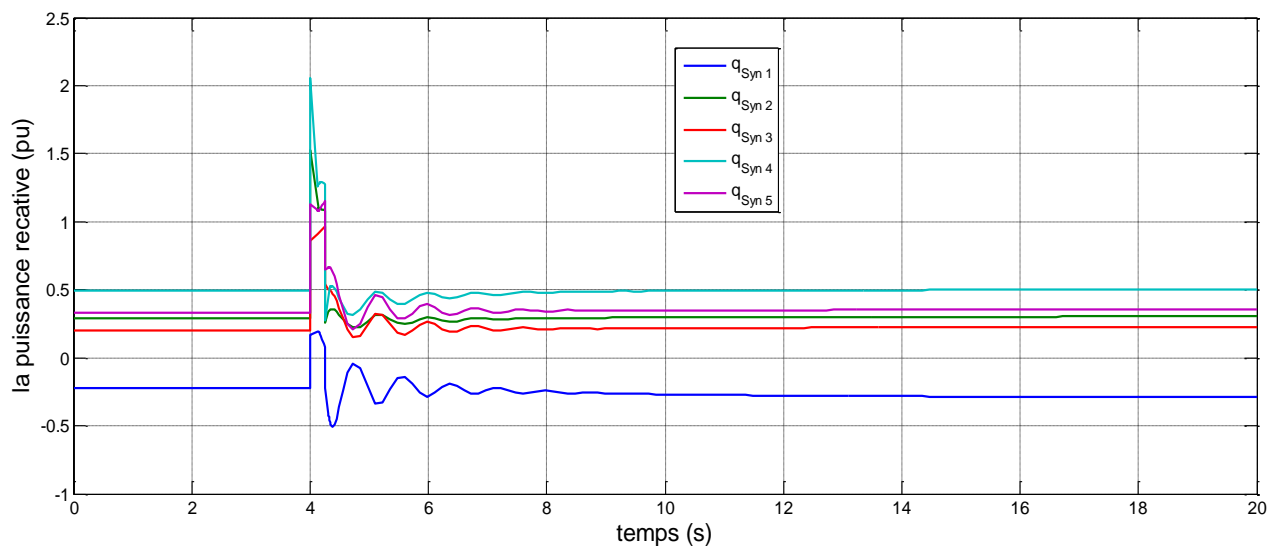


Fig. III-06-c : l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs

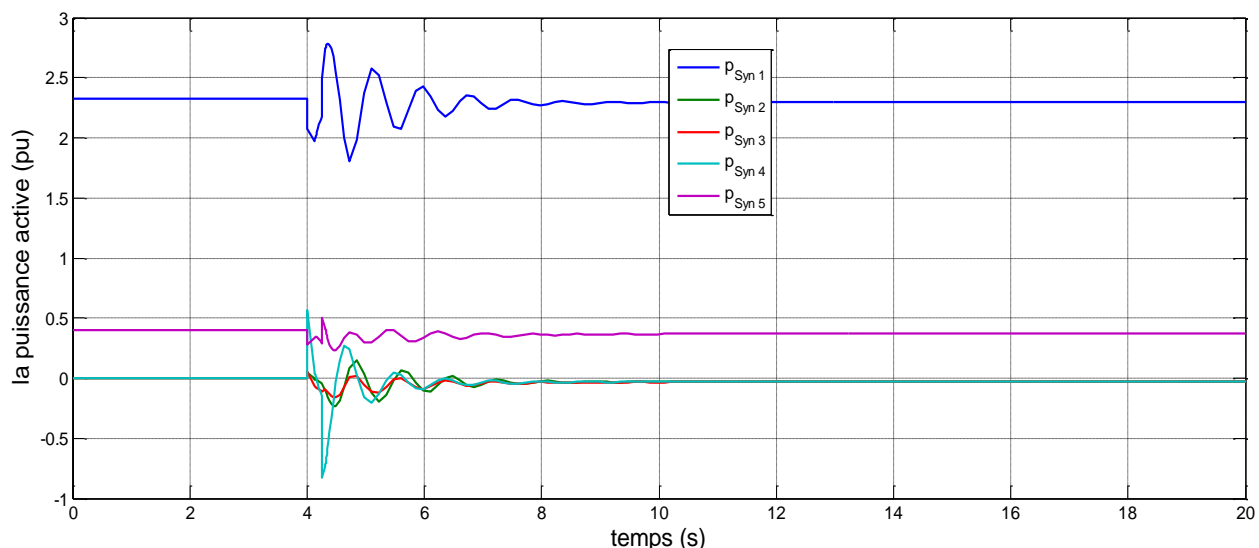


Fig. III-06-d : l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs

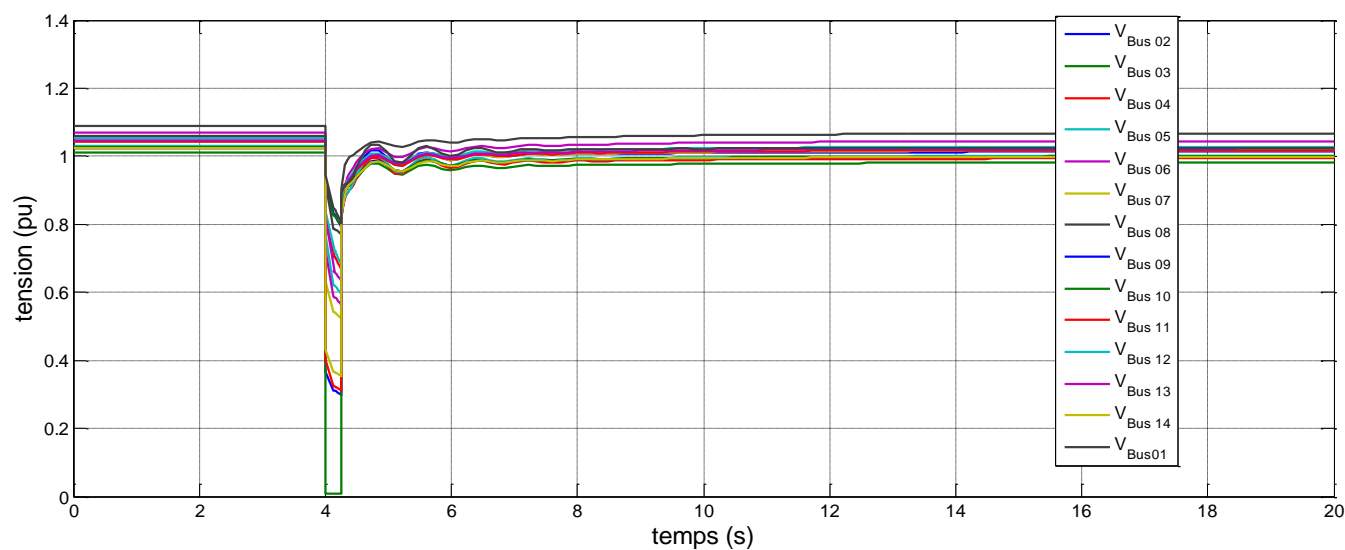


Fig. III-06-e : l'allure des tensions (pu)

**Interprétation :**

Le système reste stable par ce que le défaut est très loin par rapport les générateurs.

- Fortes oscillation pour la vitesse de G1 et G4 par rapport les autres et après l'élimination de défaut les vitesses restent dans leurs synchronismes mais avec accélération de 0.9% par rapport à l'état initial.
- Nous avons constaté qu'un creux se présente pour chaque tension à proche de JB10, une fois que le défaut est éliminé toutes les tensions reprennent leurs allures initiales.
- De fortes oscillations de la puissance active et réactive surtout au niveau de G4.

**III.4.1.3 3<sup>eme</sup> Cas : Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 07 :**

Les résultats de simulations représentées dans les Fig. III-7-a-b-c montrent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ses vitesses, ses tensions et ses puissances active et réactif

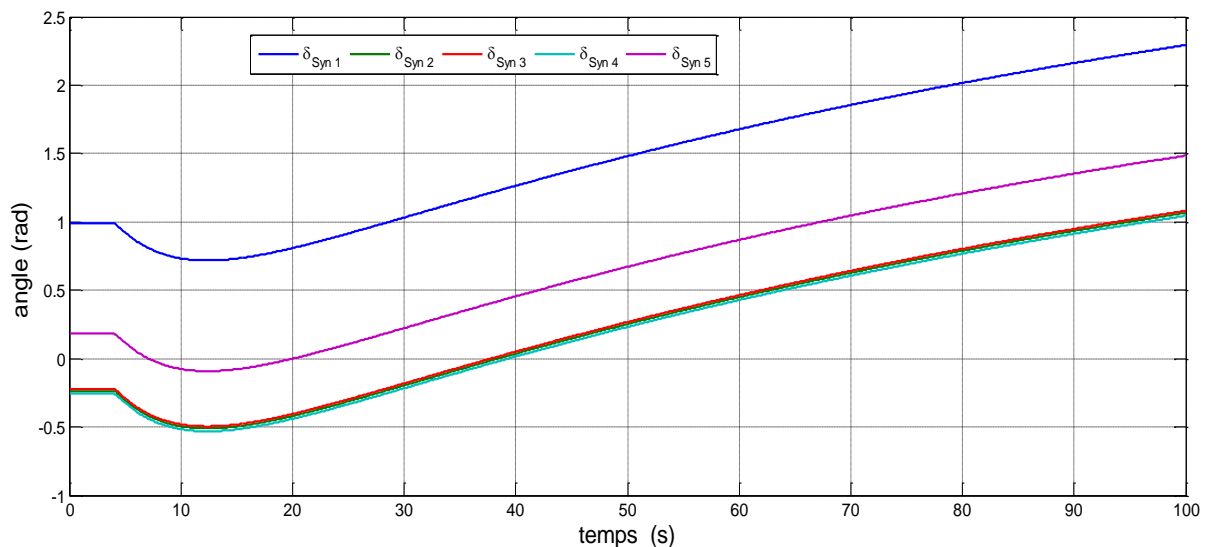


Fig. III-07-a : les angles rotorique (rad) de 5 générateurs

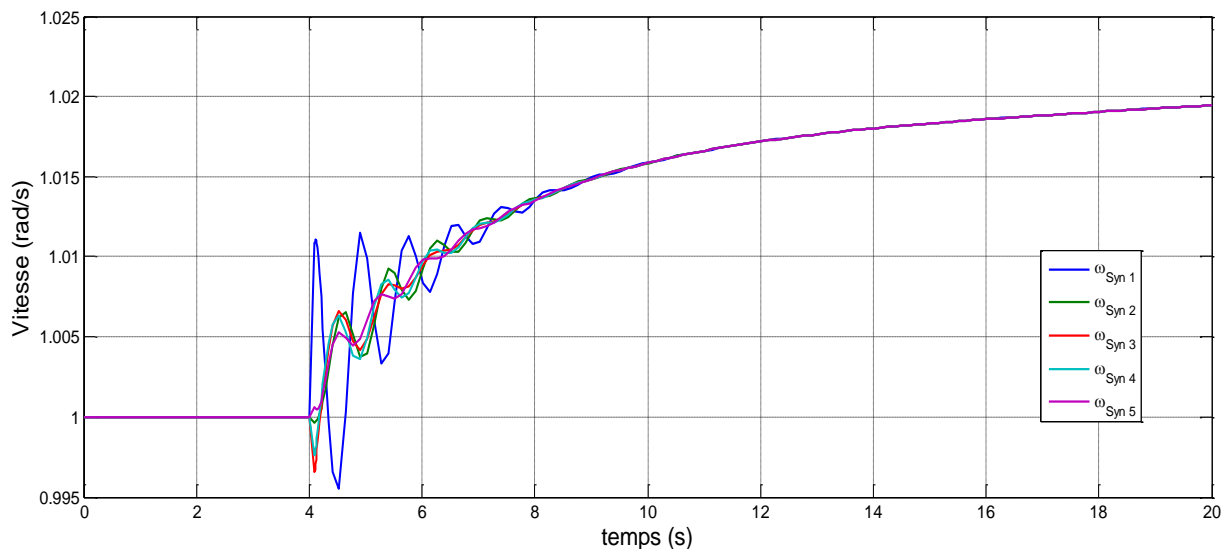


Fig. III-07-b : les vitesses (rad/s) de 5 générateurs

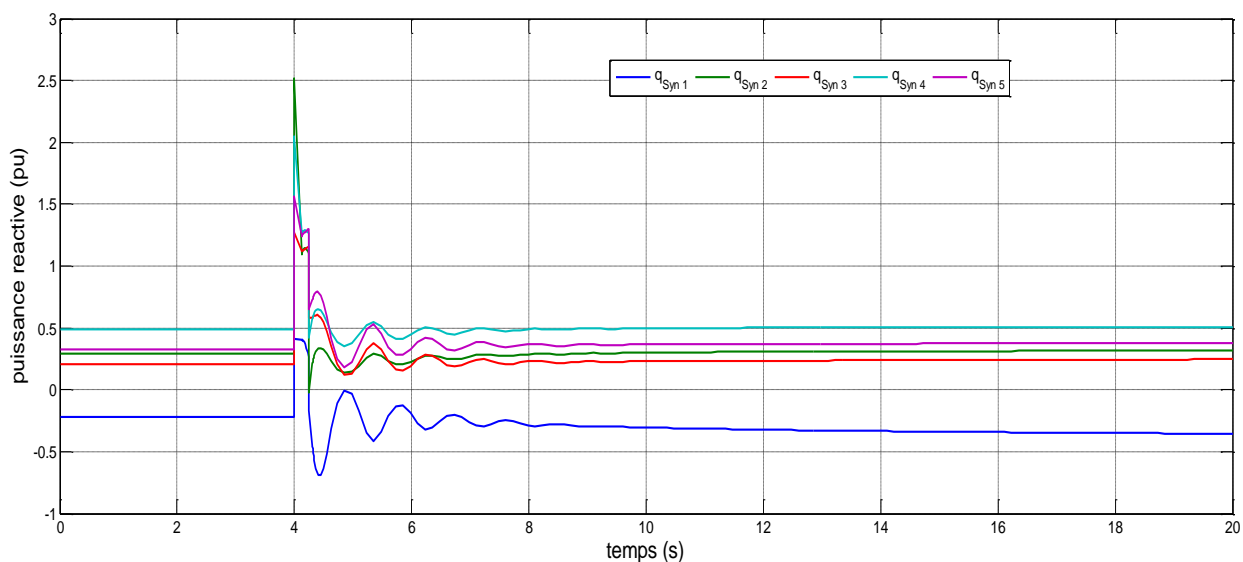


Fig. III-07-c : l'allure des puissances réactive (pu) de 5 générateurs

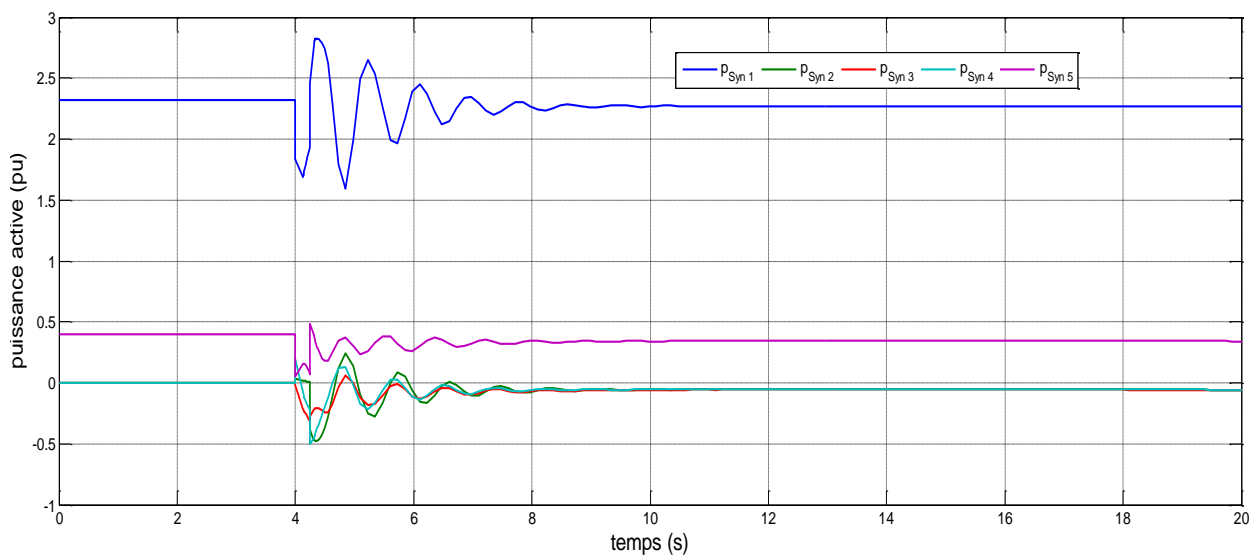


Fig. III-07-d : l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs

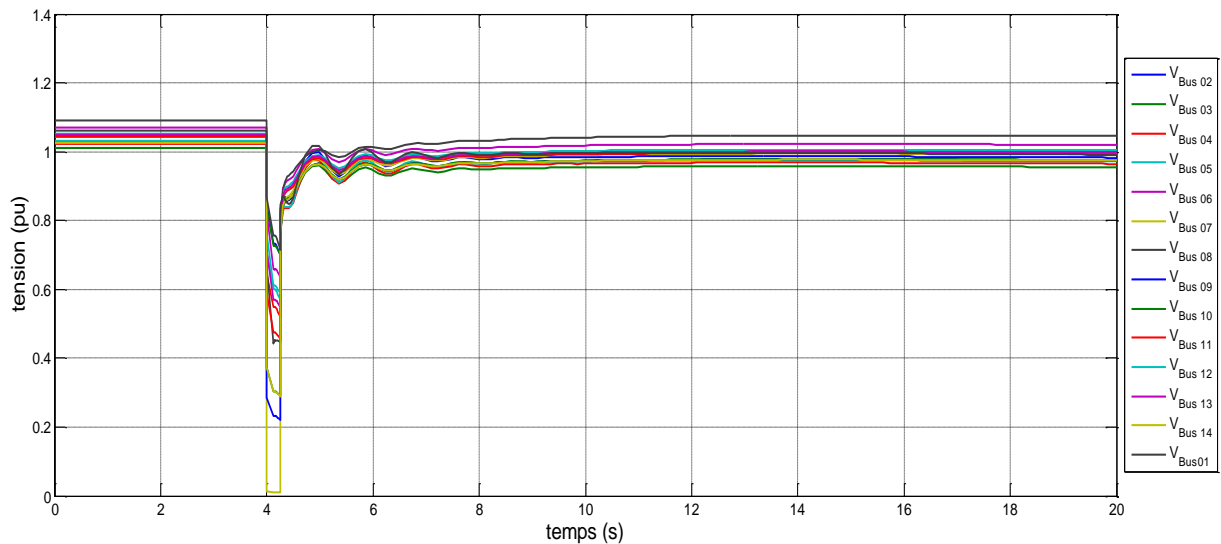


Fig. III-07-e : l'allure des tensions (pu)

**Interprétation :**

Le système reste stable avec des oscillations qui durent long temps à cause de la sévérité du défaut par ce que le JB07 est un nœud de référence.

- Pendant le défaut on voit une forte oscillation pour la vitesse de G1 par rapport aux autres et après l'élimination de défaut les vitesses restent dans leurs états de synchronisme mais avec une accélération de 2.5% par rapport à l'état initial.
- Nous avons constaté qu'un creux se présente pour chaque tension à proximité de JB07, une fois que le défaut est éliminé toutes les tensions reprennent leurs allures initiales.
- De fortes oscillations des puissances actives et réactives surtout au niveau de G4 et G1.

Pour l'influence du défaut par rapport à la localisation. Les résultats présentés par les figures précédentes montrent que les pertes dans les jeux de barres ont fortement déséquilibré le système. En effet, pour le premier cas, les générateurs sortent de service alors dans ce cas le réseau est effondré parce que le défaut est très proche du générateur, et c'est causé par l'égalité production-consommation. Mais avec le 2ème et 3ème cas le réseau a pu garder son synchronisme et sa stabilité, avec une accélération dans les vitesses et l'angle. Alors comme le défaut est proche du jeu de barres de génération le pourcentage de l'instabilité du réseau est très grand. Il est très intéressant de noter que la position du défaut par rapport aux sources de puissance joue un rôle très important dans l'étendue des dégâts de défauts sur la stabilité.

### III.4.2 Evaluation par rapport le temps de défaut :

#### III.4.2.1 1<sup>er</sup> Cas : Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 04 avec $T_d=0.1s$ :

Les résultats de simulations représentées dans les Fig. III-8(a-b-c-d-e) montrent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ses vitesses, ses tensions et ses puissances active et réactive.

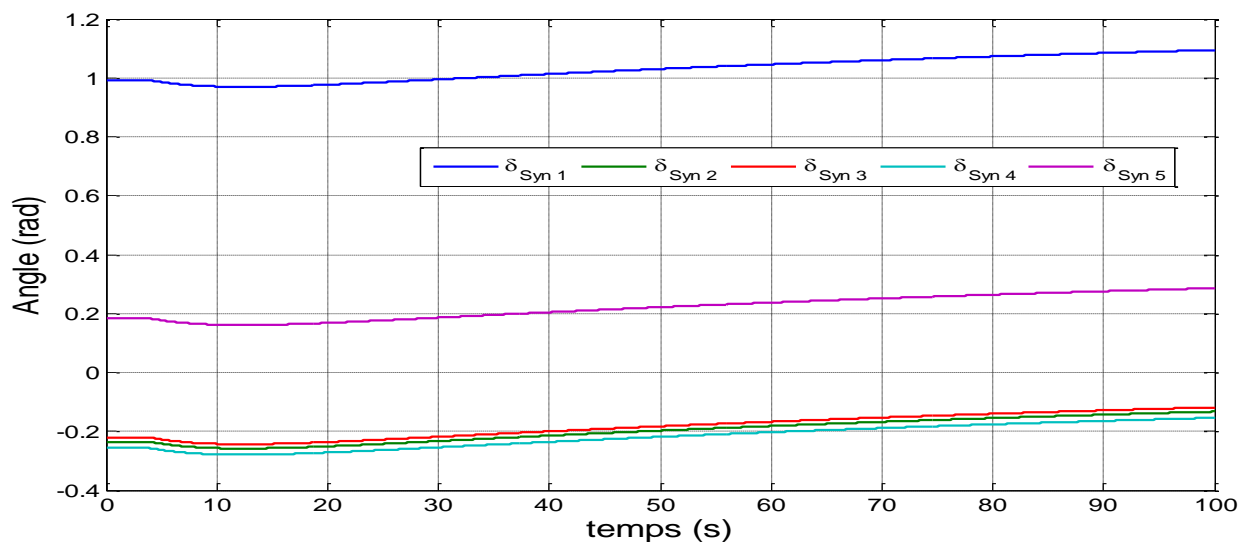


Fig. III-08-a- : les angles rotorique (rad) de 5 générateurs

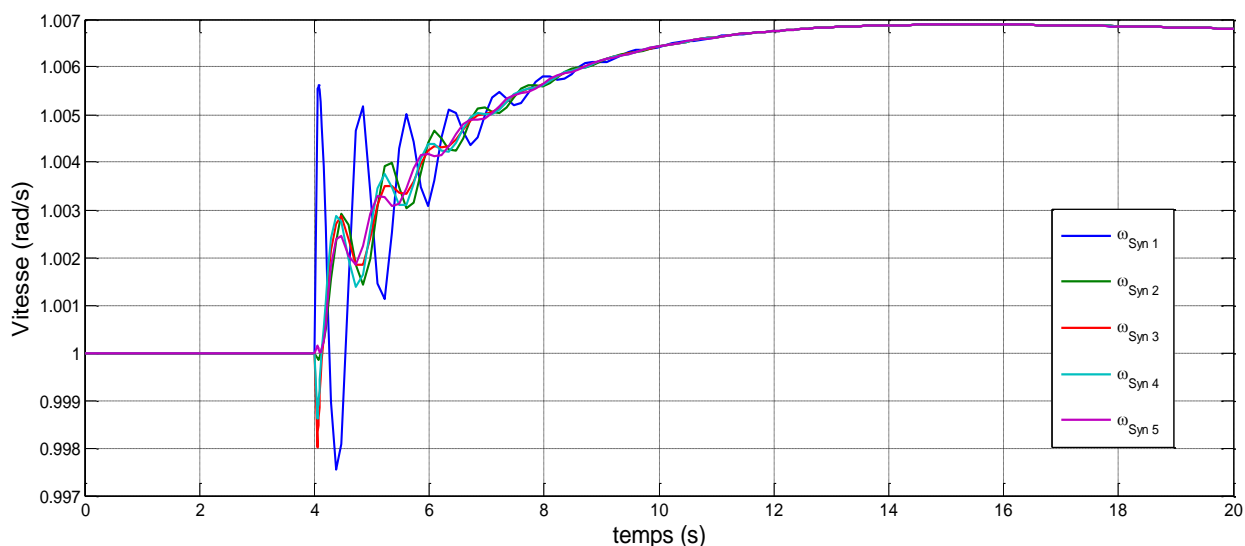


Fig. III-08-b : les vitesses (rad/s) de 5 générateurs

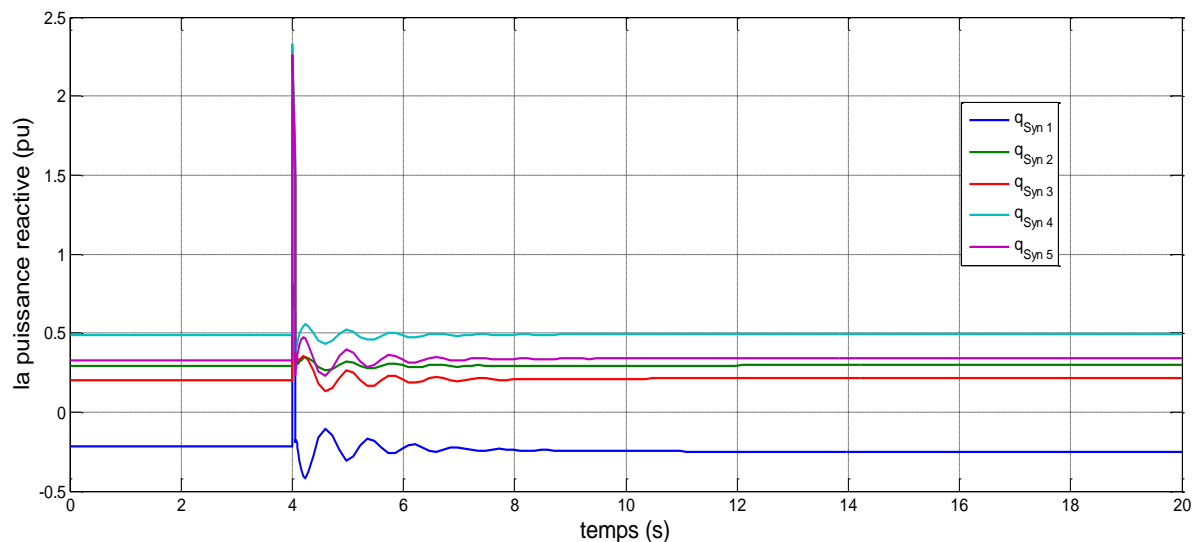


Fig. III-08-c : l'allure des puissances réactive (pu) pour les 5 générateurs

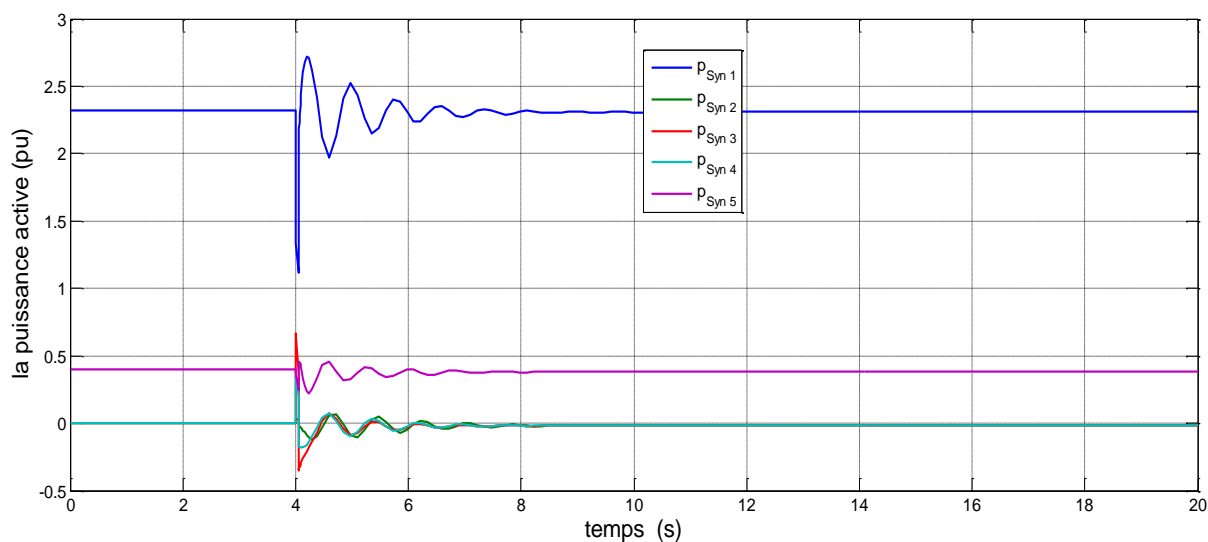


Fig. III-08-d : l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs

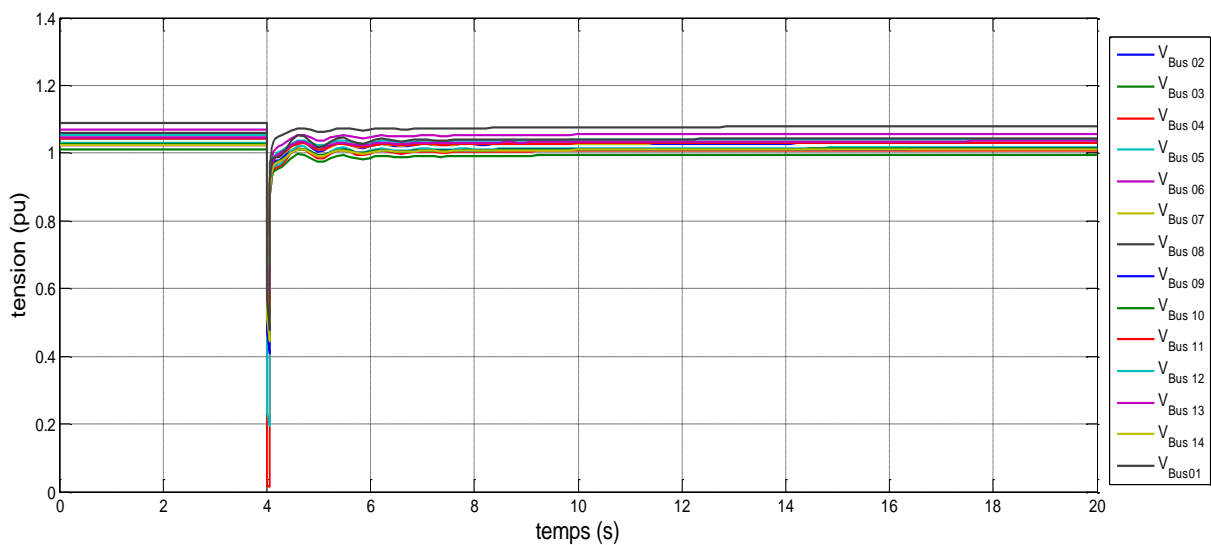


Fig. III-08-e : l'allure des tensions (pu)

**Interprétation :**

Le système reste stable par ce que le temps d'élimination le défaut est très rapide.

- Fortes oscillation pour la vitesse de G1 par rapport les autre mais en fin le système retrouve le point d'équilibre avec accélération 0.6% par rapport à l'état initial.
- Nous avons constaté qu'un creux se présente pour chaque tension à proche de JB04, une fois que le défaut est éliminé toutes les tensions reprennent leurs allures initiales.
- Des oscillations des puissances actives et réactives surtout au niveau de G1 et G3.

**III.4.2.2 2<sup>eme</sup> Cas : Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 04 avec Td=1s :**

Les résultats de simulations représentées dans les Fig. III-9(a-b-c-d-e) montrent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ses vitesses, ses tensions et ses puissances active et réactive.

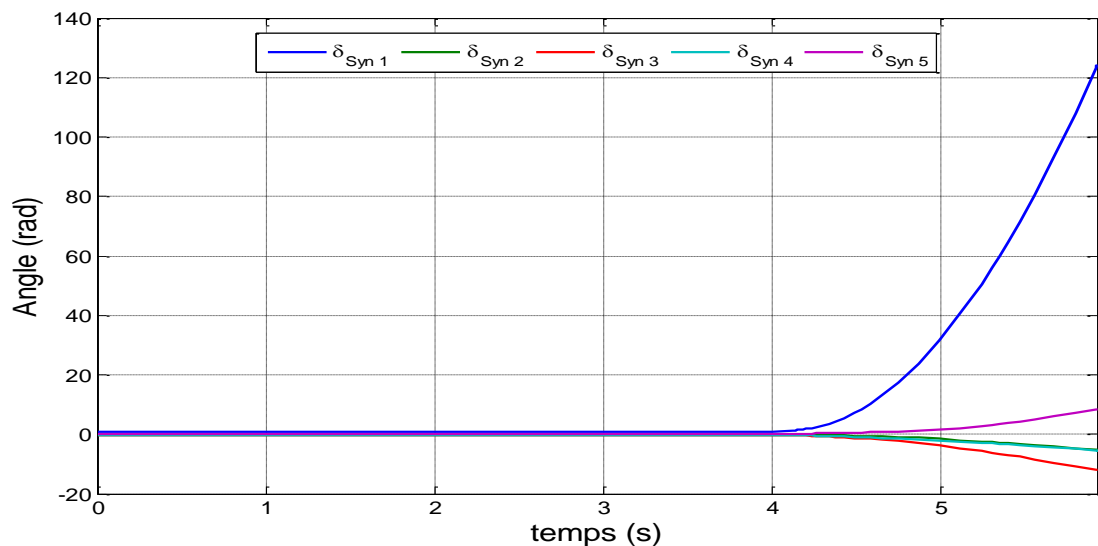


Fig. III-09-a : les angles rotorique (rad) de 5 générateurs

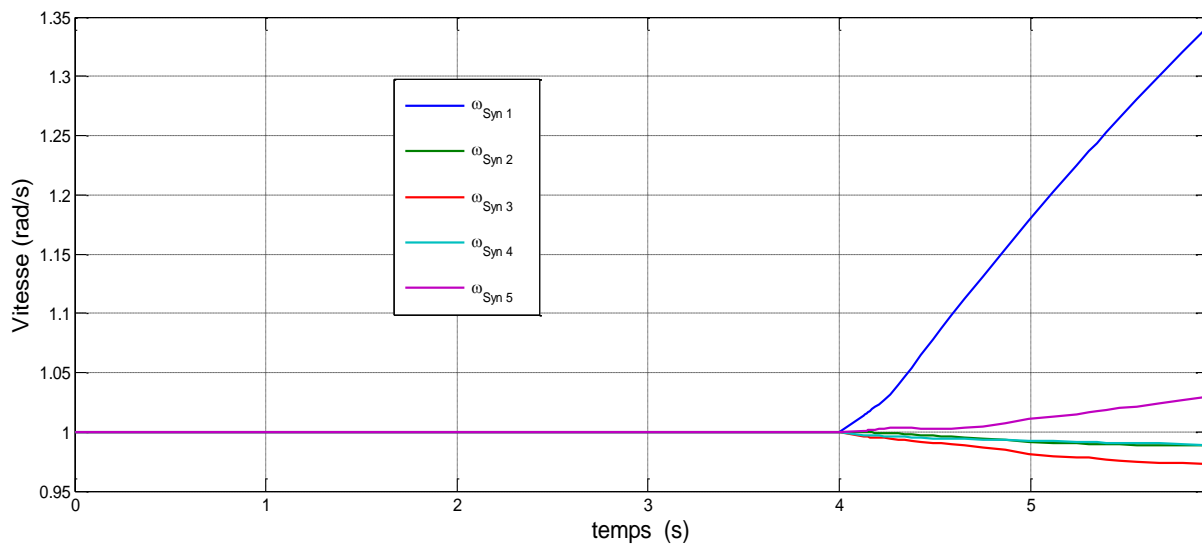


Fig. III-09-b : les vitesses (rad/s) de 5 générateurs

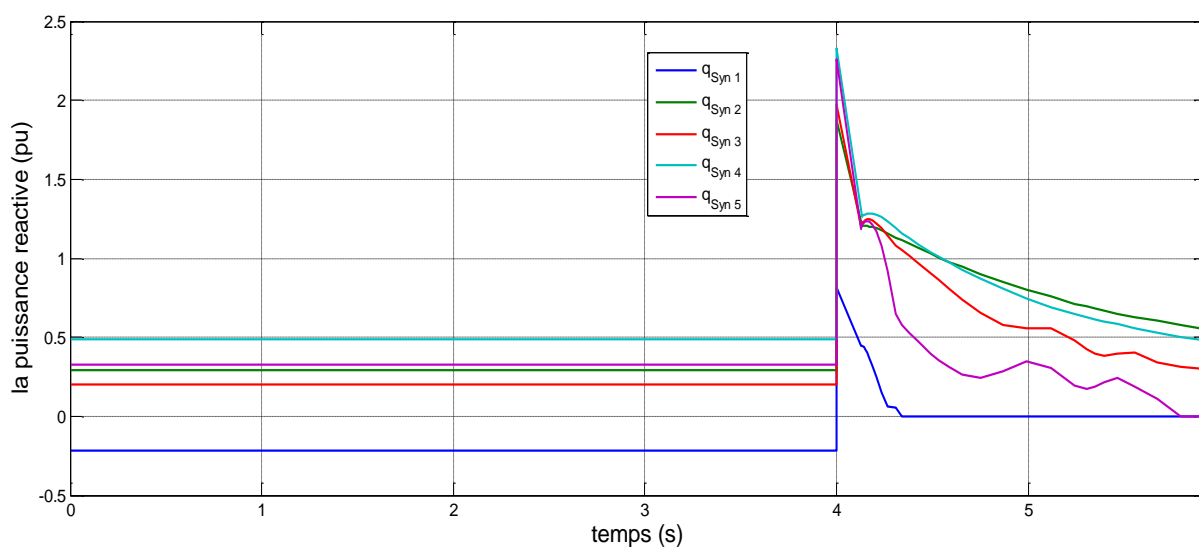


Fig. III-09-c : l'allure des puissances réactive (pu) pour les 5 générateurs

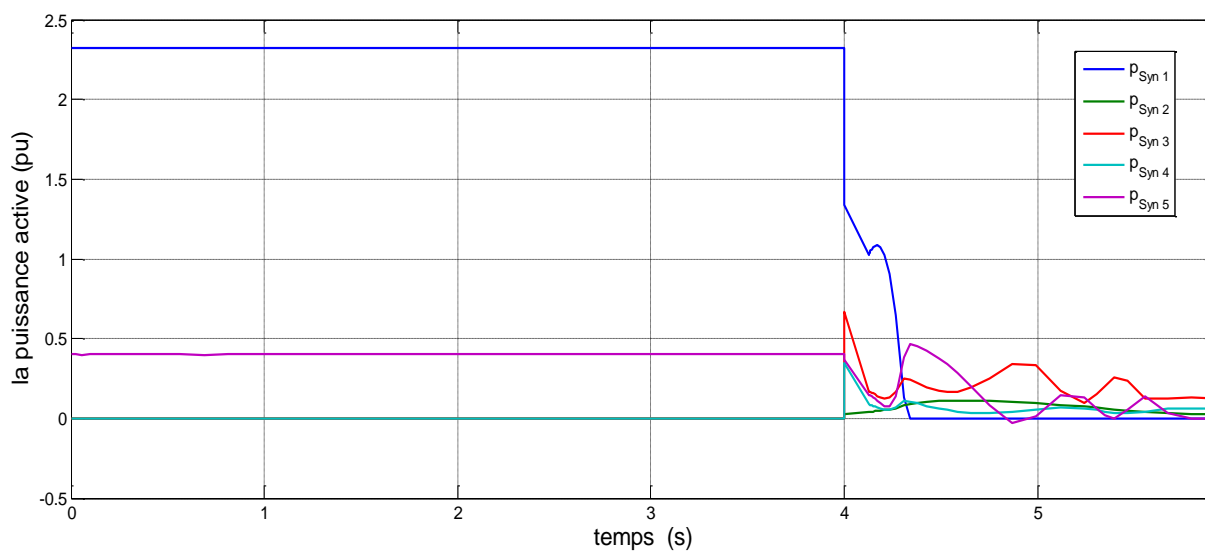


Fig. III-09-d : l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs



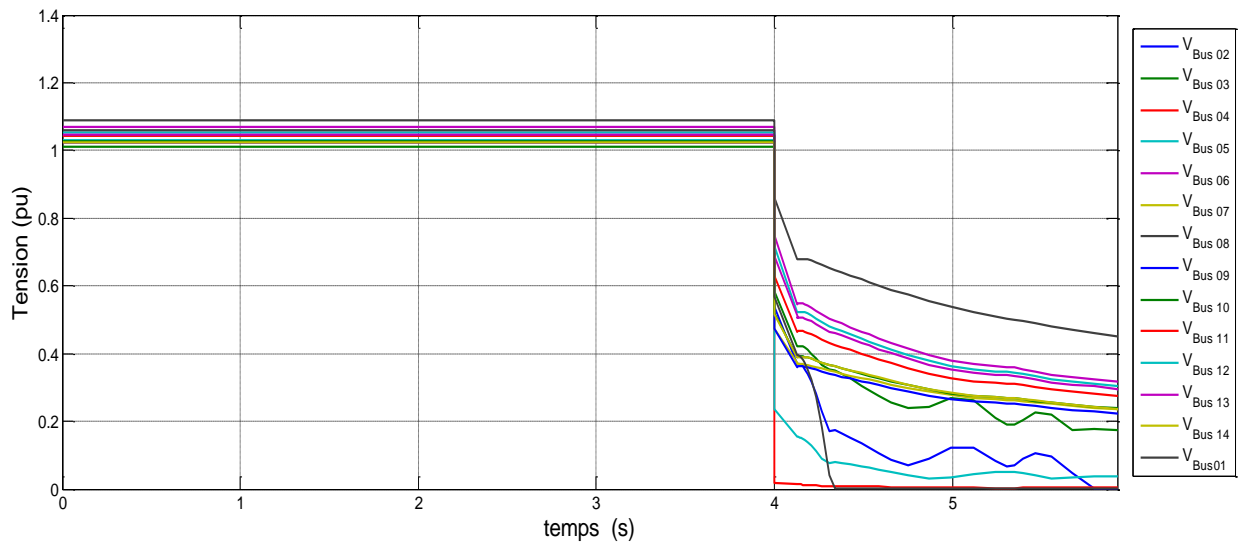


Fig. III-09-e : l'allure des tensions (pu)

**Interprétation :**

Le système a perdu sa stabilité par ce que le temps d'élimination de défaut est très lent.

- Pour les vitesses angulaires il y'a accélération pour les vitesses de G1et G5 et des accélérations pour les vitesses des autres générateurs.
- Pour les puissances nous remarquons des fortes diminutions de la puissance active surtout pour G1 et augmentation pour la puissance réactive mais après quelques seconds toutes les puissances aller vers zéro.
- Nous constatons aussi que toutes les tensions diminuent rapide.

Pour cette évaluation de défaut par rapport le temps d'élimination, les résultats présentés par les figures précédent montrent que les pertes dans les jeux de barre ont fortement déséquilibré le système, En effet, pour le premier cas, le réseau a pu garder son synchronisme et sa stabilité, avec petite accélération dans les vitesses et l'angle. Mais dans le 2eme cas le réseau allez vers l'instabilité, par ce que le temps d'élimination de défaut est très lent, alors le défaut c'est causé par l'égalité production-consommation. Il est très important de noter que le temps d'élimination de défaut est Joue un rôle très important dans l'étendue des dégâts de défauts sur la stabilité.

### III.4.3 par rapport la résistance de défaut :

#### III.4.3.1 1<sup>er</sup> Cas : Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 04 avec $R=1 \text{ e-}3 \text{ pu}$ et $T_d=250\text{ms}$ :

Les résultats de simulations représentées dans les Fig. III-10(a-b-c-d-e) montrent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ses vitesses, ses tensions et ses puissances active et réactive.

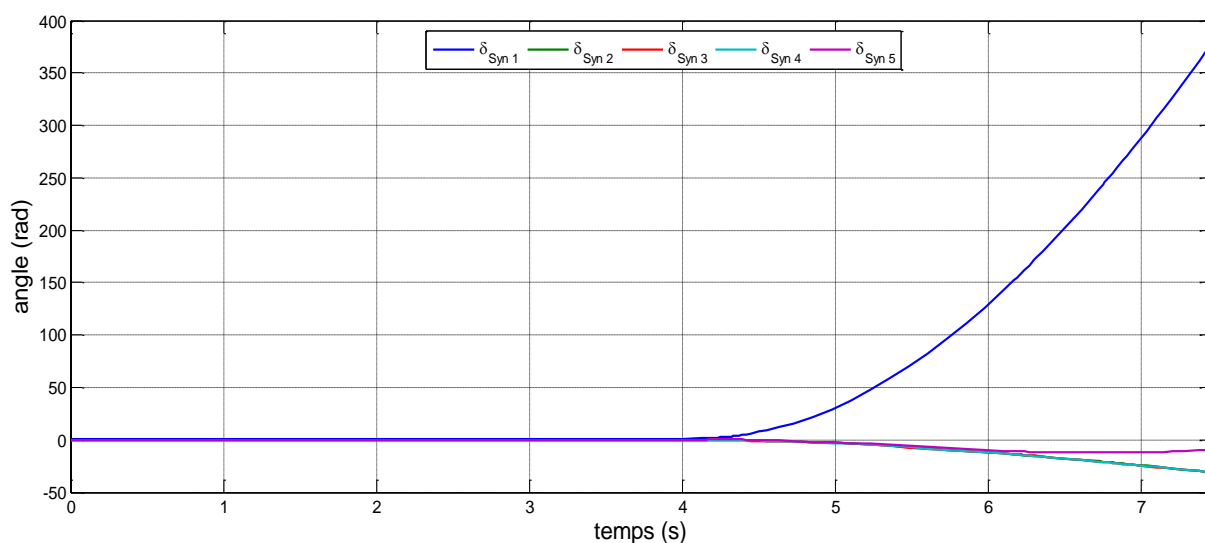


Fig. III-10-a : les angles rotorique (rad) de 5 générateurs

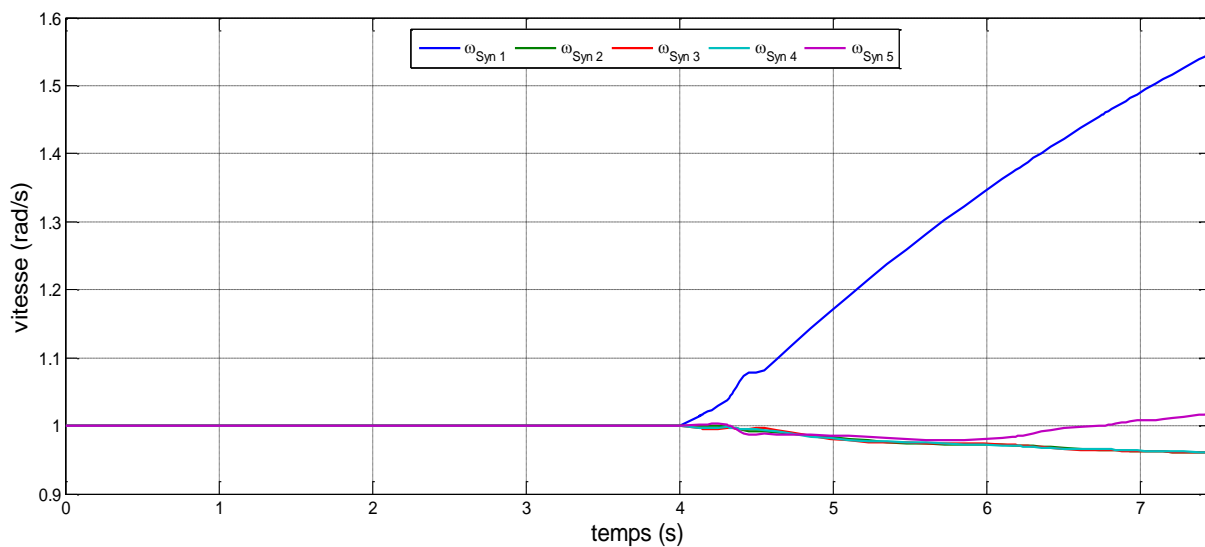


Fig. III-10-b : les vitesses (rad/s) de 5 générateurs

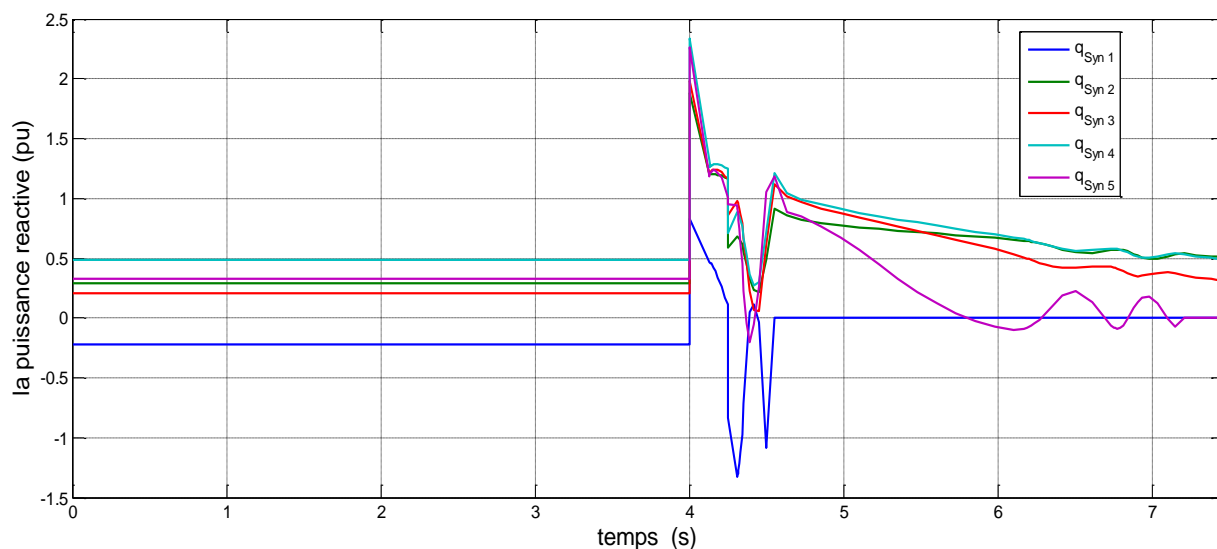


Fig. III-10-c : les puissances réactive (pu) pour les 5 générateurs

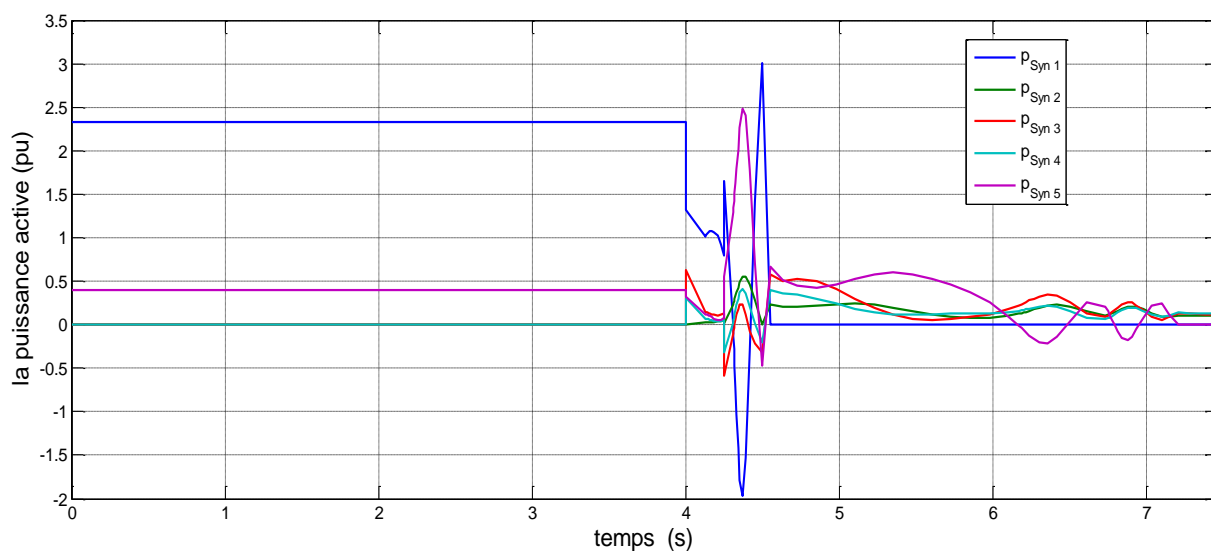


Fig. III-10-d : les puissances active (pu) pour les 5 générateurs

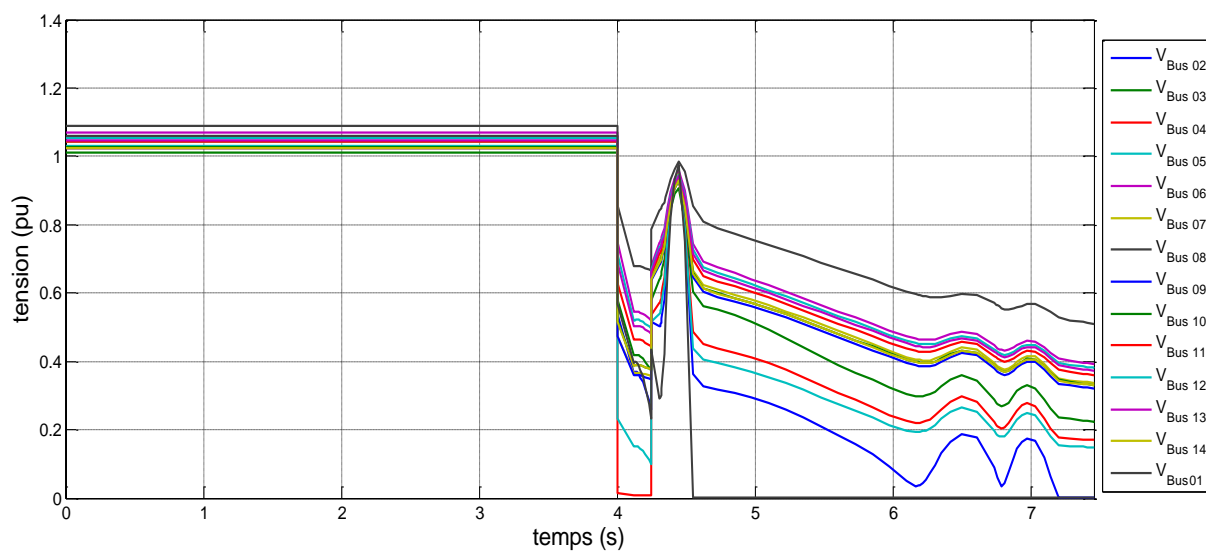


Fig. III-10-e : les tensions (pu)

**Interprétation :**

Dans le cas d'un défaut sur le JB04 avec  $R=1e-3$  pu le système a perdu sa stabilité.

- Pour les vitesses angulaires il y'a une accélération pour la vitesse de G1et G5 et des accélérations pour les autres générateurs.
- Pour les puissances nous voyons des fortes diminutions de la puissance active surtout pour G1et G5 et une augmentation pour la puissance réactive mais après quelques secondes toutes les puissances raidissent vers zéro.
- Nous constatons aussi que à  $t =4.4s$  toutes les tensions diminuent rapidement.

### III.4.3.2 2<sup>eme</sup> Cas : Court-circuit triphasé symétrique au nœud de JB 04 avec $R=1$ pu et $Td=250ms$ :

Les résultats de simulations représentées dans les Fig. III-11(a-b-c-d-e) montrent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ses vitesses, ses tensions et ses puissances active et réactive.

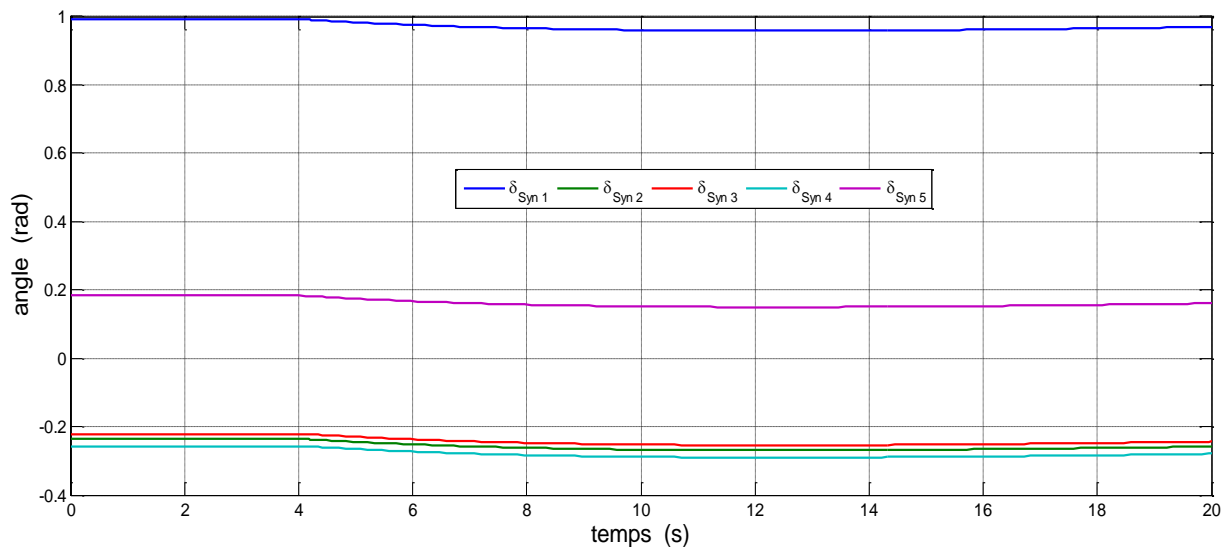


Fig.III-11-a : les angles rotoriques (rad) de 5 générateurs

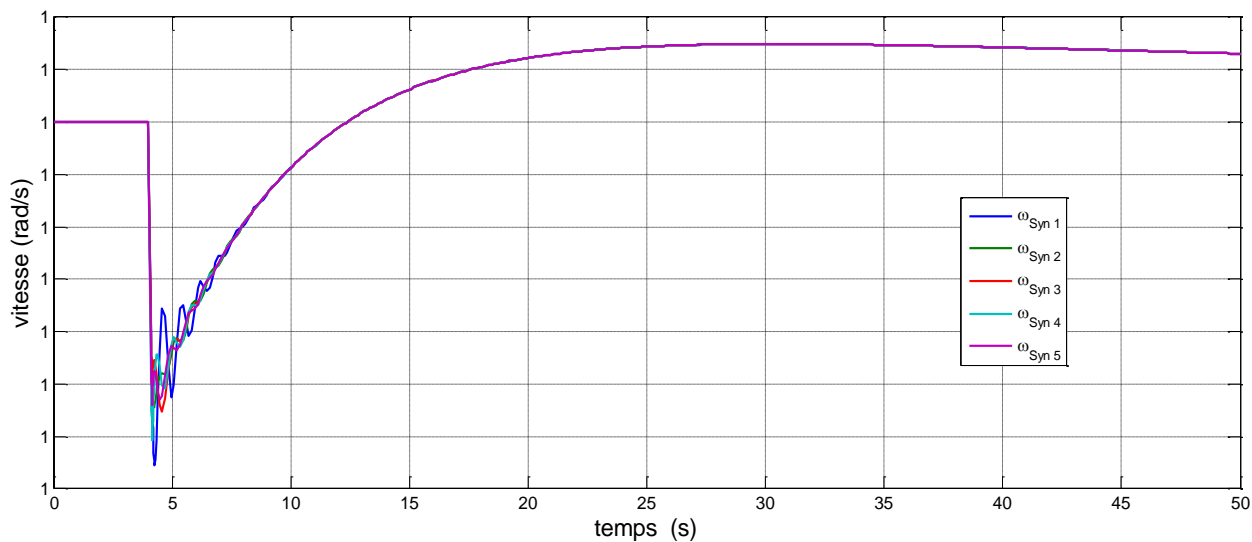


Fig. III-11-b : les vitesses (rad/s) de 5 générateurs

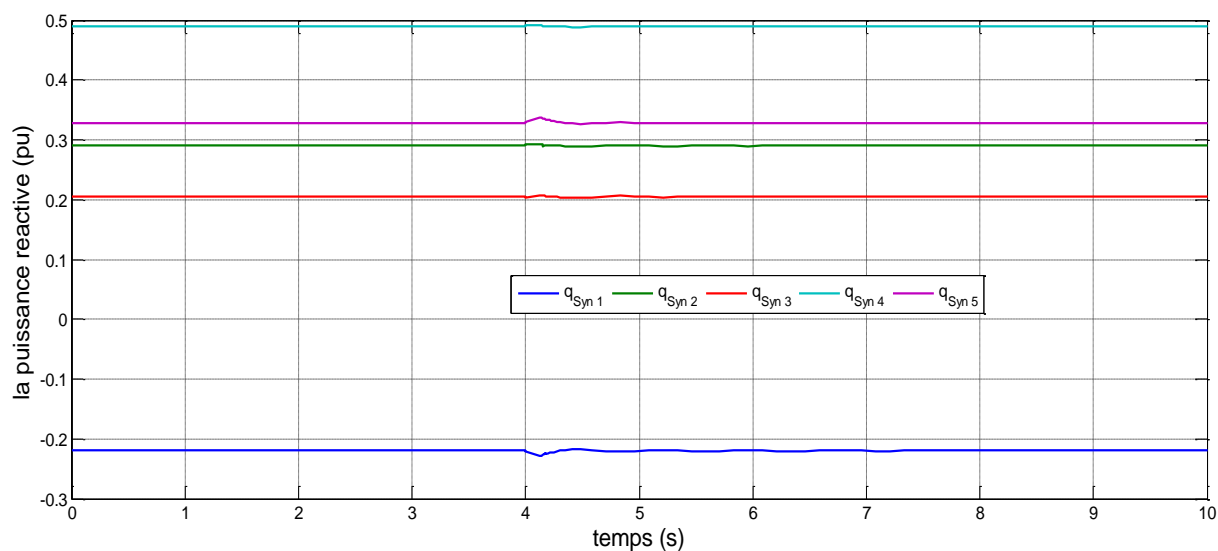


Fig. III-11-c : l'allure des puissances réactive (pu) pour les 5 générateurs

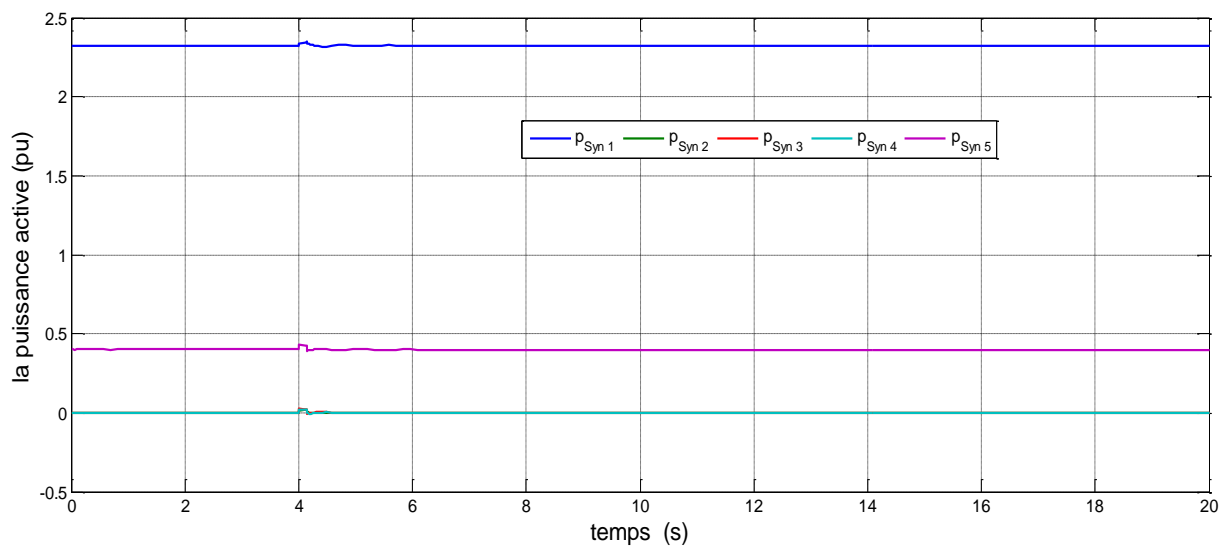


Fig. III-11-d : l'allure des puissances active (pu) pour les 5 générateurs

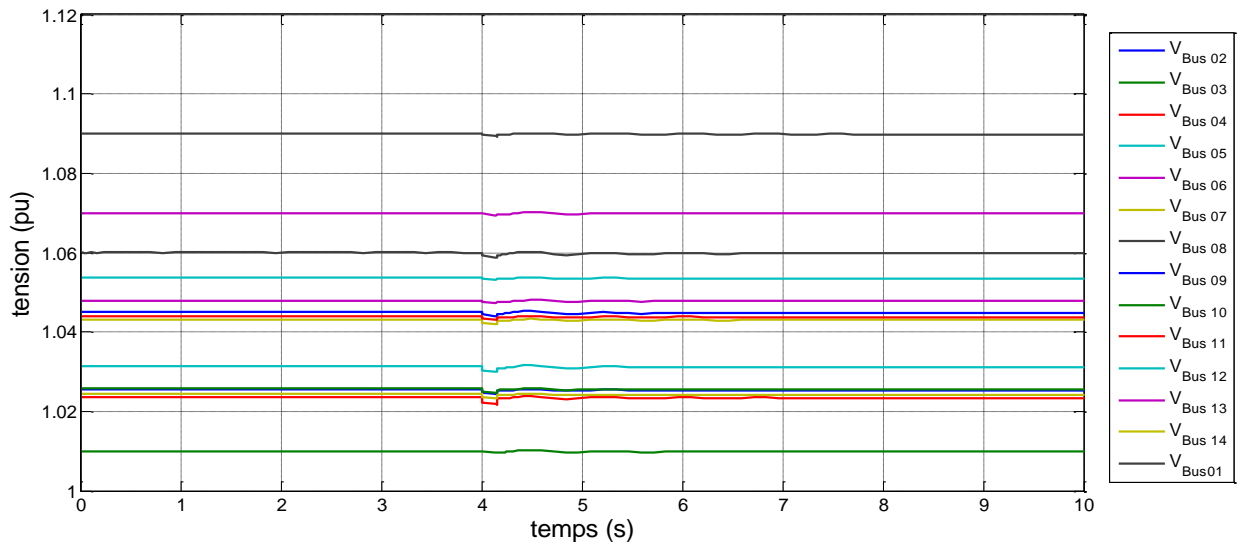


Fig. III-11-e : l'allure des tensions (pu)

**Interprétation :**

Le système reste stable par ce que :

- Des oscillations pour la vitesse de G1 et le système retrouve le point d'équilibre rapide et le même pour l'angle.
- On constate aussi que les tensions restent stables, la même chose pour les puissances active et réactive.

En ce qui concerne cette évaluation et pour l'influence de défaut par rapport leurs résistance, les résultats présentés précédemment montrent que les pertes dans les jeux de barre ont fortement déséquilibré le système. En effet, pour le premier cas le réseau allez vers l'instabilité, le défaut c'est causée l'égalité production-consommation par ce que dans ce cas le courant de défaut est plus grands alors la puissance électrique est augmentée alors les générateurs essayer d'équilibrer les puissance ( $P_e$  et  $P_m$ ) mais il ne peut pas. Et dans le 2eme cas le réseau a pu garder son synchronisme et sa stabilité par ce que le courant de défaut et petit. Après cette simulation on a conclu que le réseau est instable pour  $R=0.12pu$  et stable pour  $R=0.13pu$ . Alors la valeur de la résistance de défaut à une influence capitale sur la détermination de la valeur du courant de défaut plus la résistance est important plus le courant de défaut est diminué (ils sont inversement proportionnels)

**III.4.4 Calcul du temps critique d'élimination du défaut**

Dans le présent travail, La valeur optimale du CCT, est déterminée par essais et erreurs. Pour cela plusieurs valeurs de la durée défaut  $T_d$  sont préalablement choisies et testées

consécutivement jusqu'à ce que le système devienne instable. La valeur de ce temps correspond au CCT. Pour éclairer cette approche, on considère un défaut triphasé se produisant, à l'instant  $t = 4s$ , sur les différents jeux de barres. Le défaut persiste durant un intervalle de temps  $T_d$  dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur critique au-delà de laquelle la stabilité n'est plus assurée, après  $T_d$  le défaut est éliminé, l'évaluation de la stabilité des trois périodes avant, durant et après défaut.

<b>JB</b>	<b>Jb01</b>	<b>Jb04</b>	<b>Jb07</b>	<b>Jb10</b>
<b>TCID (ms)</b>	<b>60</b>	<b>100</b>	<b>260</b>	<b>300</b>

Tableau III-01 : le TCID pour chaque jeu de barre

### **Interprétation :**

Le temps critique d'isolement le défaut est diminuait à mesure que la localisation du défaut se rapprochait de la centrale.

### **Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons discuté l'influence des courant de court-circuit sur la stabilité transitoire des réseaux. L'application a été effectuée sur un réseau IEEE 14 jeux de barres et 5 générateurs avec le PSAT sous l'environnement MATLAB. Trois cas de défaut sont utilisés afin d'étudier l'influence de défaut sur la stabilité de ces derniers. D'après l'analyse, nous avons constaté que l'emplacement de défaut est le facteur le plus important dans l'étendue des dégâts de défauts sur la stabilité, ainsi que le temps de l'élimination de défaut joue aussi un rôle très important pour juger si le système électrique a une bonne aptitude à garder la stabilité durant un défaut si les protections fait retard, et pour la valeur de la résistance de défaut à une influence capitale sur la détermination de la valeur du courant de défaut

Nous nous sommes préoccupé plus particulièrement dans notre étude par le choix de défaut symétrique par ce que c'est le cas le plus défavorable pour la stabilité des réseaux. Pour l'emplacement de défaut dans le 1er cas c'est par le type de jeux de barre et dans les deux autre cas (temps d'élimination de défaut et la variation de résistance) c'est parce que le JB04 est plus proche au autres générateurs. Alors dans ce chapitre on a discuté des défauts et dégager les effets de chacun sur la stabilité de ce réseau.

# **Conclusion Générale**



---

---

## Conclusion Générale

L'analyse de la stabilité transitoire est une enquête majeure sur le fonctionnement des systèmes électriques en raison de la pression croissante exercée sur les réseaux. Le principal objectif de cette analyse est de collecter des informations critiques pour éviter l'instabilité du réseau, et son effondrement (Blackout).

Nous avons présenté dans le premier chapitre des généralités sur les réseaux électriques, leurs structures, leurs composants et leurs modélisations.

Nous avons concentré dans le deuxième chapitre sur la notion de la stabilité des systèmes électriques plus particulièrement la stabilité transitoire, l'équation mécanique de mouvement, et sur le phénomène du courant de court-circuit, nous avons parlé de leurs causes, les conséquences, leurs caractéristiques, et des différents types de courants de court-circuit et des méthodes utilisées pour le calcul de ces courants.

Le dernier chapitre était une analyse par simulation des courants de court-circuit triphasé par ce que ce type est le plus néfaste pour l'étude de la stabilité des réseaux, notre étude consiste à choisir et simuler un réseau complexe de 14 jeux de barres et 5 générateurs avec le logiciel PSAT sous l'environnement MATLAB. Ce dernier nous a permis de faire une simulation du réseau réel et d'obtenir en conséquence des résultats assez convaincantes qui reflètent l'image réelle du comportement de notre réseau lors du régime d'avarié. et nous nous sommes intéressés en particulier à la stabilité transitoire. Comme nous avons pu le constater tout le long de cette étude, l'évaluation de la stabilité transitoire constitue un point important primordial dans l'exploitation et la planification des réseaux électriques.

L'analyse des effets de court-circuit sur la stabilité du système a été observée sur la base des graphiques de simulation des courbes de basculement des générateurs et de leur vitesse synchrone face à ces observations et aux résultats obtenus :

1-Le temps de résolution critique diminuait à mesure que la localisation du défaut se rapprochait de la centrale.

2-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.

2-Le temps critique d'isolement de défaut est un facteur essentiel pour juger si le système énergétique a une bonne aptitude à maintenir le synchronisme et garder une stabilité durant une certaine période de perturbation. Ce temps critique a prouvé son importance.

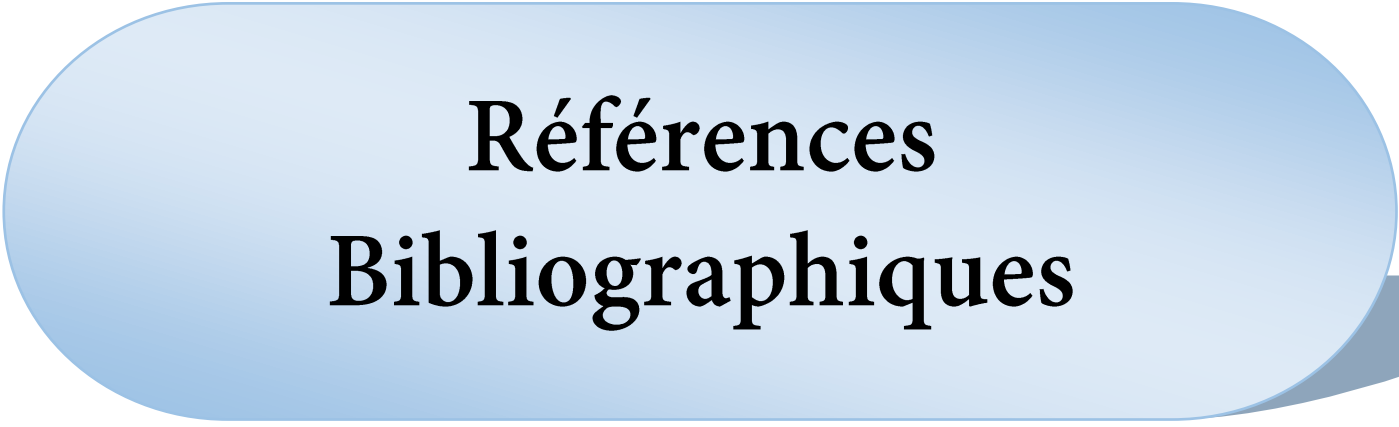
3-L'étude des courants de court-circuit est très importante pour le choix de l'appareillage d'une installation électrique et surtout pour les éléments de protection et le temps d'élimination de défaut.

4-Les résultats obtenus confirment également l'obligation d'augmenter les paramètres d'isolement et de revoir le système de protection existant.

5-la valeur de la résistance de défaut à une influence capitale sur la détermination de la valeur du courant de défaut plus la résistance est importante plus le courant de défaut est diminué (ils sont inversement proportionnels).

6- Les valeurs des TCID obtenues par simulation nous soutiennent pour paramétrer les protections afin d'isoler les défauts et le maintien de la stabilité du système.

A l'issue de ce travail qui consiste à l'étude du phénomène de court-circuit, on a abouti à démontré la gravité d'apparition d'un tel problème dans un réseau électrique en général, En étudiant ce paramètre, nous sommes arrivés à déterminer le temps maximal d'isolement de défaut et l'éviter, ces informations peuvent soutenir l'ingénieur en protection et de prendre une décision éclairée lors de la conception d'un schéma de protection pour une installation électrique.



**Références  
Bibliographiques**

## Références bibliographiques



- [1] P. M. ANDERSON, A. A. FOUAD, "Power System Control and Stability 2nd edition", IEEE Power Engineering Society, 2003
- [2] MERZOUGUI Hadjer "Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables" Mémoire Master, Université Badji Mokhtar, Annaba, Juin 2018
- [3] BENHAMIDA Hakim "Contribution A L'identification Des Courts –Circuits" Mémoire Magister, Université De Badji Mokhtar, Annaba, 2007
- [4] HAMADOU Zakaria "Optimisation Des Paramètres D'un FACTS Shunt Pour L'amélioration De La Stabilité Transitoire D'un Système Electrique", Mémoire Master, Université Ferhat Abbas, Sétif, Juin 2012
- [5] CHOUABBI Moussa, DJEBABLA Mebarek "Etude De La Stabilité Transitoire Du Réseau Est Algérien Avec L'extension Du Poste Berrahal 400 KV", Mémoire Master, Université Badji Mokhtar, Annaba, Juin 2017
- [6] ZENDAGUI Fatima Zohra "Analyse De La Stabilité Transitoire Dans Les Réseaux Electrique", Mémoire Master, Université Mohamed Khider, Biskra, Juin 2013
- [7] DERBAI Imane "Evaluation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique par intégration numérique" Mémoire Master, Université Larbi Ben M'Hidi, Juin 2015
- [8] LEMDANI Soufiane "Importance Et Nécessité De L'étude De La Compensation Et De Sa Contribution A La Gestion De L'exploitation Des Longues Lignes De Transport A Extra Haut Tension", Mémoire De Magister, Université Des Sciences Et De La Technologie Mohamed Boudhiaf, Oran, juin 2010
- [9] M.F CHERIF, K.E CHERIF "Calcul Des Protections D'une Ligne De Transport Electrique HTB-220KV" Mémoire Master, Université Kasdi Merbah, Ouargla. Juin 2014
- [10] NOUIOUA Mabrouk, ADOUI Merwan "Protection Des Réseaux Electriques HTB En

- Utilisant De Relais De Distance", Mémoire Master, Université Mohamed Boudiaf, M'sila, Juin2017
- [11] LAMINE Miloud "Etude Et Modélisation Des Courants De Court-Circuit Dans Les Réseaux MT/BT", Mémoire MASTER, Université Mohamed Boudiaf, M'sila, juin2016
- [12] ZAABOUBI Khaled "Pilotage Sous LABVIEW D'un Système De Protection A Max De Courant" Mémoire Master, Université Mohamed khider, Biskra, Juin 2013
- [13] SARI Loubna, DIABI Chaima "Etude D'un Réseau De Transport D'énergie A Haute Tension 90KV" Mémoire Master, Université Badji Mokhtar, Annaba, Juin 2017
- [14] KACI Lounes, HAMI Messaoud "Etude De La Stabilité Transitoire D'un Réseaux Electrique" Mémoire Master, Université Abderrahmane Mira, Bejaia, Juin 2013
- [15] Vanilli Sandra TEFEGUIM "Etude De La Construction D'une Ligne Electrique Haute Tension 90KV PA-WONA" Mémoire Master, 2iE - Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, BURKINA FASO, 2014
- [16] OUCIF Ahmed "Modélisation et commande d'un compensateur TCSC" Mémoire Master, Université Mohamed Boudiaf, Msila, juin2016
- [17] MOUSSAOUI Abdelmadjid, LAMARI Abdelfattah "Amélioration De Stabilité Transitoire D'un Réseau Par Système FACTS", Mémoire Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, Juin 2016
- [18] BOUNOUIRA Adlane "Etude La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques" Mémoire Master, Université Constantine1, Juin 2014
- [19] MOKHNACHE Madiha "Etude De La Stabilité D'une Ferme Eolienne Connectée A Un Réseau Electrique Avec Des Dispositifs FACTS", Mémoire Master, Université Ferhat Abbas, Sétif, Aout 2012
- [20] FERGANE Manel "Les Méthodes D'amélioration De La Stabilité Dynamique Dans

- Les Réseaux Electriques", Mémoire Master, Université Ferhat Abbas, Sétif, Décembre 2014
- [21] ZITOUNI Fares "Amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques Par L'utilisation Des Systèmes FACTS", Mémoire Master, Université Ferhat Abbas, Sétif, décembre 2010
- [22] Rabah BENABID "Optimisation Multi Objectif De La Synthèse Des FACTS Par Les Particules En Essaim Pour Le Contrôle De La Stabilité De Tension Des Réseaux Electriques", Mémoire Master, Université Amar Telidji, Laghouat, septembre 2007
- [23] MALEK Mounia, BALI Mohand Said "Etude Comparative Sur Les Méthodes D'analyse De La Stabilité Des Réseaux Electriques", Mémoire Master, Université A. Mira, Bejaia, Juin 2016
- [24] BOUTABA Samia "Amélioration De La Stabilité D'un Réseau Electrique Par L'utilisation D'un ASVC" Mémoire Magister, Université Hassiba Ben Bouali, Chalef, Juin 2009
- [25] Diane LEBLANC "Contribution A L'étude De La Stabilité Et A La Stabilisation Des Réseaux Electriques Industriels" Thèse Doctorat, Université de Lorraine, juillet 2014
- [26] ZOUZOU Abderrahmane, KANOUNE Mohammed Yakhlef "Analyse Par Simulation Des Courants De Court-Circuit Survenant Dans Les Réseaux Electriques" Mémoire Magister, Université Kasdi Merbah, Ouargla, Juin 2017
- [27] B. DE METZ-NOBLAT "Analyse Des Réseaux Triphasés En Régime Perturbé A L'aide Des Composantes Symétriques", Cahier Technique N° 18
- [28] B. DE METZ-NOBLAT, F. DUMAS, C. POULAIN "Calcul Des Courants De Court-Circuit", Cahier Technique N° 158
- [29] H. SAADAT "power system analysis 2nd edition" Milwaukee School of Engineering, International Edition 2004.

- [30] BEN HAKKOUM Med Abdelilah, LEGOUGUI Ali "compensation de l'énergie réactive d'un réseau IEEE par system FACTS", Mémoire Master, Université Kasdi Merbah, Ouargla, May2016
- [31] FEDERICO Milano, Documentation de la version du PSAT 2.1.8



**ANNEXE**



**ANNEXE A****A-1 Données des éléments de réseau test :**

Le réseau test IEEE14JB , Il comprend deux générateurs(G1 et G5) installés aux nœuds 1 et 2, avec tension 69 KV et puissance de base 100 MVA, et trois compensateurs synchrones (C3,C4 et C2) installées aux nœuds 3,6 et 8. Les générateurs sont considérés avec la limitation sur la puissance réactive et 11 charge tout connecte avec tout les jeu de barre sauf le jeu de barre 7 et 8. Les paramètres complets du réseau test, sont présentés en Annexe IEEE14

Nombre de jeux de barres	Nombre de charges	Nombre de ligne de transmission	Nombre de générateurs	Nombre de transformateur
14	11	20	5	4

Tableau A-1 : les paramètres du réseau IEEE14JB

**A-2 JB data :**

Les principales données des nœuds sont stockées dans le champ « JB data » présenté par le tableau A.2

Jeu de barre	Tension nominale (KV)	Tension initiale (pu)	Phase initiale de tension (rad)	Numéro de secteur	Numéro de région
1	69	1.06	0	4	1
2	69	1.045	-0.8391	4	1
3	69	1.01	-0.21717	4	1
4	69	1.0134	-0.17143	4	1
5	69	1.0172	-0.14684	4	1
6	13.8	1.07	-0.24226	2	1
7	13.8	1.0504	-0.21458	2	1
8	18	1.09	-0.20304	3	1
9	13.8	1.0341	-0.14492	2	1
10	13.8	1.0329	-0.14938	2	1
11	13.8	1.0477	-0.14787	2	1
12	13.8	1.0535	-0.25679	2	1
13	13.8	1.0472	-0.25716	2	1
14	13.8	1.0216	-0.26815	2	1

Tableau A-2 : les jeux de barre data

**A-3 Ligne data :**

La structure « Ligne data » définit les données des lignes ainsi que les transformateurs. Cette dernière contient plusieurs champs présentés comme suit :

de JB	à JB	ligne	Puissance de base MVA	Vn KV	F (Hz)	R (pu)	X (pu)	B (pu)	n'a pas utilisée	tap ratio
1	2	1	100	69	60	0.0194	0.05917	0.0528	0	1
1	5	2	100	69	60	0.0540	0.22304	0.0492	0	1
2	5	3	100	69	60	0.0570	0.19797	0.0438	0	1
2	4	4	100	69	60	0.581	0.17632	0.0374	0	1
3	2	5	100	69	60	0.0670	0.17388	0.034	0	1
3	4	6	100	69	60	0.0670	0.17103	0.0346	0	1
4	9	7	100	69	60	0	0.04211	0.0128	5	0.969
4	7	8	100	69	60	0	0.20912	0.00	5	0.978
5	4	9	100	69	60	0.0134	0.55618	0.00	0	1
5	6	10	100	69	60	0	0.25202	0.00	5	0.932
6	12	11	100	13.8	60	0.1229	0.1989	0.00	0	1
6	13	12	100	13.8	60	0.0662	0.25581	0.00	0	1
6	11	13	100	13.8	60	0.0950	0.13027	0.00	0	1
7	9	14	100	13.8	60	0	0.11007	0.00	0	1
8	7	15	100	18	60	0	0.17615	0.00	1.3043	1
9	10	16	100	13.8	60	0.0318	0.08450	0.00	0	1
9	14	17	100	13.8	60	0.12711	0.27038	0.00	0	1
11	10	18	100	13.8	60	0.0820	0.19207	0.00	0	1
12	13	19	100	13.8	60	0.2209	0.19988	0.00	0	1
14	13	20	100	13.8	60	0.1709	0.34802	0.00	0	1

Tableau A-3 : les lignes data

## A-4 Charge data :

La structure « charge data » englobe tous les paramètres de la charge. Cette dernière contient plusieurs champs présentés comme suit :

Jeu de barre	Puissance de base (MVA)	Tension nominale (KV)	Puissance active (pu)	Puissance réactive (pu)	V max (pu)	V min (pu)
2	100	69	0.2170	0.1270	1.2	0.8
3	100	69	0.9420	0.1900	1.2	0.8
4	100	69	0.4780	0.0400	1.2	0.8
5	100	69	0.0760	0.0160	1.2	0.8
6	100	13.8	0.01120	0.0750	1.2	0.8
9	100	13.8	0.2950	0.1660	1.2	0.8
10	100	13.8	0.0900	0.0580	1.2	0.8
11	100	13.8	0.0350	0.0180	1.2	0.8
12	100	13.8	0.0610	0.0160	1.2	0.8
13	100	13.8	0.1350	0.0580	1.2	0.8
14	100	13.8	0.1490	0.0500	1.2	0.8

Tableau A-4 : les charges data

**A-5 PV data :**

La structure « PV data » englobe tous les paramètres des nœuds générateurs présentés dans les champs suivants :

JB	Puissance de base (MVA)	V nominale (KV)	P (pu)	Amplitude de tension (pu)	Q max	Q min	V max	V min	Coefficient de participation de perte
2	100	69	0.4000	1.0450	0.5000	-0.4	1.2	0.8	1
3	100	69	0	1.0100	0.2400	0	1.2	0.8	1
6	100	13.8	0	1.0700	0.4000	-0.06	1.2	0.8	1
8	100	18	0	1.0900	0.2400	-0.06	1.2	0.8	1

**Tableau A-5 : les PV data****A-6 SW data :**

La structure SW présente les données du nœud bilan (SW data). Elle contient plusieurs champs définis comme suit :

JB	Puissance de base (MVA)	V de base (KV)	V nominale (pu)	Angle de référence (pu)	Q max	Q min	V max	V min	P	Coefficient de participation de perte
1	100	69	1.06	0	9.9	-9.9	1.2	0.8	2.3240	1

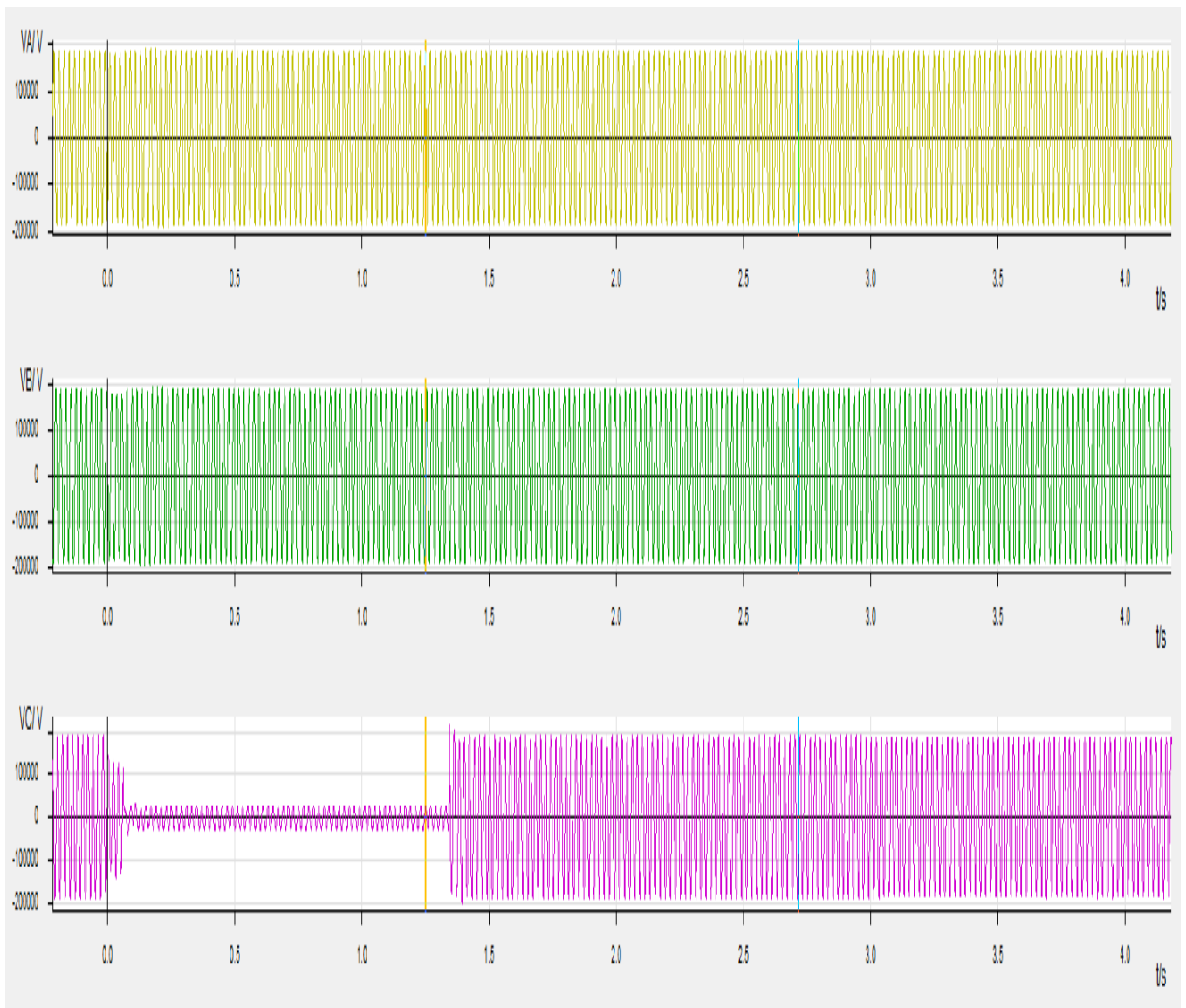
**Tableau A-6 : SW data**

## Annexe B

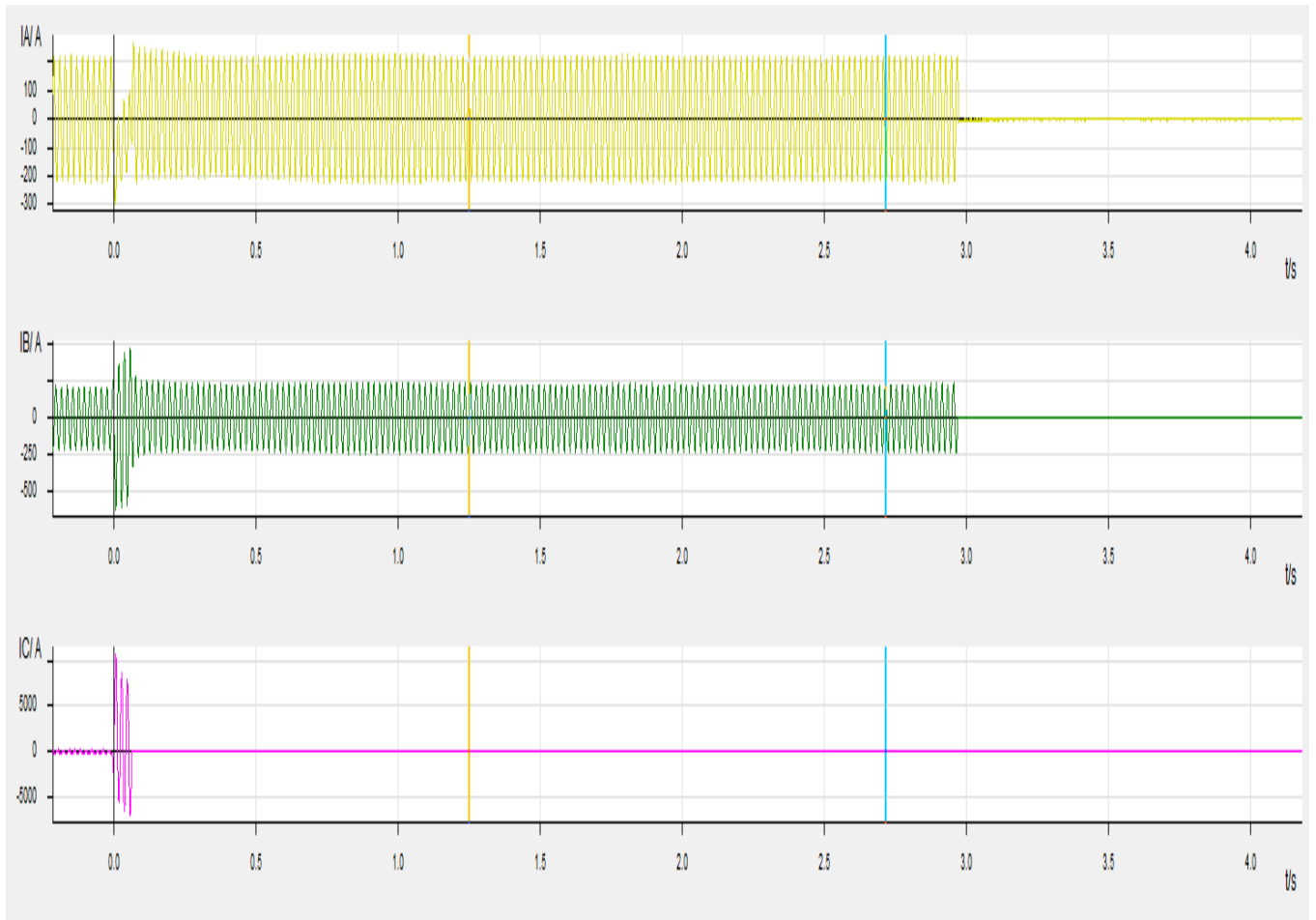
Cette annexe est un évènement d'un incident se produit au niveau de la linge MT 60kv dans le 1<sup>er</sup> cas et dans la linge HT 220KV dans le 2eme cas

### **1<sup>er</sup> cas incident biphasé a AINMELH-ELHAMEL :**

Cet incident est un court-circuit biphasé en niveau de la ligne entre AIN-MELEH et ELHAMEL



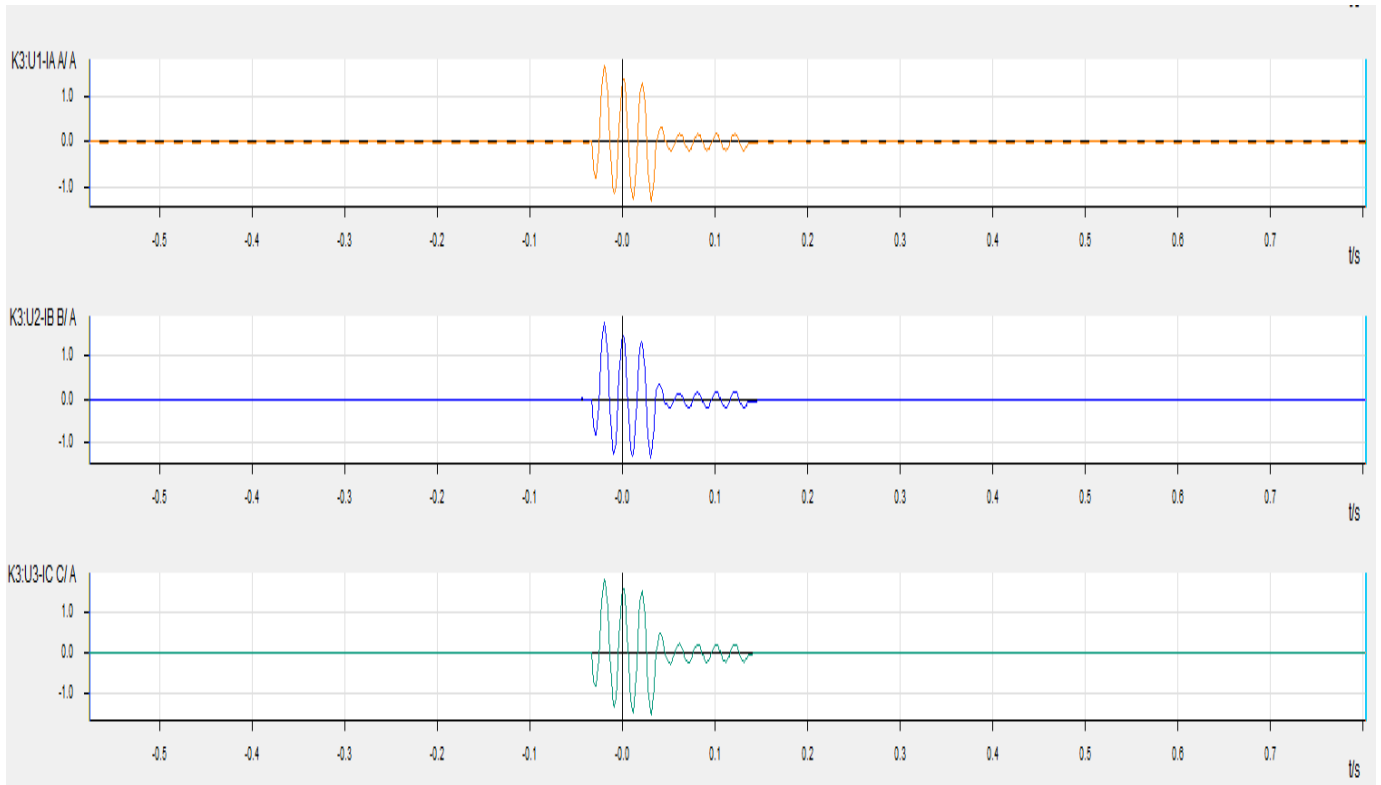
**Fig. 01 les tensions de la ligne**



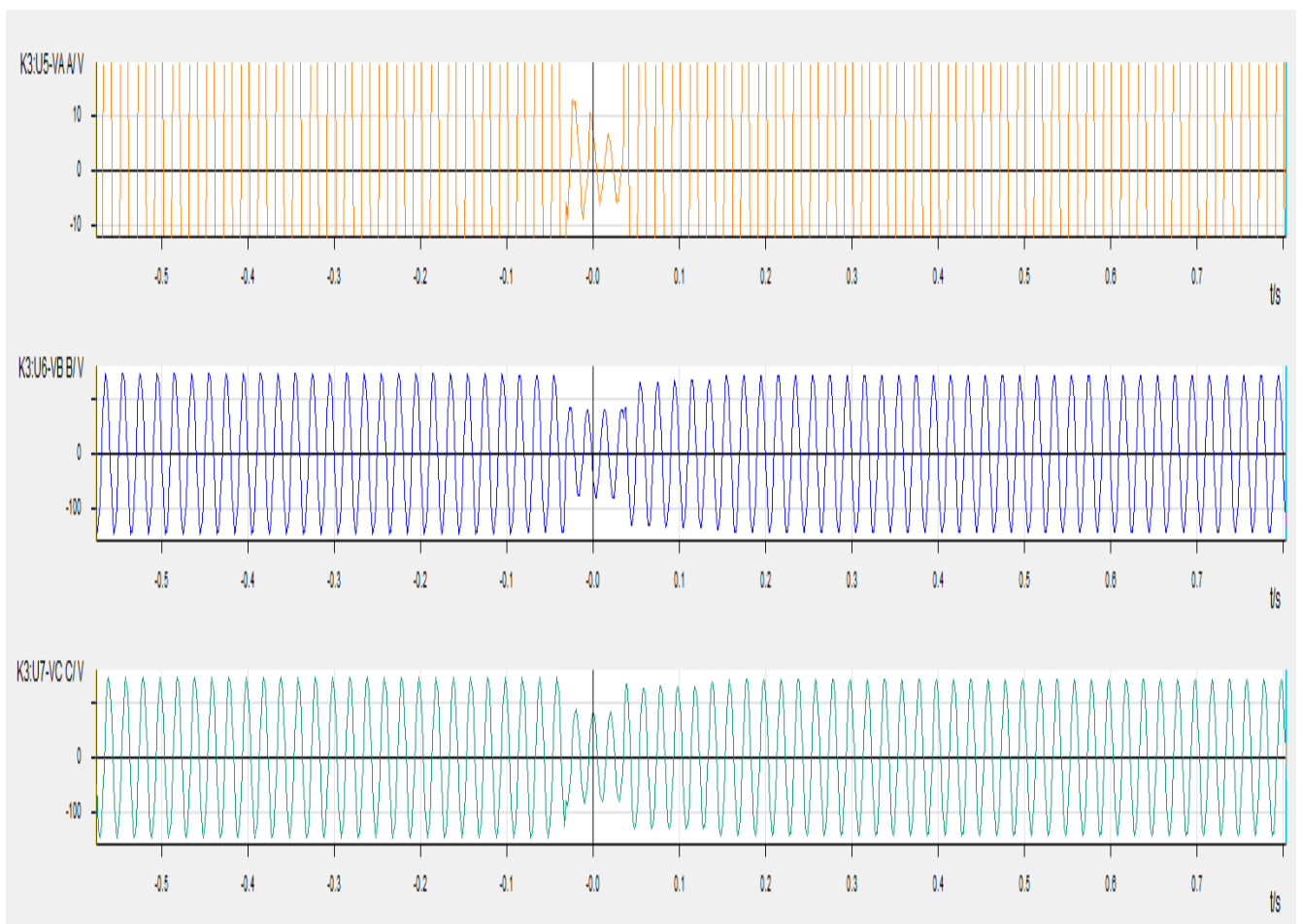
**Fig. 02 les courants**

**1<sup>er</sup> cas incident biphasé a AINMELH-ELHAMEL :**

Cet incident est un court-circuit Triphasé en niveau de la ligne HT entre AIN-MELEH et ELHAMEL



**Fig.03 les courants**



**Fig. 04 les tensions**

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPÔLME  
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE

SPECIALITE : RESEAUX ELECTRIQUES

Proposé et dirigé par : **Dr. Salah BELKHIRI**

Présenté par : **Amir Faical SALMI**

**Mohamed DEGHCHE**

**Thème**

## **Etude de l'influence des courants de court-circuit sur la stabilité des réseaux électriques**

### **Résumé**

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de protection et de régulation, les systèmes électro-énergétiques sont souvent sujets à des perturbations de diverses origines pouvant entraîner des déclenchements intempestifs de ses constituants. Ces perturbations affectent la perte de la stabilité du système et provoquent un déséquilibre important entre la production et la consommation de l'énergie électrique. L'objectif principal de cette étude est la modélisation des réseaux électriques, et plus particulièrement, de celui dit réseau test IEEE à 14 jeux de barres. Une introduction aux réseaux électriques est faite dans le premier chapitre de ce travail, présentant les propriétés et caractéristiques principales que possède un réseau électrique. Ensuite, nous décrivons les différents modèles existants permettant de définir les notions de la stabilité des systèmes électriques, plus particulièrement la stabilité transitoire. Finalement, cette stabilité transitoire à été traitée afin de simuler le comportement du système test à 14 jeux de barres. En se basant, sur l'influence du courant de court – circuit et ses différents facteurs (localisation, temps d'élimination et la résistance de défaut) sur le comportement de cette dernière. Les résultats des simulations ainsi que les représentations graphiques ont été faites sous l'environnement MATLAB, en utilisant la boîte à outils PSAT (Power System Analysis Toolbox).

**Mots clés :** Stabilité transitoire, le temps critique d'isolement de défaut, court-circuit, réseau IEEE 14 nœuds, MATLAB, PSAT.

N° d'ordre: