

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université 8 Mai 1945 – Guelma

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Electrotechnique et Automatique

Réf:/2021



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTER Académique**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Par : - ZEDADRA Anis

- BOUOUDEN Djamil

Thème

Analyse de la stabilité dynamique d'un réseau électrique de transport

Soutenu publiquement, le : **14/07/2021** devant le jury composé de :

Mr. LEMZADMI Ahcene	Professeur	Univ. Guelma	Président
Mr. BOUDEFEL Amar	MCA	Univ. Guelma	Encadreur
Mr. BELOUCIF Faissel	MCB	Univ. Guelma	Examinateur

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciements:

Je tiens à remercier avant tout ALLAH

Qui m'a donné la force et le courage pour terminer mes études et élaborer ce modeste travail.

Un grand merci à mes parents qui croient toujours et inconditionnellement en moi et qui me sont soutenues non seulement spirituellement, mais aussi logistiquement lors de la rédaction de ce mémoire.

Je remercie très sincèrement mon encadreur :

Dr. Boudefel Amar

À tous ceux qui nous ont donné un coup de main par la communication des connaissances, soit par leurs encouragements et leurs conseils qui nous étaient d'une grande utilité pour l'accomplissement de nos tâches dans les meilleures conditions.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A ma très chère mère

Affable, honorable, aimable : tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.

Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études.

Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.

A mon très cher père

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous.

Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être.

Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

A mon frère ET mes sœurs

A toutes ma famille : ZEDADRA

A tous mes amis

A tous mes collègues et mon encadreur «Boudefel . A»

ANIS

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

A mes parents. Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour D ont-ils ne cessent de me combler .Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A celui que j'aime beaucoup et qui m'a soutenue tout au long de ce projet : ma femme et bien sur a mes frères et a toute ma famille

À tous les enseignants de département de Génie Electrotechnique et Automatique, en particulier le professeur M. KACHI et le Dr MAKDAD , qui m'a beaucoup aidé et encouragé.

DJAMIL

SOMMAIRE

Introduction Générale.....	1
<i>Chapitre I_Généralités sur les machines synchrones</i>	
I.1. Introduction	4
I.2. Schéma équivalent d'une machine synchrone :	5
I.3. Caractéristique de la puissance :	7
I.3.1. Pour une machine synchrone à pôles lisses :	7
I.3.2. Machine synchrone à pôles saillants :	11
I.4 Puissance réactive générée :	13
I.5 Contrôle du facteur de puissance :	14
<i>Chapitre II_Etude théorique de la stabilité dynamique d'un réseau électrique</i>	
II.1. Introduction.....	18
II.2. Caractéristiques de puissance pour le cas d'un court-circuit	19
II.2.1. Types des courts-circuits.....	19
II.2.2. Caractéristiques de puissances	19
II.3. La loi des aires (des surfaces)	22
II.3.1. Détermination de l'angle limite de débranchement	22
II.4. Méthode des intervalles successifs	22
II.5. Conclusion	26
<i>Chapitre III_Application sur un réseau de transport haute tension</i>	
III.1. Introduction :	28
III.2. Données du réseau à calculer :	28
III.3. Etude du régime initial :	29
III.3.1. Schéma équivalent et diagramme vectoriel :	29
III.3.2. Caractéristique de puissance :	30
III.4. Cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne	31
III.4.1. Si la ligne en défaut est débranchée.....	32
III.4.2. Si la ligne en défaut reprend le fonctionnement normal.....	36
III.5. Court-circuit triphasé au milieu de la deuxième ligne.....	37
Conclusion	43
<i>Conclusion Générale</i>	45

Bibliographie 48

Liste des figures :

N°	Titre	Page
----	-------	------

Chapitre I : Généralités sur les machines synchrones

Figure I.1	Machine synchrone triphasé à deux pôles	04
Figure I.2	Rotor à pôles lisses	05
Figure I.3	Rotor à pôles saillants	05
Figure I.4	Représentation d'une machine synchrone	06
Figure I.5	Diagramme vectoriel d'une machine synchrone	06
Figure I.6	Machine synchrone connecté à un jeu de barre infinie	07
Figure I.7	Exemple d'un réseau de transport	07
Figure I.8	Schéma équivalent du réseau	08
Figure I.9	Diagramme vectoriel du réseau	08
Figure I.10	Caractéristique de puissance pour une machine à pôles lisses	10
Figure I.11	Machine à pôles saillants : a/ à 2 pôles, b/ à 4 pôles.	11
Figure I.12	Caractéristique de puissance pour une machine à pôles saillants	12
Figure I.13	Diagrammes vectoriels pour une machine synchrone surexcité (a) et sous-excité (b)	14
Figure I.14	Variation du courant d'excitation pour une puissance constante P d'une machine synchrone	15

Chapitre II : Etude théorique de la stabilité dynamique d'un réseau électrique

Figure II.1	Interactions entre puissances mécanique de la turbine et électrique du générateur	18
Figure II.2	Exemple d'un réseau de transport	19
Figure II.3	Caractéristiques de puissances dans le cas d'un court-circuit	20
Figure II.4	Rotation à la vitesse du synchronisme des vecteurs E et U en régime de fonctionnement stable	20
Figure II.5	Processus d'accélération et de freinage	21

Figure II.6	Méthode des intervalles successifs	24
Figure II.7	Détermination du temps limite de débranchement	26

Chapitre III : Application sur un réseau de transport haute tension

Figure III.1	Réseau de transport à calculer	28
Figure III.2	Schéma équivalent du réseau	29
Figure III.3	Diagramme vectoriel du système	30
Figure III.4	Caractéristique de puissance du régime initial	31
Figure III.5	Réseau de transport avec un court-circuit triphasé au début de la deuxième ligne	32
Figure III.6	Schéma équivalent du réseau de transport après élimination de la ligne en court-circuit	33
Figure III.7	Caractéristiques de puissances pour le cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne (cas élimination de la ligne en défaut)	35
Figure III.8	Caractéristiques de puissances pour le cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne (cas élimination du défaut sans l'élimination de la ligne)	37
Figure III.9	Cas d'un court-circuit au milieu de la deuxième ligne	38
Figure III.10	Caractéristiques de puissances pour le cas d'un court circuit triphasé au milieu de la 2 ^{ème} ligne.	42
Figure III.11	Détermination du temps limite de débranchement t_{deb} à partir de la courbe de variation $\delta = f(t)$	43
Figure III.12	Variation de l'angle delta en fonction du temps pour différentes valeurs de t_{deb}	44

Introduction Général

Introduction Générale

Le réseau électrique est une infrastructure vitale et stratégique pour nos sociétés modernes. Aujourd'hui, la perte du réseau est une véritable catastrophe quand cela arrive, tant nous dépendons de l'énergie électrique.

La complexité des réseaux d'interconnexions et leur soumission à plusieurs contraintes économiques, écologiques et techniques ont amené les fournisseurs d'énergie électrique à faire fonctionner les réseaux à pleine capacité pour avoir un équilibre entre l'augmentation de la consommation et la production, et ce dans des conditions de plus en plus proches des limites de stabilité. Dans ces conditions sévères et limites d'opération, l'occurrence de n'importe quelle perturbation telle que les courts-circuits, les variations brusques des charges, les pertes dans lignes et les pertes d'ouvrages (lignes, générateurs, transformateurs, etc....) peuvent mener une situation critique commençant par des oscillations électromécaniques souvent mal amorties suivies de la perte de synchronisme et d'instabilité du système. Ces oscillations électromécaniques de faibles fréquences sont associées à l'angle de rotor des machines synchrones fonctionnant dans un système les reliant ensemble par des lignes de transmission longues avec d'autres groupes de machines.

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs etc., ce qui implique une augmentation du coût et une dégradation du milieu naturel. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences. [4]

Plan de travail

Ce travail s'articule autour de l'analyse des grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique et divisé en trois chapitres :

Dans le premier chapitre nous présentons les généralités sur les machines synchrones (les alternateurs), la caractéristique de puissance pour les machines synchrones (à pôles lisses et à pôles saillants).

Au second chapitre nous étudions l'influence des grandes perturbations sur la stabilité dynamique d'un système électrique, parmi ces grandes perturbations on va étudier en particulier les plus sévères à savoir les courts-circuits triphasés.

Dans le dernier chapitre on fait une application sur un réseau de transport haute tension connecté à un système électro-énergétique de puissance infinie.

Enfin nous terminons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

*Généralités sur les
machines synchrones*

I.1. Introduction

Le terme de machine synchrone regroupe toutes les machines dont la vitesse de rotation de l'arbre de sortie est égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, le champ magnétique rotorique est généré soit par des aimants, soit par un circuit d'excitation. La position du champ magnétique rotorique est alors fixe par rapport au rotor, ce qui impose en fonctionnement normal une vitesse de rotation identique entre le rotor et le champ tournant statorique.

Cette famille de machine regroupe en fait plusieurs sous familles, qui vont de l'alternateur de plusieurs centaines de mégawatts au moteur de quelques watts, en passant par les moteurs pas à pas.

Néanmoins, la structure de toutes ces machines est relativement proche. Le stator est généralement constitué de trois enroulements triphasés répartis, tel que les forces électromotrices générées par la rotation du champ rotorique soient sinusoïdales (Figure.I.1).

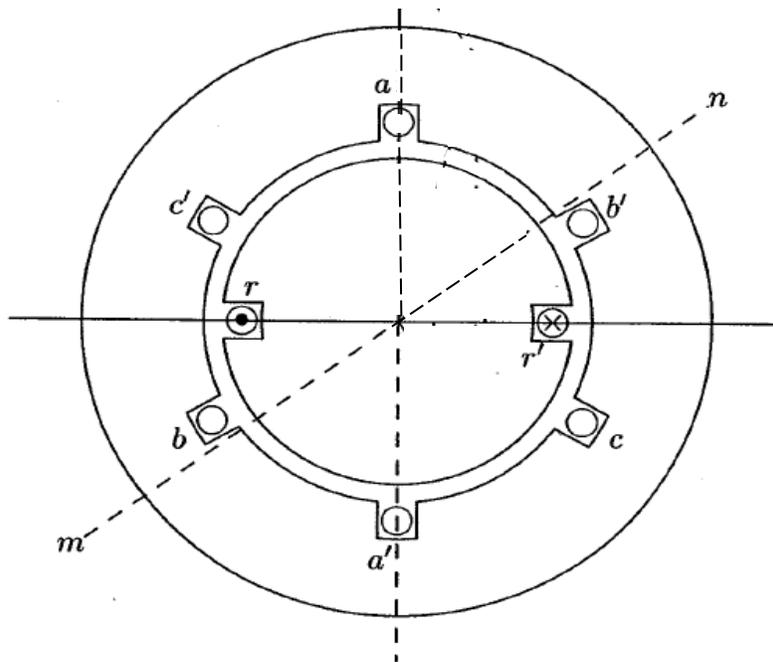


Figure.I.1 : Machine synchrone triphasée à deux pôles.

Il existe plusieurs familles de rotor, ayant pour rôle de générer le champ d'induction rotorique.

Les rotors bobinés à pôles lisses (Figure. I.2), les rotors bobinés à pôles saillants (Figure. I.3),
,...etc.



Figure. I.2 : Rotor à pôles lisses

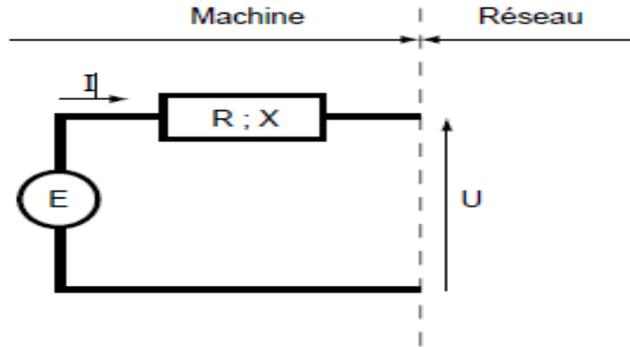


Figure. I.3 : Rotor à pôles saillants

I.2. Schéma équivalent d'une machine synchrone :

D'une manière générale les génératrices et les moteurs synchrones sont représentés dans le schéma de calcul par une f.é.m en série d'une impédance $Z=R+jX$; (Figure. I.4).

a - Schéma d'une machine synchrone



b - Diagramme vectoriel correspondant à la machine ci-dessus

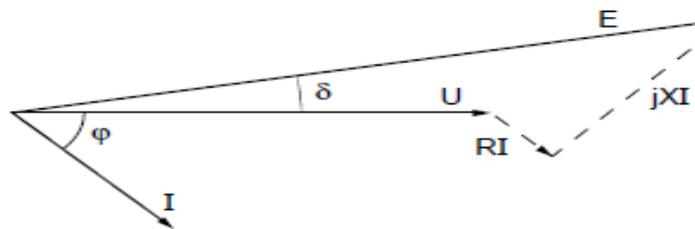


Figure. I.4 : Représentation d'une machine synchrone

Le diagramme vectoriel de la figure I.4.b est celle qui correspond à une charge active inductive c-à-d pour un facteur de charge $\cos\varphi$ en retard, pour les deux autres types de charges on a :

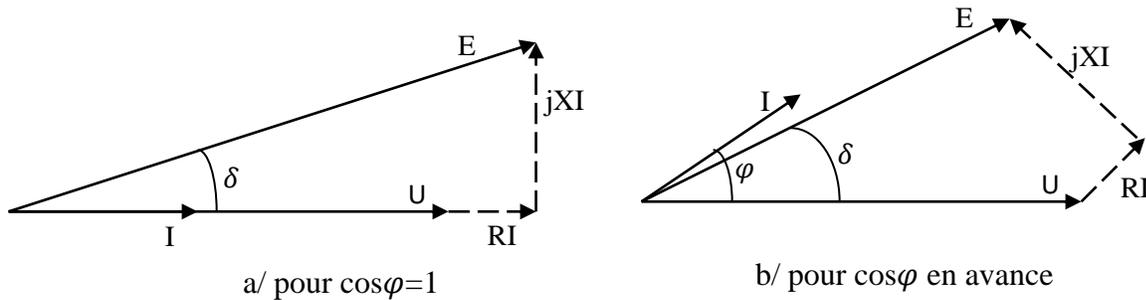


Figure. I.5 : Diagramme vectoriel d'une machine synchrone

La valeur de la résistance R de la machine est plus faible devant la valeur de la réactance X , de telle sorte on peut la négliger dans les calculs, dans ce cas la machine sera représentée à un jeu de barre de puissance infinie comme suit :

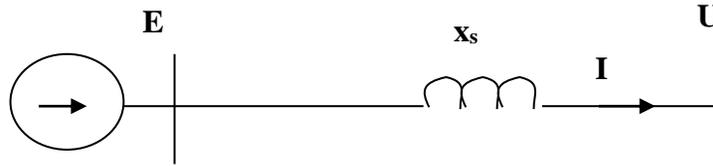


Figure .I.6 : Machine synchrone connecté à un jeu de barre infinie

x_s est la réactance sommaire entre le générateur et le jeu de barres de puissance infinie.

I.3. Caractéristique de la puissance :

I.3.1. Pour une machine synchrone à pôles lisses :

Considérons le réseau de transport (Figure. I.7) constitué par une centrale débitant sur deux lignes en parallèle à travers un transformateur T_1 .

Le réseau est interconnecté par l'intermédiaire d'un transformateur T_2 à un système électro-énergétique de puissance infinie. Dans ce cas la tension aux bornes de ce système est constante.

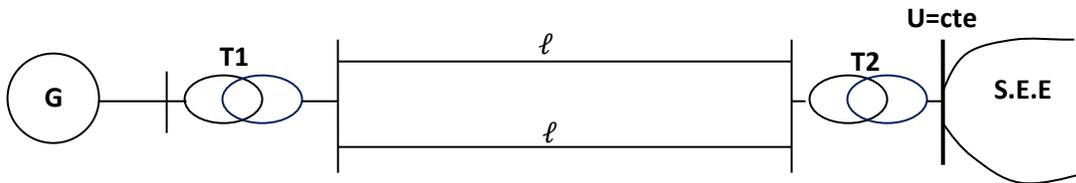


Figure. I.7 : Exemple d'un réseau de transport

Les paramètres du système permettant d'établir le schéma équivalent correspondant (Figure. I.8) où x_s est la réactance sommaire du système considéré pour lequel on considère que $r_s \ll x_s$.

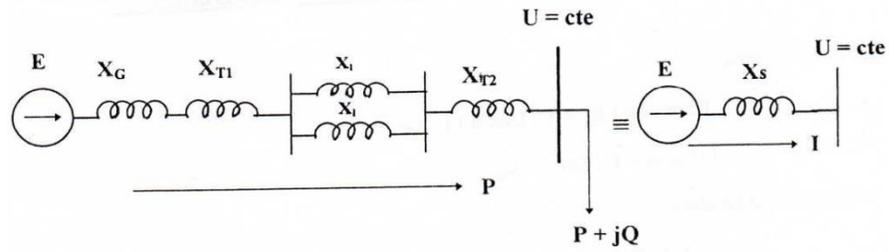


Figure. I.8 : Schéma équivalent du réseau

Dans ce cas-là on peut établir le diagramme vectoriel suivant (Figure. I.9).

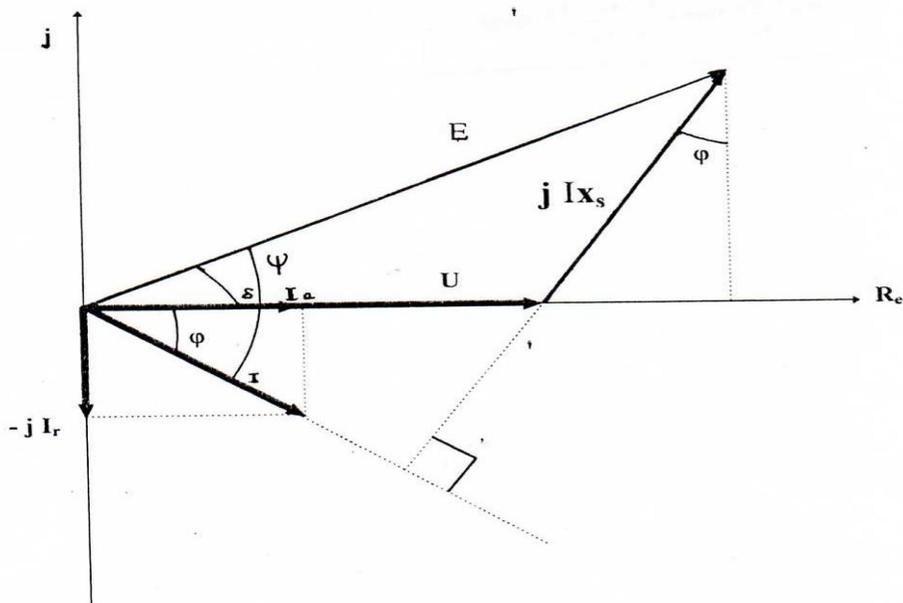


Figure. I.9: Diagramme vectoriel du réseau

D'après les figures (I.8 et I.9), on a :

$$\begin{cases} \dot{E} = E \angle \delta \\ \dot{U} = U \angle 0^\circ \\ Z_s = x_s \angle 90^\circ \end{cases} \quad (1.1)$$

Ainsi, on peut déduire que le courant sera donné par la formule suivante :

$$\dot{i} = \frac{\dot{E} - \dot{U}}{Z_s} \quad (1.2)$$

Ce qui donne :

$$\dot{i} = \frac{E}{x_s} \angle (\delta - 90) - \frac{U}{x_s} \angle (-90) \quad (1.3)$$

La puissance apparente complexe \dot{S}_1 donnée par le générateur au début de la ligne sera :

$$\dot{S}_1 = \dot{E} \cdot \dot{i}^*$$

De la même manière, la puissance apparente complexe \dot{S}_2 donnée par le générateur à la fin de la ligne sera :

$$\dot{S}_2 = \dot{U} \cdot \dot{i}^*$$

Ce qui donne :

$$\dot{S}_1 = \frac{E^2}{x_s} \angle (90) - \frac{E \cdot U}{x_s} \angle (90 + \delta) \quad (1.4)$$

Et

$$\dot{S}_2 = \frac{E \cdot U}{x_s} \angle (90 - \delta) - \frac{U^2}{x_s} \angle (90) \quad (1.5)$$

Et comme on a :

$$\dot{S} = P + jQ \quad (1.6)$$

Alors on aura :

$$P_1 = -\frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \cos(\delta + 90) = \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \sin(\delta) \quad (1.7)$$

$$Q_1 = \frac{E^2}{x_s} - \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \sin(\delta + 90) = \frac{E^2}{x_s} - \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \cos(\delta) \quad (1.9)$$

$$P_2 = -\frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \cos(90 - \delta) = \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \sin(\delta) \quad (1.10)$$

$$Q_2 = \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \sin(\delta + 90) - \frac{U^2}{x_s} = \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \cos(\delta) - \frac{U^2}{x_s} \quad (1.11)$$

Donc :

$$P_1 = \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \sin(\delta) = P_2 \quad (1.12)$$

$$Q_1 = \frac{E^2 - E \cdot U \cdot \cos(\delta)}{x_s} \quad (1.13)$$

$$Q_2 = \frac{E \cdot U \cdot \cos(\delta) - U^2}{x_s} \quad (1.14)$$

La caractéristique $P = f(\delta)$ est dite caractéristique angulaire ou caractéristique de puissance (Figure. 1.10).

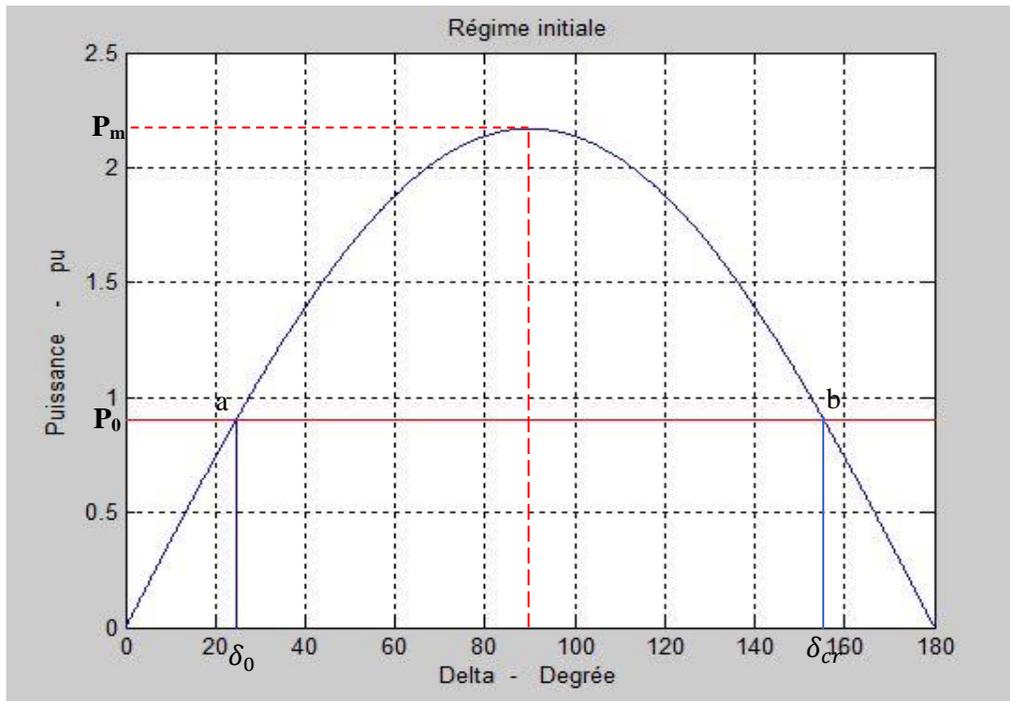


Figure. I.10 : Caractéristique de puissance pour une machine à pôles lisses.

Pour pouvoir étudier la stabilité d'une machine synchrone nous devons connaître sa caractéristique angulaire. Pour cela, pour les machines synchrones à pôles lisses, la réactance du générateur dans l'axe longitudinale (x_d) et transversale (x_q) sont pratiquement les mêmes et la puissance est exprimée comme suit :

$$P = \frac{E.U}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \tag{1.15}$$

1.3.2. Machine synchrone à pôles saillants :

Dans une machine à pôles saillants l'entrefer sous les pôles est différent à celui entre les pôles, ce qui fera la différence entre la réactance longitudinale x_d et la reactance transversale x_q ($x_d > x_q$),

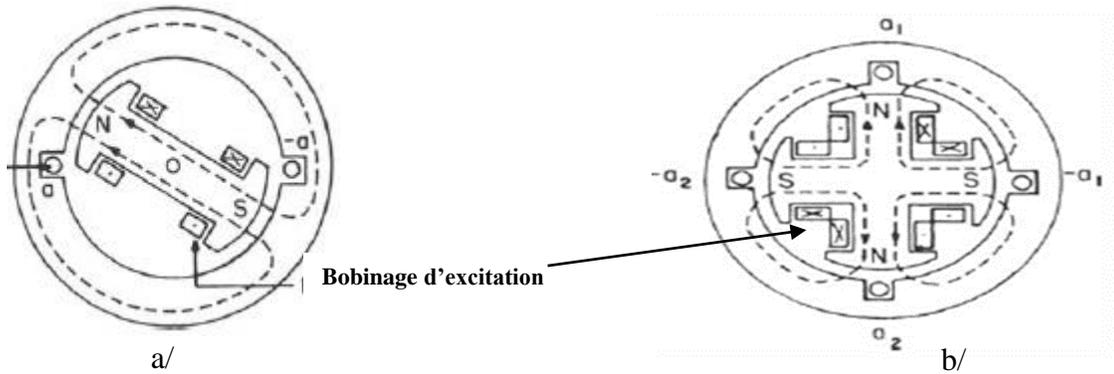


Figure. I.11 : Machine à pôles saillants :

a/ à 2 pôles, b/ à 4 pôles.

et la puissance active P délivrée par la machine à pôles saillants sera :

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi \tag{1.16}$$

Ou bien en développant, avec $\varphi = (\Psi - \delta)$ (Figure.1.9),

$$P = UI \cos \Psi \cos \delta + UI \sin \Psi \sin \delta \tag{1.17}$$

Du diagramme vectoriel (Figure.1.9), on peut obtenir :

$$I \cos \Psi = I_q \text{ et } I \sin \Psi = I_d \tag{1.18}$$

$$E_q = U_s \cos \delta + I_d x_{d\Sigma} \tag{1.19}$$

Des deux dernières expressions on peut exprimer :

$$I_d = [E_q - (U_s \cos \delta)] / x_{d\Sigma} \text{ et } I_q = (U_s \sin \delta) / x_{q\Sigma} \tag{1.20}$$

Ce qui donne :

$$I \sin \Psi = [E_q - (U_s \cos \delta)] / X_{d\Sigma} \text{ et } I \cos \Psi = (U_s \sin \delta) / X_{d\Sigma}$$

On peut écrire alors :

$$P = \frac{U_s E_q \sin \delta}{X_{q\Sigma}} \cos \delta + U_s \frac{E_q - U_s \cos \delta}{X_{d\Sigma}} \sin \delta$$

$$P = \frac{U_s E_q}{X_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U_s^2}{2} \left(\frac{1}{X_{q\Sigma}} - \frac{1}{X_{d\Sigma}} \right) \sin 2\delta$$

$$P = \frac{U_s E_q}{X_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U_s^2}{2} \left(\frac{X_{d\Sigma} - X_{q\Sigma}}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \right) \sin 2\delta \tag{1.21}$$

On voit que la puissance à deux composantes l'une fondamentale et l'autre harmonique (Figure. I.12).

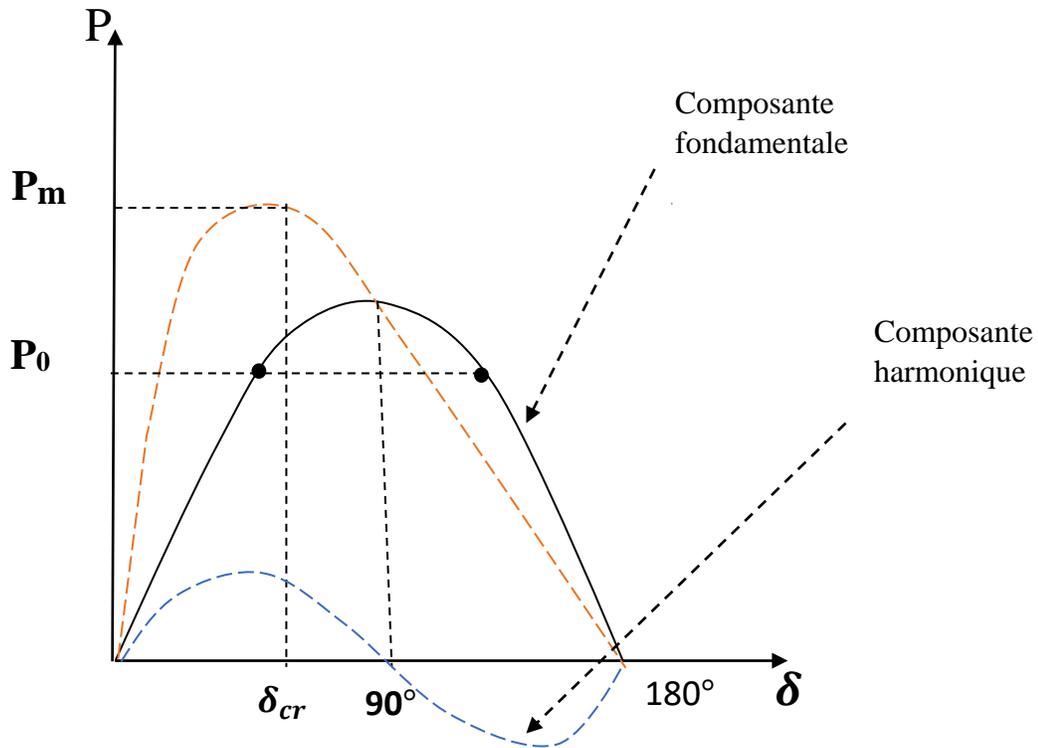


Figure.I.12 : Caractéristique de puissance pour une machine à pôles saillants.

1.4 Puissance réactive générée :

De l'équation (1.14), on peut conclure que le générateur produit de la puissance réactive ($Q > 0$) si :

$$E \cdot \cos\delta > U$$

Dans ce cas le générateur se comporte comme un condensateur par rapport au système. Cette condition s'applique pour les grandes valeurs de E , et on dit que la machine est **surexcitée**. D'autre part, la machine est **sous-excité** si elle consomme de la puissance réactive ($Q < 0$). Ici on a :

$$E \cdot \cos\delta < U$$

La figure 1-13 montre les diagrammes vectoriels pour les deux cas. La machine synchrone surexcitée est normalement utilisée pour fournir de la puissance réactive en jouant le rôle d'un condensateur synchrone, où aucune charge active n'est branchée à la machine ($\delta = 0$). Dans ce cas nous avons

$$Q = \frac{U(E - U)}{x_s} \quad (1.22)$$

Le contrôle de la production d'énergie réactive s'effectue en changeant simplement E , en faisant varier l'excitation en courant continu.



$$0 < \delta < 90^\circ$$

$$0 < \varphi < 90^\circ$$

Générateur surexcité

$$P_G > 0$$

$$Q_G > 0$$

$$0 < \delta < 90^\circ$$

$$-90 < \varphi < 0^\circ$$

Générateur sous-excité

$$P_G > 0$$

$$Q_G < 0$$

Figure. 1.13 Diagrammes vectoriels pour une machine synchrone surexcité (a) et sous-excité (b)

1.5 Contrôle du facteur de puissance :

La possibilité de faire varier l'excitation du rotor est une caractéristique importante de la machine synchrone, et nous considérons maintenant l'effet d'une telle variation lorsque la machine fonctionne en générateur avec une puissance mécanique d'entrée constante de la turbine.

De la figure I.6, la puissance active P générée par la machine peut être exprimée comme suit :

$$P=U.I.\cos\varphi \text{ en [p.u]}$$

Puisque la puissance d'entrée de la turbine est cte, alors pour que la puissance de sortie P de la machine demeure aussi constante, donc il faut que :

$$I.\cos\varphi=cte$$

Ainsi, la variation du courant d'induit doit être sur une ligne verticale (ab) lorsque le facteur de puissance varie par variation du courant d'excitation, comme le montre la figure I.14.

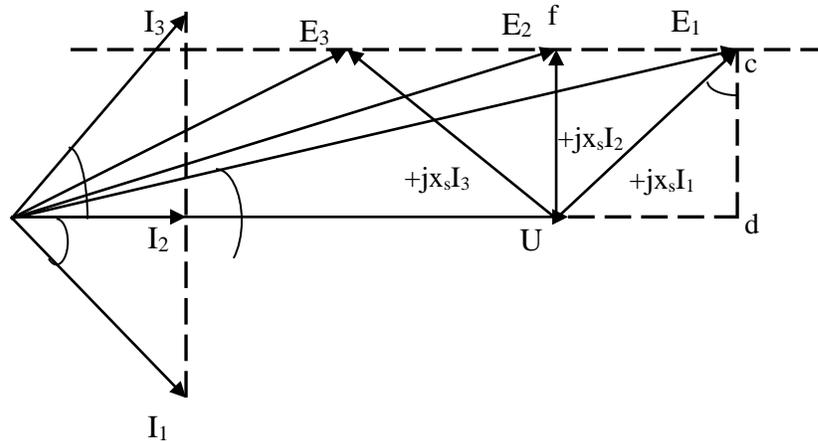


Figure. I.14 Variation du courant d'excitation pour une puissance constante P d'une machine synchrone.

De la figure I.14 on a :

$$cd = E_1 \cdot \sin(\delta_1) = x_s \cdot I_1 \cdot \cos(\varphi_1) = cte$$

Donc $E_1 \cdot \sin(\delta_1) = cte$, ce qui implique que les vecteurs E_1 , E_2 et E_3 se trouvent sur la même ligne horizontale (ef).

Sur la figure I.14, on a tracé le diagramme vectoriel pour les trois cas du facteur de puissance à savoir :

- Pour $\cos(\varphi_1)$ en retard, correspond le courant I_1 et la f.é.m E_1 .
- Pour $\cos(\varphi_2) = 1$, correspond le courant I_2 et la f.é.m E_2 .
- Pour $\cos(\varphi_3)$ en avance, correspond le courant I_3 et la f.é.m E_3 .

La valeur minimale du courant I est obtenue pour un facteur de charge $\cos(\varphi_2) = 1$.

La figure I.15 montre que pour une puissance active de sortie P constante la production de puissance réactive Q peut être contrôlée au moyen de l'excitation du rotor.

1.6 Conclusion :

Dans ce chapitre on a présentés la machine synchrone qui est l'élément principal de la production de l'énergie électrique dans les réseaux électriques, on a vu que la puissance délivrée par le générateur dépend essentiellement de la f.é.m E du générateur, de la tension U du système, de la réactance sommaire de liaison x_s entre la machine et le système et de l'angle de déphasage δ entre E et U . pour la puissance réactive, elle dépend essentiellement de la f.é.m E et donc du courant d'excitation continu.

Chapitre II

*Etude théorique de la
stabilité dynamique
d'un réseau électrique*

II.1. Introduction

La stabilité dynamique est la capacité du générateur de rétablir le régime de fonctionnement normal après de fortes perturbations.

Ces perturbations sont de natures oscillatoires (interaction entre couples accélérateur et de freinage correspondants respectivement aux puissances de la turbine et du générateur, comme le montre la figure II.1).

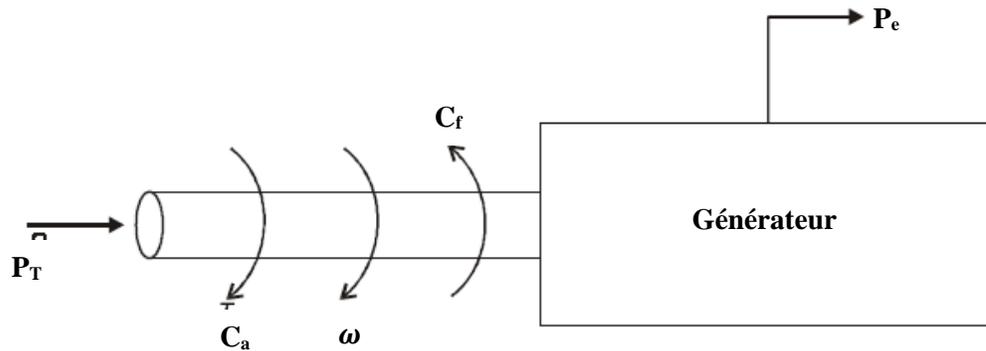


Figure.II.1. : Interactions entre puissances mécanique de la turbine et électrique du générateur

Ces perturbations peuvent avoir différentes origines comme :

- Variation brusques de la charge (qu'on appelle saut de charge) ;
- Débranchement inattendu d'une ligne ou d'un transformateur ;
- Débranchement d'un générateur ;
- Courts-circuits.

Les plus dures de ces perturbations sont les courts circuits (la tension est nulle au point de court-circuit triphasé).

Le degré d'effet du court-circuit sur la stabilité dynamique est évalué par la chute de tension dans le point de défaut. Plus la tension dans le point de défaut diminue plus la sortie du synchronisme est probable. Ceci fait que la stabilité dynamique est particulièrement étudiée dans le cas des courts-circuits triphasé.

II.2. Caractéristiques de puissance pour le cas d'un court-circuit

II.2.1. Types des courts-circuits

On distingue trois types de court-circuit :

- Court-circuit monophasé ;
- Court-circuit biphasé non et à la terre ;
- Court-circuit triphasé non et à la terre ;

Les courts-circuits triphasés sont peu fréquents et simples à calculer, les deux premiers types sont plus fréquents et peuvent donner lieu à des courants de court-circuit plus élevés dans certains cas.

II.2.2. Caractéristiques de puissances

Considérons le réseau de transport de la figure II.1

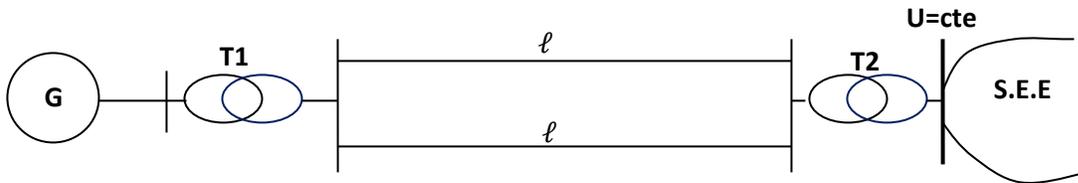


Figure. II.2: Exemple d'un réseau de transport

Si on a par exemple un court-circuit qui s'est produit dans l'une des deux lignes en parallèles du système, alors les caractéristiques de puissance pour les différents régimes seront représentées comme dans la figure II.3.

Avant le court-circuit le système fonctionne en régime de fonctionnement stable et la caractéristique de puissance est représentée par la caractéristique (1), le générateur délivre une puissance P_0 au système (point a est le point de fonctionnement initiale stable).

Au point a on a l'équilibre entre la puissance de la turbine P_T et celle électrique du générateur P_e , sont exprimées par l'équation de mouvement mécanique du rotor suivante :

$$P_T - P_e = P_T - P_{m1} \sin \delta_0 = M \cdot \left(\frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) = 0 \quad \text{II.1}$$

Avec $P_T = P_{m1} \sin \delta_0 = P_0 = 0$

M : moment d'inertie.

Ce qui donne $\left(\frac{d^2\delta}{dt^2}\right) = 0$, donc une vitesse de rotation constante.

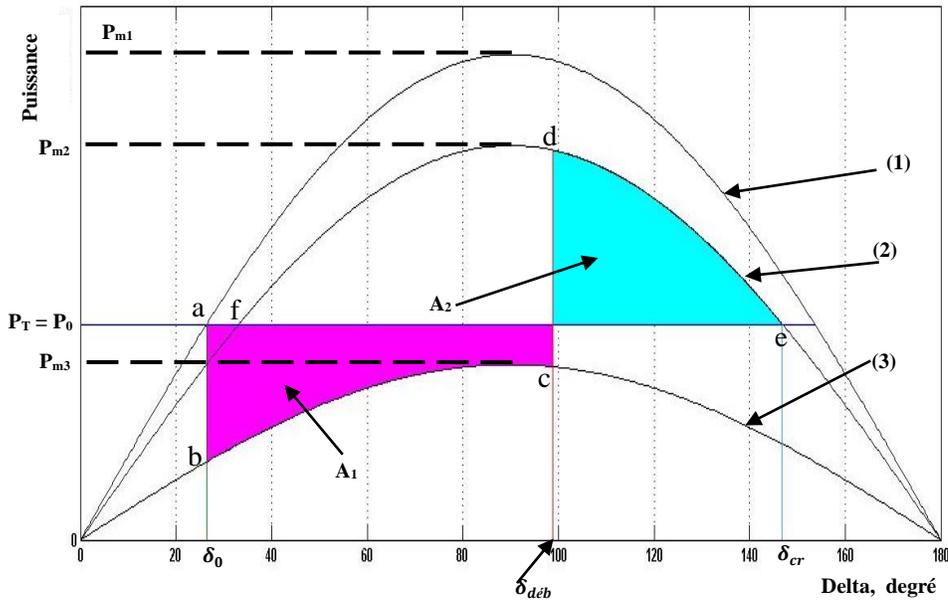


Figure II.3 : Caractéristiques de puissances dans le cas d'un court-circuit.

- (1) Durant le régime normal (avant le défaut) ;
- (2) Durant le régime après avarie (après élimination du défaut) ;
- (3) Durant le régime d'avarie (durant le défaut) ;

Donc on conclut qu'avant le défaut le système est stable, et le point de fonctionnement stable (a) de la caractéristique (1), l'équilibre entre la puissance de la turbine et celle du générateur donne une rotation du rotor à la vitesse du synchronisme, c-à-d que les vecteurs f.é.m E du générateur et de la tension U du système tournent à la vitesse du synchronisme (Figure II.4).

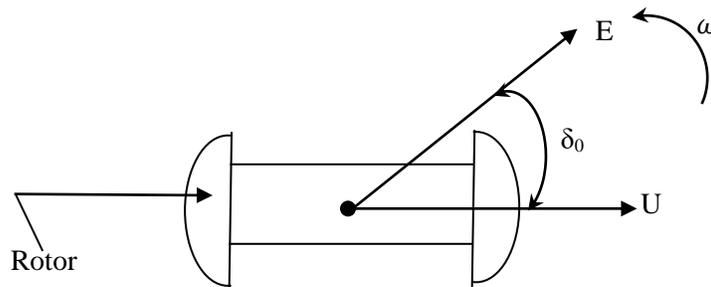


Figure. II.4: Rotation à la vitesse du synchronisme des vecteurs E et U en régime de fonctionnement stable.

A l'instant de l'apparition du court-circuit, et en raison de l'énergie mécanique du rotor, l'angle δ entre les vecteurs E et U ne varie pas instantanément $\delta = \delta_0$ mais le régime passe du (point a de la caractéristique 1) au (point b de la caractéristique 3), dans ce point la puissance de la turbine P_T qui est supposée constante et ne dépend pas des conditions extérieures est supérieure à celle de la machine P_b ($P_T > P_b$).

L'équation de mouvement (II.1) dans le point b devienne :

$$P_T - P_e = P_T - P_{m3} \sin \delta = M \cdot \left(\frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \neq 0 \quad \text{II.2}$$

Donc au point b, il apparait une accélération $\left(\frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \neq 0$, et le rotor commence à accélérer.

Le vecteur E qui jusqu'alors tournait en synchronisme avec le vecteur U commence à tourner à une vitesse plus grande, ce qui donne à l'apparition d'une vitesse relative de rotation v de E par rapport à U (Figure II.4).

Le processus d'accélération continue jusqu'au l'angle limite de débranchement (au point c moment de débranchement de la ligne en défaut), donc en passe de la caractéristique 3 en défaut à la caractéristique 2 (système de transport avec une seule ligne), au point d on a ($P_d > P_T$) ? et un processus de freinage (Figure II.5) commence jusqu'à ce que la vitesse s'annule à l'angle critique δ_{cr} (point e).

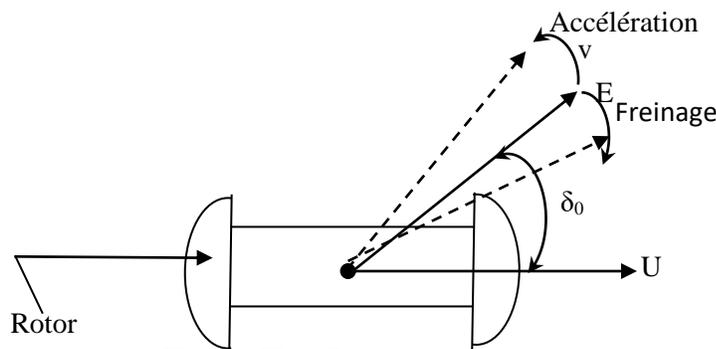


Figure. II.5: Processus d'accélération et de freinage

Au point e, la vitesse relative s'annule, l'angle δ est alors à valeur maximale mais le moment de freinage reste supérieur au moment accélérateur par conséquent la vitesse v commence à évoluer dans le sens inverse et l'angle δ commence à diminuer de $\delta_{cr} \rightarrow \delta_{moy}$ et au delà. Il s'établit une oscillation jusqu'à l'équilibre énergétique avec $v=0$ et $\delta = \delta_{moy}$ (point f).

II.3. La loi des aires (des surfaces)

Elle est basée sur le fait que l'énergie accumulée lors de l'accélération du rotor (l'aire A_1 de la figure II.3) doit être égale à celle dépensée pendant le freinage (l'aire A_2).

II.3.1. Détermination de l'angle limite de débranchement

Avec la loi des aires on peut déterminer l'angle limite de débranchement δ_{deb} .

Alors, l'égalité des deux aires hachurées nous permet d'écrire :

$$A_1 + A_2 = 0 \quad \text{II.3}$$

$$\Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (p_0 - p_{m3} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (p_0 - p_{m2} \sin \delta) d\delta = 0$$

$$\text{Où : } \delta_{cr} = 180^\circ \quad \delta_2 = 180^\circ - \arcsin \frac{p_0}{p_{m2}}$$

$$\Rightarrow p_0(\delta_{deb} - \delta_0) + p_{m3}(\cos \delta_{deb} - \cos \delta_0) + p_0(\delta_{cr} - \delta_{deb}) + p_{m2}(\cos \delta_{cr} - \cos \delta_{deb}) = 0$$

\Rightarrow

$$\cos \delta_{deb} = \frac{p_0(\delta_{cr} - \delta_0) \frac{\pi}{180} + p_{m2} \cos \delta_{cr} - p_{m3} \cos \delta_0}{p_{m2} - p_{m3}} \quad \text{II.4}$$

Avec δ_0 et δ_{cr} sont exprimé en degrés.

II.4. Méthode des intervalles successifs

La procédure consiste à découper l'intervalle du temps du régime transitoire à analyser un élément Δt pour lesquels, on détermine successivement la variation de l'angle δ et de la puissance P . Le régime permanent avant perturbation est défini par le point « a » de la Figure II.6.

A l'instant $t_0 = 0$ de la perturbation, la puissance du générateur varie en faisant un écart avec P_0 (P_T) de $\Delta P(0)$. Si les éléments de temps Δt sont choisis suffisamment petits, on peut considérer que $\Delta P(0)$ reste constant pendant l'écart $\Delta \delta(1)$ correspondant à Δt .

Pour déterminer le temps de débranchement, on se base sur l'équation du mouvement du rotor.

$$\Delta P = P_0 - p_{m3} \sin \delta_0 = M \cdot \left(\frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \quad \text{II.5}$$

M : moment d'inertie.

Ce qui donne :

$$\left(\frac{d^2\delta}{dt^2}\right) = \left(\frac{1}{M}\right) \Delta P = \left(\frac{\pi.f}{H}\right) \Delta P \quad \text{II.6}$$

Avec :

$$M = \frac{H}{\pi.f} \quad \text{II.7}$$

H : est la constante d'inertie.

Du caractère de l'équation (équation différentielle de 2^{ème} ordre), il est difficile de la résoudre directement en fonction de δ , pour cela on utilise d'autres méthodes telles que la méthode des intervalles successifs qui consiste en ce qui suit :

Soit :

$$K = \frac{\pi f(\Delta t)^2}{H} \quad \text{II.8}$$

L'écart de la puissance au début de l'intervalle (1) est :

$$\Delta P(0) = P_0 - P(0) = P_0 - P_{m3} \sin \delta_0 \quad \text{II.9}$$

L'angle correspond à la fin du premier intervalle (1) :

$$\delta(1) = \delta_0 + \Delta\delta(1) \quad \text{II.10}$$

Où $\Delta\delta(1)$: écart de δ correspond au premier intervalle (1) qui est égale à :

$$\Delta\delta(1) = K \frac{\Delta P(0)}{2} \quad \text{II.11}$$

En insérant la valeur de $\delta(1)$ dans l'expression de ΔP , on obtient :

$$\Delta P(1) = P(0) - P_{m3} \sin \delta(1) \quad \text{II.12}$$

Où $\Delta P(1)$: écart entre les puissances du générateur et de la turbine au début du deuxième intervalle.

$$\Delta\delta(2) = \Delta\delta(1) + K\Delta P(1) \quad \text{II.13}$$

On peut constater que les écarts de δ correspondant à des intervalles de temps ne sont pas égaux $\Delta\delta(2) > \Delta\delta(1)$, dues à l'accélération initiale au deuxième intervalle.

L'angle δ correspond sera donc :

$$\delta(2) = \delta(1) + \Delta\delta(2) \quad \text{II.14}$$

La valeur de l'écart $\Delta P(2) = P_0 - P_{m3} \sin \delta(2)$

La valeur de l'écart $\Delta P(2)$ définit l'accélération qui à son tour permet de déterminer :

$$\delta(3) = \Delta\delta(2) + K\Delta\delta(2) \quad \text{II.15}$$

Et ainsi de suite

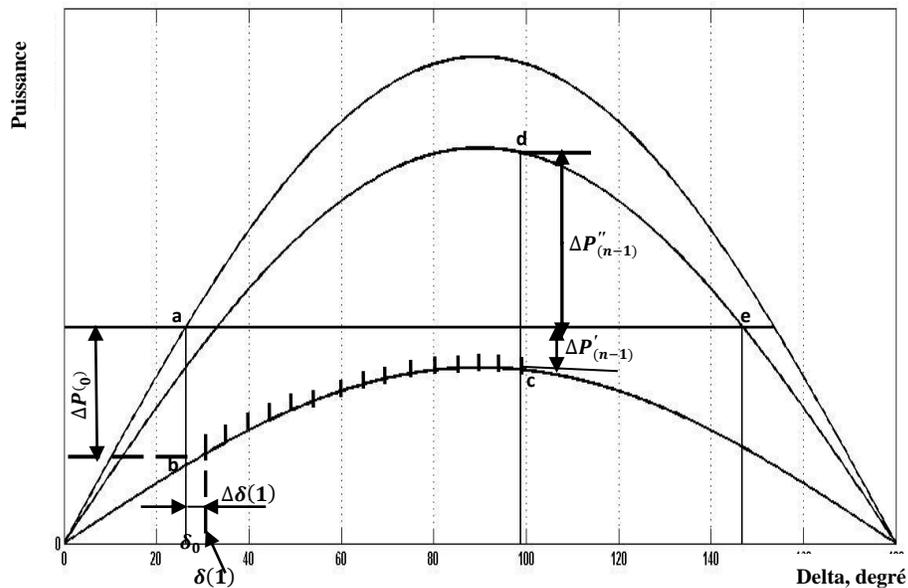


Figure II.6: Méthode des intervalles successifs.

Remarque :

A l'instant de l'apparition et de l'élimination du défaut (c-à-d le passage d'un régime de fonctionnement à un autre régime), on doit prendre la valeur moyenne de l'écart de puissance juste avant et après l'apparition (ou l'élimination du défaut).

Par exemple au moment de l'apparition du défaut (passage du point (a) au point (b) des caractéristiques de la figure II.6) on a :

$$\Delta\delta(1) = \frac{K[\Delta P'(0) + \Delta P''(0)]}{2}$$

Avec $\Delta P'(0)$: écart de puissance juste avant l'apparition du défaut (point a) donc :

$$\Delta P'(0) = P_0 - P_0 = 0$$

Et $\Delta P''(0)$: écart de puissance juste après l'apparition du défaut (point b) donc :

$$\Delta P''(0) = P_0 - P_{m3} \cdot \sin(\delta_0)$$

Même chose dans le cas de l'élimination du défaut (passage du point c au point d), dans ce cas on a :

$$\Delta\delta(n) = \Delta\delta(n-1) + \frac{K[\Delta P'(n-1) + \Delta P''(n-1)]}{2}$$

Avec $\Delta P'(n-1)$: écart de puissance juste avant l'élimination du défaut (point c) donc :

$$\Delta P'(n-1) = P_0 - P_{m3} \cdot \sin(\delta(n-1))$$

Et $\Delta P''(n-1)$: écart de puissance juste après élimination du défaut (point d) donc :

$$\Delta P''(n-1) = P_0 - P_{m2} \cdot \sin(\delta(n-1))$$

Et d'une manière générale, sauf le cas de discontinuité (ci-dessus) on a :

$$\Delta\delta(m) = \Delta(m-1) + K\Delta P(m-1)$$

Le calcul continu jusqu'à ce que δ commence à diminuer (la machine est stable) où bien jusqu'à ce que l'on soit sûr que δ continue à augmenter, dans ce cas la machine sort du synchronisme.

De la courbe et après déterminer l'angle limite de débranchement $\delta_{déb}$, en fait correspondre cet angle et on détermine graphiquement le temps limite de débranchement correspondant à $t_{déb}$ (Figure II.7).

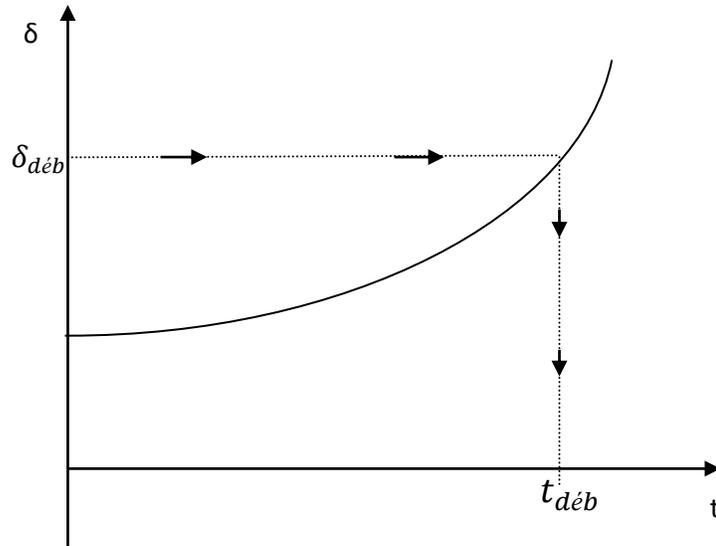


Figure II.7 : Détermination du temps limite de débranchement.

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre, on a étudié la stabilité dynamique des réseaux électriques, autrement dit l'étude de l'influence des grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique, les courts-circuits triphasés sont les perturbations les plus dangereux, c'est pour ça qu'on a étudié les courts-circuits triphasés. Plusieurs paramètres caractérisent la stabilité dynamique, parmi ces paramètres on distingue l'angle limite de débranchement du court-circuit $\delta_{déb}$ déterminé à partir de la loi des aires et le temps limite de débranchement $t_{déb}$ déterminé à partir de la méthode des intervalles successives. Le temps de débranchement $t_{déb}$ est un paramètre très important dans l'analyse et l'exploitation des réseaux électriques.

Chapitre III :
Application sur un
réseau de transport
haute tension

III.1. Introduction :

Dans ce chapitre on va faire une application sur un réseau de transport haute tension, le réseau (et ses données) proposé à l'étude est pris de la référence [1] et se compose d'une centrale représentée par un générateur G, qui délivre une puissance P_0 à un système de puissance infinie à travers un transformateur et deux lignes de transport.

L'objectif est d'étudier le régime initial, dans lequel on détermine la caractéristique de puissance, la marge de stabilité et le diagramme vectoriel. Après ça, on étudie le comportement du réseau en général et du générateur en particulier dans le cas des grandes perturbations à savoir les courts-circuits triphasés.

III.2. Données du réseau à calculer :

Le réseau proposé à l'étude est représenté par la (Figure III.1).

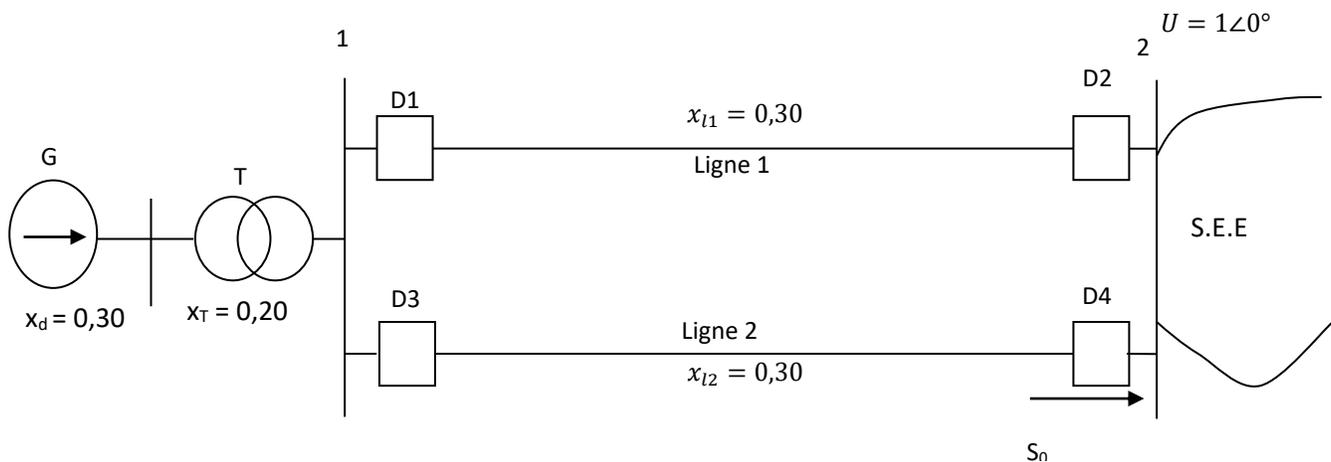


Figure III.1 : Réseau de transport à calculer

Les données du réseau sont exprimées en unités relatives comme suit :

$S_0 = (0,8 + j0,074)$: La puissance apparente délivrée par le générateur ;

$U = 1\angle 0^\circ$: Tension du S.E.E ;

$x'_d = 0,30$: Réactance du générateur ;

$x_T = 0,20$; Réactance de transformateur ;

$x_{l1} = 0,30$: Réactance de la ligne 1 ;

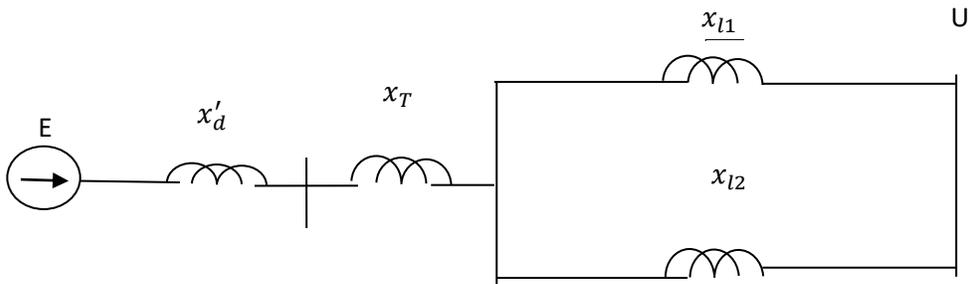
$x_{l2} = 0,30$; Réactance de la ligne 2 ;

$H = 5$ MJ/MVA ; Constante d'inertie du générateur ; $f = 50$ Hz : Fréquence du réseau ;

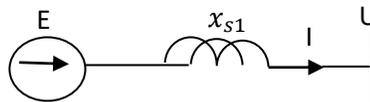
III.3. Etude du régime initial :

III.3.1. Schéma équivalent et diagramme vectoriel :

Le schéma équivalent du réseau est représenté par la (Figure III.2)



a) Globale.



b) Réduit.

Figure III.2 : Schéma équivalent du réseau

On a : $E = U + j I x_{s1}$

$$x_{s1} = x'_d + x_T + \frac{x_{l1} \cdot x_{l2}}{x_{l1} + x_{l2}} = 0,30 + 0,20 + \frac{0,30 \cdot 0,30}{0,30 + 0,30} = 0,65$$

Pour le diagramme vectoriel on aura :

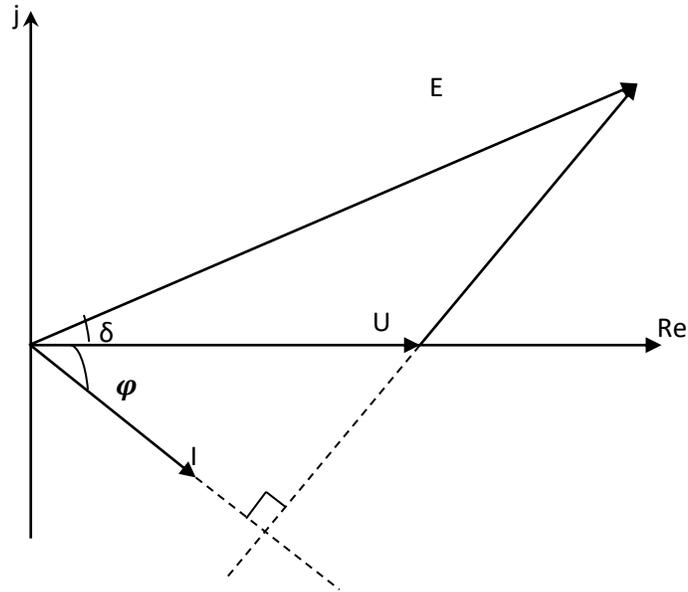


Figure III.3 : Diagramme vectoriel du système.

Déterminant maintenant la valeur du courant I

On a :

$$I = \frac{\hat{S}}{\hat{U}} = \frac{0.8 - j0.074}{1} = 0.8 - j0.074$$

Alors $\dot{E} = 1 + j(0.8 - j0.074) \cdot 0.65 = 1.0481 + j0.52 = 1.17 \angle 26.387^\circ$

Enfin on a :

$$|E| = 1.17 \text{ et } \delta_0 = 26.387^\circ$$

III.3.2. Caractéristique de puissance :

La caractéristique de puissance du régime initial est donnée par l'expression suivante :

$$P_1 = P_{m1} \sin \delta = \frac{E \cdot U}{x_{s1}} \sin \delta = \frac{1.17 * 1}{0.65} \sin \delta$$

$$P_1 = 1.8 \sin \delta$$

Qui est représentée par la figure suivante :

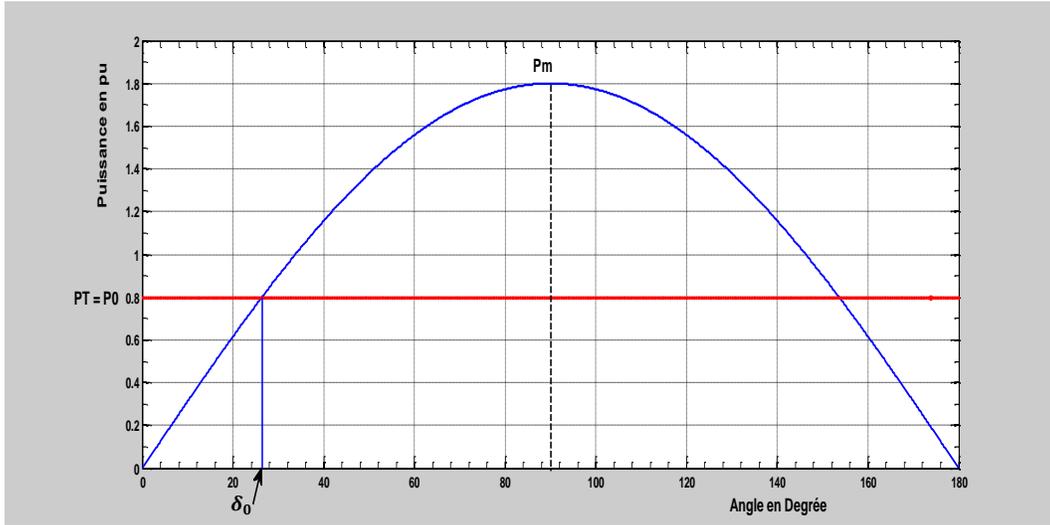


Figure III.4 : Caractéristique de puissance du régime initial

La marge de la stabilité est évaluée par un coefficient k_{ms} donnée par l'expression suivante :

$$k_{ms} = \frac{P_m - P_0}{P_0} * 100 = \frac{1.8 - 0.8}{0.8} * 100 = 125\%$$

Plus la marge de stabilité est grande et plus la sortie du synchronisme est faible.

III.4. Cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne

On a étudié le cas d'un court-circuit triphasé qui s'est produit au début de la deuxième ligne (Figure. III.5):

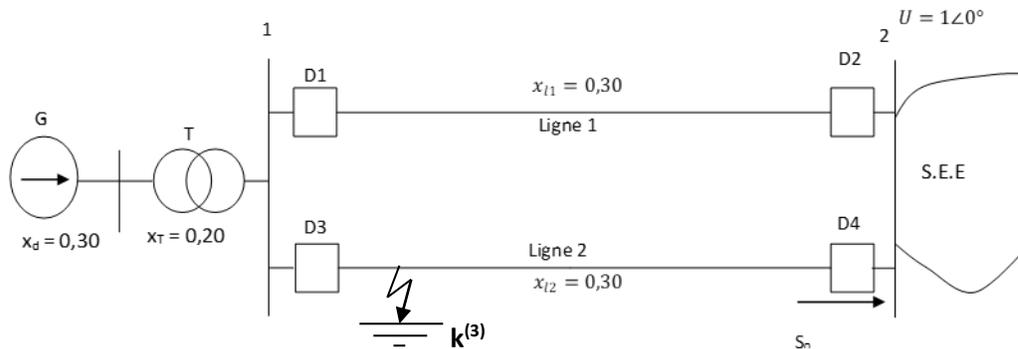


Figure. III.5 : Réseau de transport avec un court-circuit triphasé au début de la deuxième ligne.

On distingue deux cas :

III.4.1. Si la ligne en défaut est débranchée

a. Régime normal :

$$P_1 = 1.8 \sin \delta$$

b. Régime d'avarie (durant le court-circuit) :

Durant le court-circuit au début de la ligne la puissance délivrée par le générateur au système égale à 0.

$$P_3 = 0$$

c. Régime après avarie :

Après élimination du court-circuit (élimination de la ligne en défaut) par ouverture des disjoncteurs D₃ et D₄ on aura le schéma de la figure ci-dessous :

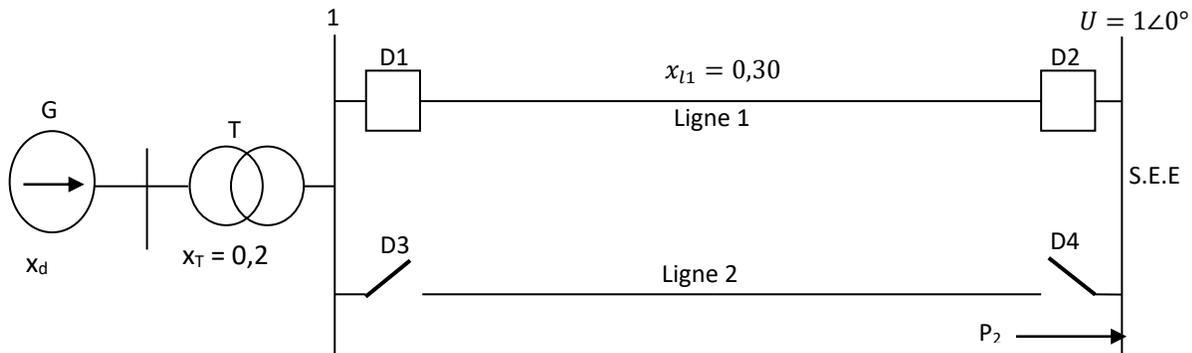


Figure. III.6 : Schéma équivalent du réseau de transport après élimination de la ligne en court-circuit.

Avec :

$$P_2 = P_{m2} \sin \delta ;$$

Et

$$P_{m2} = \frac{E * U}{X_{s2}}$$

Où $x_{s2} = x'_d + x_T + x_{11} = 0.30 + 0.20 + 0.30 = 0.80$

Avec $E = cte = 1,17$, ce qui donne :

$$P_{m2} = \frac{1.17 * 1}{0.80} = 1,46$$

Ce qui donne :

$$P_2 = 1,46 \sin \delta$$

Détermination de l'angle limite de débranchement limite δ_{deb}

L'angle limite de débranchement δ_{deb} est déterminé en utilisant le critère des aires égales par la formule suivante :

$$\cos \delta_{deb} = \frac{P_0 (\delta_{cr} - \delta_0) \frac{\pi}{180} + P_{m2} \cos \delta_{cr} - P_{m3} \cos \delta_0}{P_{m2} - P_{m3}}$$

Avec

$$\delta_2 = \sin^{-1} \left(\frac{P_0}{P_{m2}} \right)$$

$$\text{Et } \delta_{cr} = 180 - \delta_2 = 180 - \sin^{-1} \left(\frac{0.8}{1.46} \right) = 146.77^\circ$$

Ce qui donne :

$$\cos \delta_{deb} = \frac{0.8(146.77 - 26.387) \frac{\pi}{180} + 1.46 \cos 146.77}{1.46} = 0.3142$$

Enfin :

$$\delta_{deb} = \cos^{-1}(0.3142) = 71.68^\circ$$

Les caractéristiques de puissances pour les trois régimes sont représentées par la figure III.7 ci-dessous :

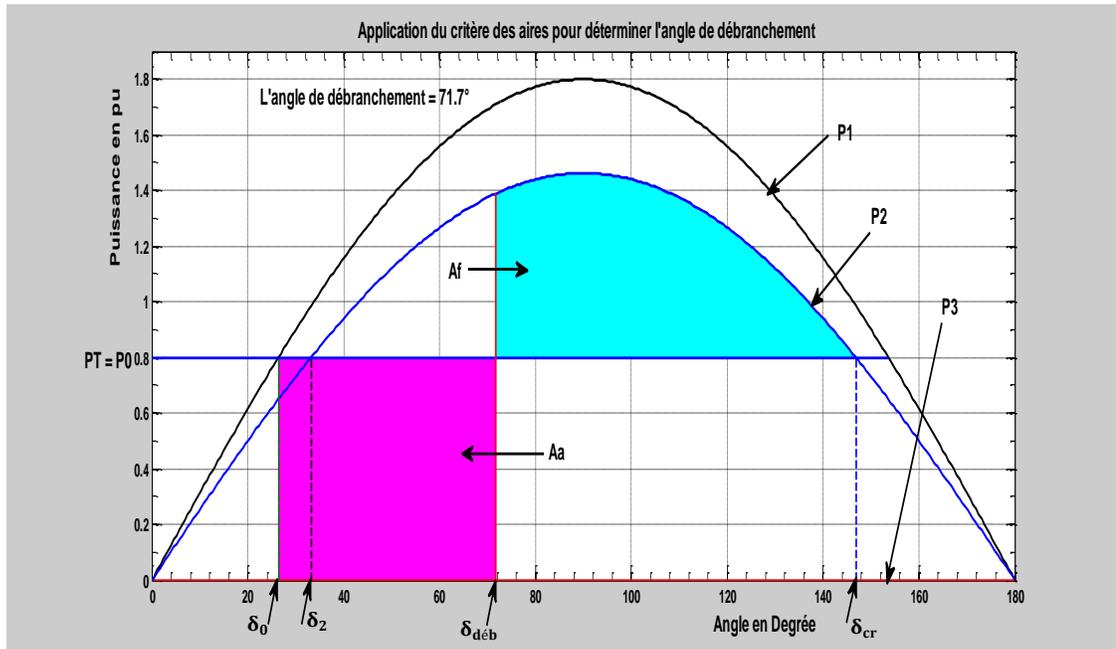


Figure III.7 : caractéristiques de puissances pour le cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne (cas élimination de la ligne en défaut).

P_1 : Pour le régime initial ;

P_2 : Pour le régime après avarie ;

P_3 : Pour le régime d'avarie ;

A_a : aire d'accélération ;

A_f : aire de freinage.

Détermination du temps limite de débranchement

Pour ce type de court-circuit, la détermination du temps de débranchement limite est facile parce que la puissance durant le court-circuit est nulle, donc on peut analytiquement déterminer ce temps à partir de l'équation de mouvement suivante :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_e = P_0 - P_e$$

Avec H : constante d'inertie

P_T : La puissance mécanique de la turbine qu'on suppose constante $P_T = \text{cte} = P_0$;

P_e : La puissance électrique du générateur, $P_e = P_3 = 0$ durant le court-circuit ce qui donne :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 \Rightarrow \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 \frac{\pi f}{H} \Rightarrow \frac{d\delta}{dt} = P_0 \frac{\pi f}{H} t$$

Donc :

$$\delta = \frac{1}{2} P_0 \frac{\pi f}{H} t^2 + \delta_0$$

Ce qui donne :

$$t = \sqrt{\frac{2H}{\pi f P_0} (\delta - \delta_0)}$$

pour $\delta = \delta_{\text{déb}}$ on a $t = t_{\text{déb}}$ ce qui donne :

$$t_{\text{déb}} = \sqrt{\frac{2H}{\pi f P_0} (\delta_{\text{déb}} - \delta_0)} = \sqrt{\frac{2 \cdot 5}{180 \cdot 50 \cdot 0.8} (71.68 - 26.387)}$$

$$t_{\text{déb}} = 0.25\text{s}$$

III.4.2. Si la ligne en défaut reprend le fonctionnement normal

On va étudier le cas après élimination du court-circuit, le système reprend le fonctionnement normal de tous les lignes, dans ce cas le régime après avarie coïncide avec le régime initial et on aura :

$$P_2 = P_1 = 1.8 \sin \delta$$

$$\text{Et } \delta_{cr} = 180 - \delta_2 = 180 - \sin^{-1} \left(\frac{0.8}{1.8} \right) = 153.612^\circ$$

Ce qui donne :

$$\cos \delta_{déb} = \frac{0.8(153.612 - 26.387) \frac{\pi}{180} + 1.8 \cos 153.612}{1.8} = 0.09058$$

Enfin :

$$\delta_{déb} = \cos^{-1}(0.09058) = 84.80^\circ$$

Les caractéristiques de puissances pour les trois régimes sont représentées par la figure III.8 ci-dessous :

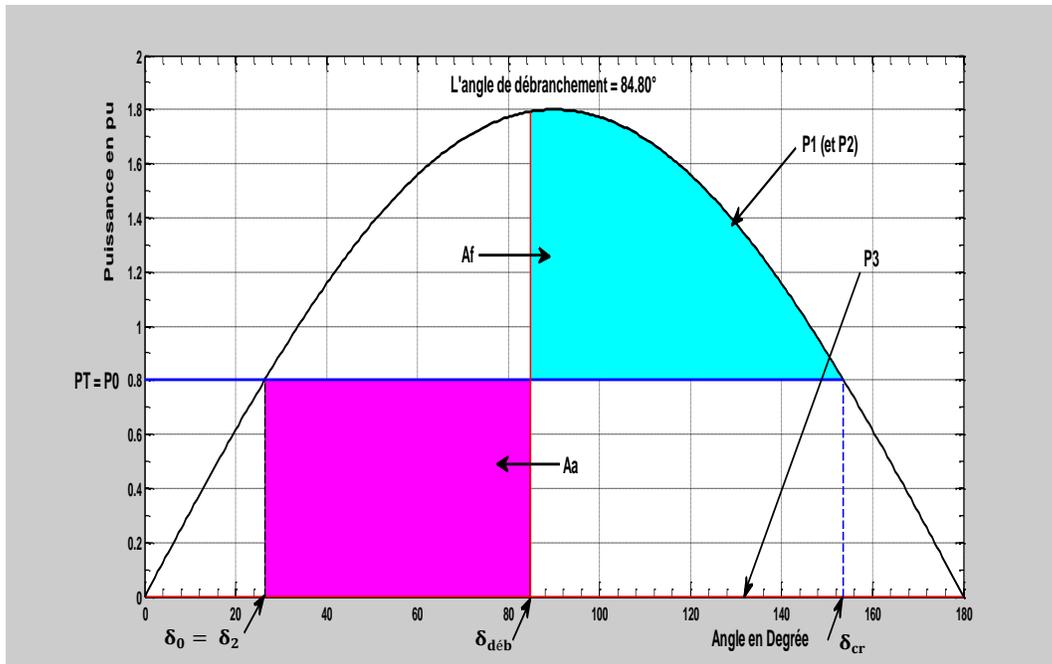


Figure III.8 : caractéristiques de puissances pour le cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne (cas élimination du défaut sans l'élimination de la ligne).

Et pour le temps de débranchement on aura :

$$t_{\text{déb}} = \sqrt{\frac{2H}{\pi f P_0} (\delta_{\text{déb}} - \delta_0)} = \sqrt{\frac{2 \cdot 5}{180 \cdot 50 \cdot 0.8} (84.8 - 26.387)}$$

$$t_{\text{déb}} = 0.285\text{s}$$

III.5. Court-circuit triphasé au milieu de la deuxième ligne

a. Régime normal

$$P_1 = 1.8 \sin \delta$$

b. Régime d'avarie (durant le court-circuit)

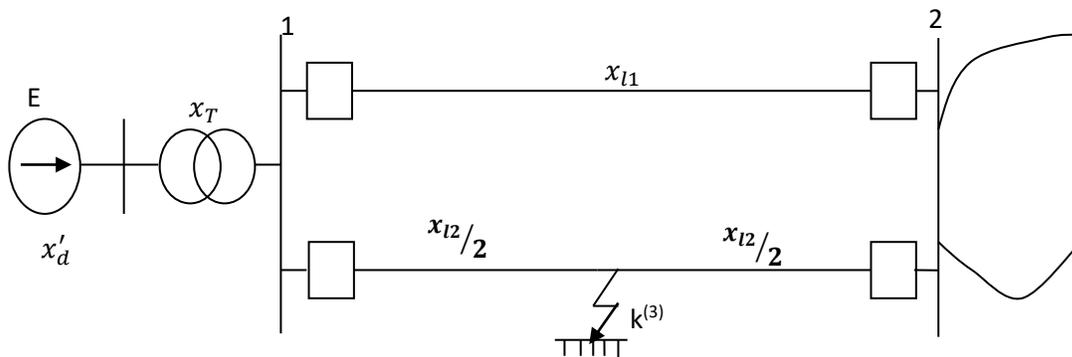
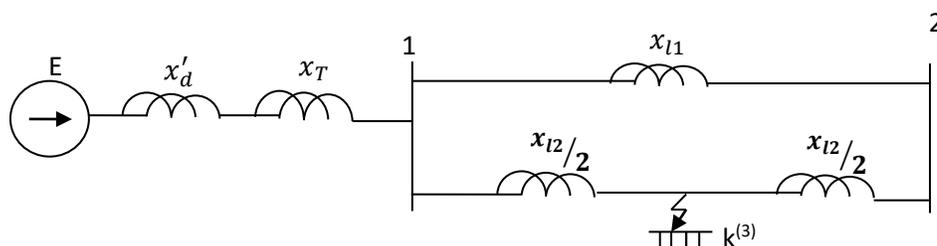


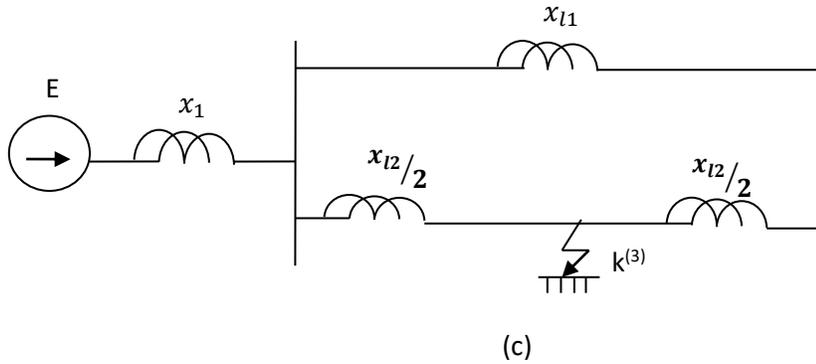
Figure III.9 : Cas d'un court-circuit au milieu de la deuxième ligne.

On aura le schéma équivalent suivant :



(b)

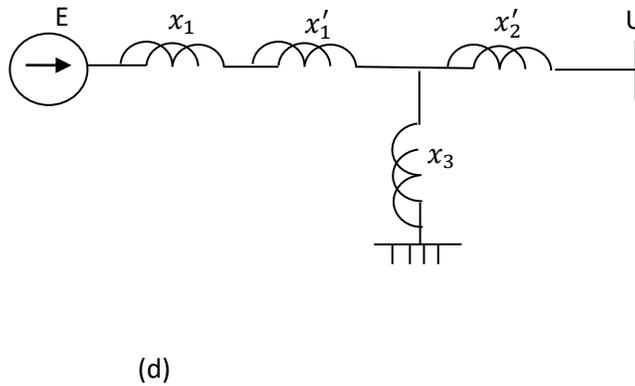
Après simplification on aura :



Avec :

$$x_1 = x'_d + x_T = 0.30 + 0.20 = 0.50$$

Après transformation Δ vers Y on aura



Avec :

$$x'_1 = \frac{x_{11} * (x_{12}/2)}{x_{11} + (x_{12}/2) + (x_{12}/2)} = \frac{0.3 * 0.15}{0.3 + 0.15 + 0.15} = 0.075$$

Et

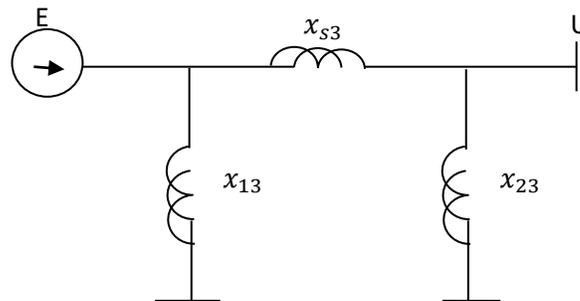
$$x'_2 = \frac{x_{11} * (x_{12}/2)}{x_{11} + (x_{12}/2) + (x_{12}/2)} = x'_1 = 0.075$$

$$x_3 = \frac{(x_{12}/2) * (x_{12}/2)}{x_{11} + (x_{12}/2) + (x_{12}/2)} = \frac{0.15 * 0.15}{0.3 + 0.15 + 0.15} = 0.0375$$

Soit :

$$x''_1 = x_1 + x'_1 = 0.50 + 0.075 = 0.575$$

Après transformation Y vers Δ on aura :



(e)

Ce qui nous donne enfin :

$$x_{s3} = x''_1 + x'_2 + \frac{x''_1 * x'_2}{x_3} = 0.575 + 0.075 + \frac{0.575 * 0.075}{0.0375}$$

$$x_{s3} = 1.8$$

Donc la caractéristique de puissance durant le court-circuit sera

$$P_3 = P_{m3} \sin \delta = 0.65 \sin \delta$$

Avec :

$$P_{m3} = \frac{E * U}{x_{s3}} = \frac{1.17 * 1}{1.8} = 0.65$$

Ce qui donne :

$$P_3 = 0.65 \sin \delta$$

c. Régime après avarie :

Après élimination du court-circuit (élimination de la ligne en défaut) par ouverture des disjoncteurs D_3 et D_4 , on aura le même schéma de la figure III.6 ci-dessus, donc on aura la même caractéristique de puissance :

$$P_2 = 1.46 \sin \delta$$

Détermination de l'angle limite de débranchement limite δ_{deb}

A partir de la formule suivante

$$\cos \delta_{deb} = \frac{P_0 (\delta_{cr} - \delta_0) \frac{\pi}{180} + P_{m2} \cos \delta_{cr} - P_{m3} \cos \delta_0}{P_{m2} - P_{m3}}$$

Avec

$$\delta_{cr} = 180 - \delta_2 = 180 - \sin^{-1} \left(\frac{P_0}{P_{m2}} \right) = 146.77^\circ$$

$$\cos \delta_{deb} = \frac{0.8(146.77 - 26.387) \frac{\pi}{180} + 1.46 \cos(146.77) - 0.65 \cos(26.387)}{1.46 - 0.65} = -0.1525$$

$$\delta_{deb} = \cos^{-1}(-0.1525) = 98.77^\circ$$

Les caractéristiques de puissances pour les trois régimes sont représentées par la (figure III.10).

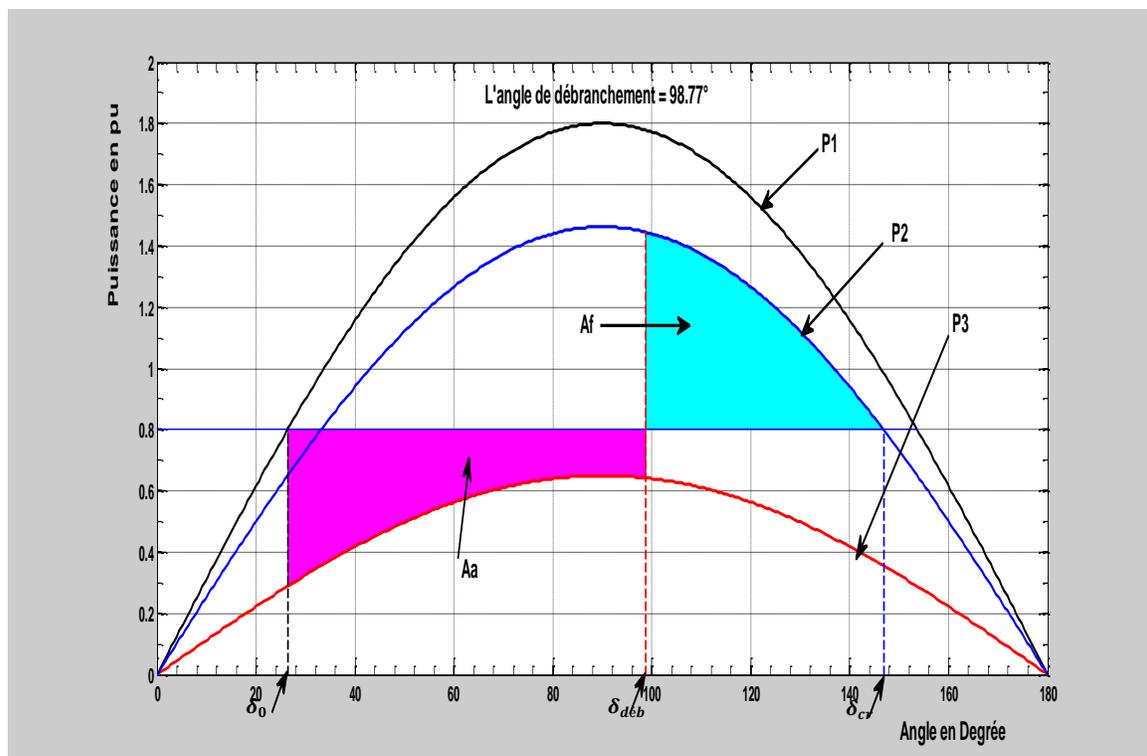


Figure III.10 : Caractéristiques de puissances pour le cas d'un court-circuit triphasé au milieu de la 2^{ème} ligne.

Détermination du temps limite de débranchement :

Pour cela on a utilisé un programme de calcul écrit en matlab [1], qui nous permet de faire la solution de l'équation de mouvement et de tracer la variation de l'angle δ en fonction du temps, alors ce qui nous a permis de tracer la courbe suivante :

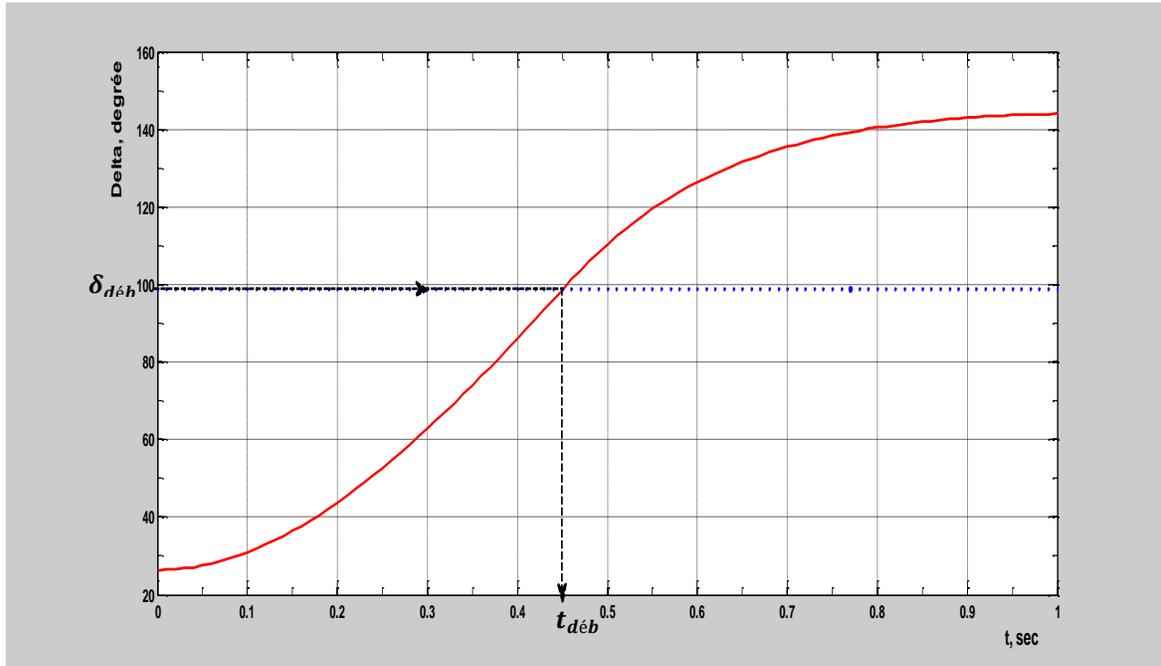


Figure. III.11 : Détermination du temps limite de débranchement $t_{déb}$ à partir de la courbe de variation $\delta = f(t)$.

De la courbe on détermine le temps limite de débranchement limite $t_{déb}$ qui correspond à $\delta_{déb}$ on trouve :

$$t_{déb} = 0.45 \text{ s}$$

Influence du temps de débranchement sur la stabilité du système

Pour cela, on a tracé la courbe de variation de l'angle delta en fonction du temps, pour différentes valeurs du temps de débranchement comme le montre la figure III.12.

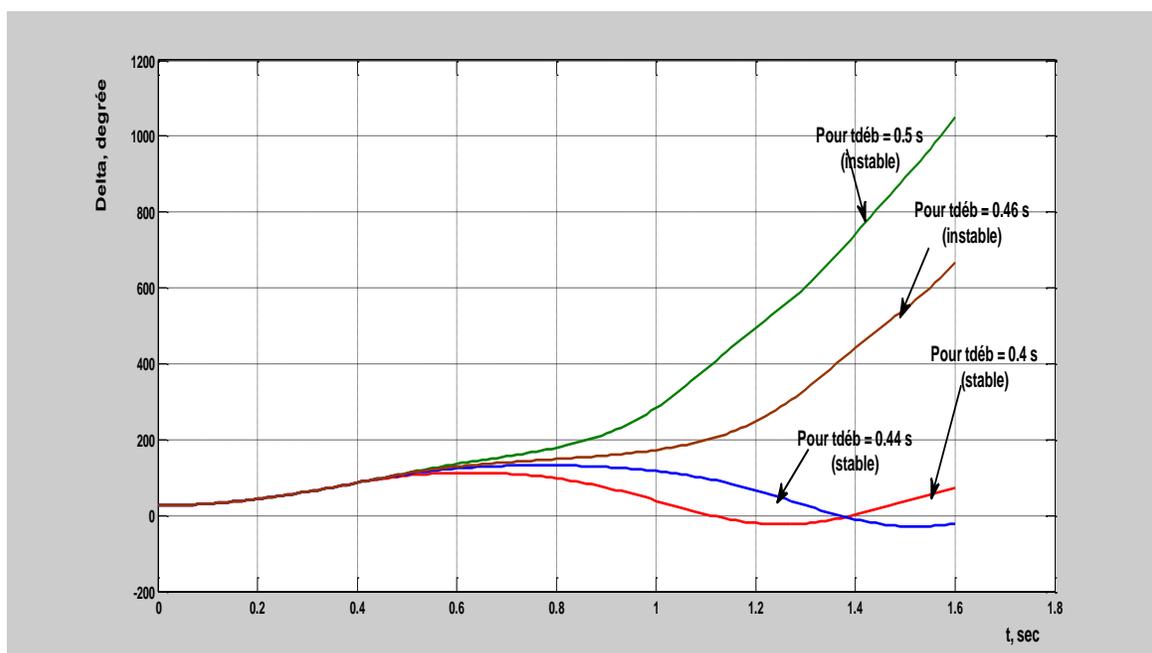


Figure. III.12 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour différentes valeurs de $t_{déb}$.

D'après la figure. III.12, on voit clairement que si on coupe le défaut avant le temps limite de débranchement le système sera stable et inversement si on coupe le défaut après le temps limite de débranchement le système sera instable.

Conclusion

L'étude du réseau de transport haute tension nous a permis de conclure :

- Qu'il présente une marge de stabilité assez importante, qui lui permet de supporter les faibles perturbations et de fonctionner dans des conditions normales et stable.
- L'angle delta et la marge de stabilité sont des paramètres caractérisant l'étude des faibles perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique.

- L'angle limite de débranchement et le temps limite de débranchement sont des paramètres importants caractérisant l'étude d'influence des grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique.
- La connaissance du temps limite de débranchement nous permet de bien caractériser les appareils de protections comme les disjoncteurs.

Conclusion Générale

Cette étude nous a permis d'approfondir nos connaissances au calcul et l'analyse des réseaux électriques et en particulier l'influence des grandes perturbations sur la stabilité des réseaux électriques.

Dans ce travail, nous avons étudiés l'influence des grandes perturbations sur la stabilité d'un système électrique en général et d'un générateur en particulier, qui est l'élément principal dans la production de l'énergie électrique, alors toutes perturbations dans le système électrique vont se répercutées directement sur lui.

L'étude et l'analyse de la stabilité dynamique d'un système électrique est la capacité de ce dernier de rétablir un nouveau régime de fonctionnement stable après de fortes perturbations, les plus dures de ces perturbations sont courts-circuits et en particulier les courts-circuits triphasés.

Le degré d'effet du court-circuit sur la stabilité dynamique est évalué par la chute de tension dans le point de défaut. Plus la tension dans le point de défaut diminue plus la sortie du synchronisme est plus probable. Ceci fait que la stabilité dynamique est particulièrement étudiée dans le cas des courts-circuits triphasés.

Les indices caractéristiques de la stabilité d'un système électrique, on distingue : Le coefficient de la marge de stabilité (k_{ms}), la puissance maximale (P_m) et l'angle de fonctionnement delta (δ).

D'autres indices à savoir : L'angle limite de débranchement (δ_{deb}) et le temps limite de débranchement (t_{deb}).

La détermination du temps limite de débranchement nous permet de bien caractériser les appareils de protections comme les disjoncteurs, donc la connaissance et la détermination de ce paramètre est indispensable dans l'étude et l'analyse des systèmes électriques.

Bibliographie

Bibliographie

Ouvrage :

- [1] Hadi SAADAT, « Power system analysis », Editions: McGraw Hill, New Delhi, 2002.
- [2] O.I. ELGARD, “Electric Energy Systems Theory: An Introduction”, Editions: McGraw Hill, New York, 1982.
- [3] P. KUNDUR, “Power System Stability and control”, Editions: McGraw Hill, New York, 1994.

Mémoire et thèse :

- [4] GHOLIPOUR SHAHRAKI Eskandar, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, Soutenue publiquement le 13 Octobre 2003.
- [5] DRIDAH Kamel ; KROUMA Yassine, « Etude et analyse de la stabilité statique et dynamique des générateurs synchrones », Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, Option : Réseaux électriques, Université de Guelma, Juin 1999.
- [6] FARDJALLAH Khouloud, « Impact des perturbations électriques sur la stabilité d'un réseau électrique », Mémoire de Master en électrotechnique, Option : Réseaux électriques, Université de Guelma, Juin 2019.