

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique

Réf:...../2019



MEMOIRE

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

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Par :FARDJALLAH KhouLOUD

Thème

**Impact des perturbations électriques sur la stabilité
d'un réseau électrique**

Soutenu publiquement, le 02/07 /2019, devant le jury composé de :

Mr. BOUNAYA Kamel	Professeur	Univ.Guelma	Président
Mr. BOUDEFEL Amar	MCA	Univ.Guelma	Encadreur
Mr. BELOUCIF Faissel	MCB	Univ.Guelma	Co-Encadreur
Mr. GOUIDIA Said	MAA	Univ.Guelma	Examineur

Année Universitaire :2018/2019

Remerciement

Je tiens d'abord à remercier ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la foi et de nous permet d'en arriver là.

Je tiens à remercier sincèrement Dr. BOUDEFEL Amar, qui en tant qu'encadrant, s'est toujours montré à l'écoute et disponible tout au long notre projet de fin d'étude.

En préambule à ce mémoire, je souhaite adresser mes remerciements les plus sincères aux personnes qui m'ont apporté leur aide et ont contribué à ce mémoire.

Je tiens à remercier aussi « l'université 8 mai 1945 Guelma » d'avoir donné l'opportunité de vivre une expérience aussi enrichissante tant sur le plan humain que professionnel.

Dédicaces

*Je dédie cet humble travail, fruit des longues années de mes études à :
La fontaine de l'amour ma mère «Lynda» qui m'a donné la vie, l'espoir
et la tendresse.*

*Mon très cher père «Djamel» pour le quel les mots ne suffiront jamais
pour le remercier.*

Aussi, je dédie ce mémoire :

*À mon prodigieux chère frère **Moundher** «Doudou».*

À mes intimes les princesses «Zahra», «Imen» et «Ibtissem».

À tous mes amis, mes connaissances et compagnons de parcours.

*À tout le personnel du Département de Génie Electrique de L'université
de Guelma.*

À tous ceux qui j'estime et m'estiment.

Khouloud

Sommaire

CHAPITRE I : Caractéristique de puissance des machines synchrones

II.1 Introduction	Erreur ! Signet non défini.
II.2 Schéma d'analyse de la stabilité statique	Erreur ! Signet non défini.
II.3 Critère de la stabilité :	Erreur ! Signet non défini.
II.4 Puissance maximale P_m pour une machine à pôles saillants :	Erreur ! Signet non défini.
II.5 Marge de la stabilité k_m, s :	Erreur ! Signet non défini.
II.6 Conclusion :	Erreur ! Signet non défini.

CHAPITRE III : Influence des grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique

III.1. Définition :	Erreur ! Signet non défini.
III .2. Caractéristiques de puissance :	Erreur ! Signet non défini.
III.3. Caractéristiques de puissance pour le cas d'un court-circuit.....	Erreur ! Signet non défini.
III.3.1. Types des courts-circuits :	Erreur ! Signet non défini.
III.3.2. Caractéristiques de puissances :	Erreur ! Signet non défini.
III.4. La loi des aires (des surfaces) :	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1. Détermination de L'angle limite de débranchement :	Erreur ! Signet non défini.
III.5. Méthode des intervalles successifs :	Erreur ! Signet non défini.
III.7. Conclusion :	Erreur ! Signet non défini.

CHAPITRE IV : Application sur au réseau électrique en Haute Tension

IV.1. Introduction :	Erreur ! Signet non défini.
IV.2. Données du réseau à calculer :	Erreur ! Signet non défini.
IV.3. Etude du régime initial :	Erreur ! Signet non défini.
IV.3.1. Schéma équivalent et diagramme vectoriel :	Erreur ! Signet non défini.
IV.3.2. Caractéristique de puissance :	Erreur ! Signet non défini.
IV.4. Cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne:	Erreur ! Signet non défini.
IV.4.1. Détermination de l'angle limite de débranchement limite $\delta_{déb}$: ...	Erreur ! Signet non défini.
IV.4.2. Détermination du temps limite de débranchement :	Erreur ! Signet non défini.
IV.5. Court-circuit triphasé au milieu de la deuxième ligne :	Erreur ! Signet non défini.
IV.5.1. Détermination de l'angle limite de débranchement limite $\delta_{déb}$	Erreur ! Signet non défini.
IV.5.2. Détermination du temps limite de débranchement :	Erreur ! Signet non défini.
IV.6. Conclusion	Erreur ! Signet non défini.

Conclusion générale	42
Bibliographie	43

INTRODUCTION GENERALE

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. Pourtant, c'est un système très énergétique qui doit constamment préserver un équilibre fragile entre la production et la consommation, du fait que l'électricité ne se stocke pas en grande quantité. Or, le réseau est un système complexe de grande dimension et multicouches qui est sujet en permanence à des perturbations diverses, ce qui rend son comportement chaotique et difficile à maîtriser. [1]

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. [2]

Ce travail s'articule autour de l'influence des faibles et grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique. Divisé en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre nous présentons des généralités sur la machine synchrone, la caractéristique de puissance à partir de type de la machine synchrone (pôles lisses ou pôles saillants).

Au second chapitre nous étudions l'influence des faibles perturbations sur la stabilité d'un système électrique en général et d'un générateur en particulier.

Dans le troisième chapitre on étudie l'influence des grandes perturbations sur la stabilité 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 HT de transport 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).

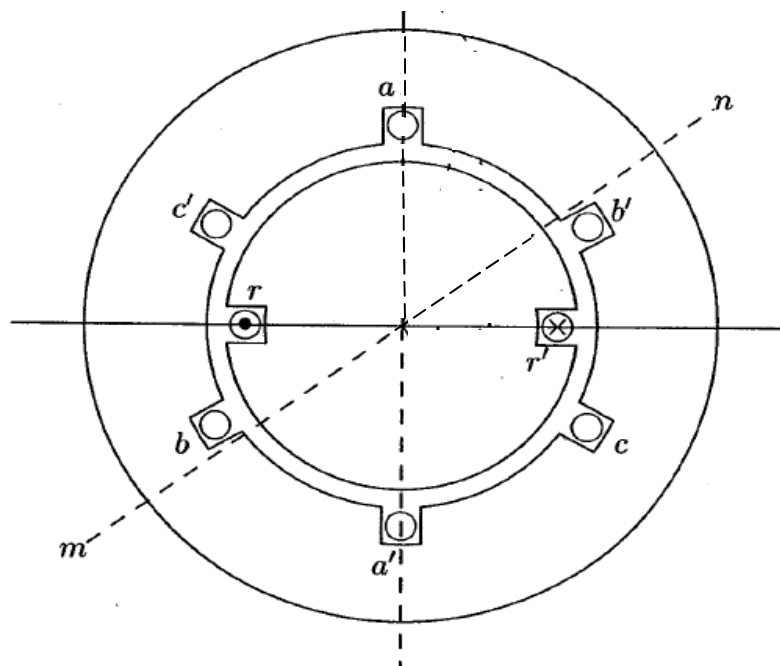


Figure. I.1 : Machine synchrone triphasé à deux pôles.

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.

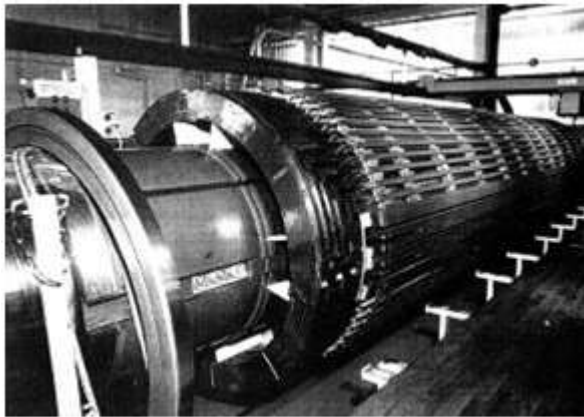


Figure. I.2 : Rotor à pôles lisses

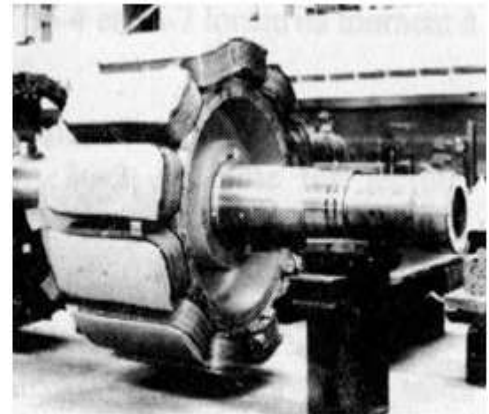
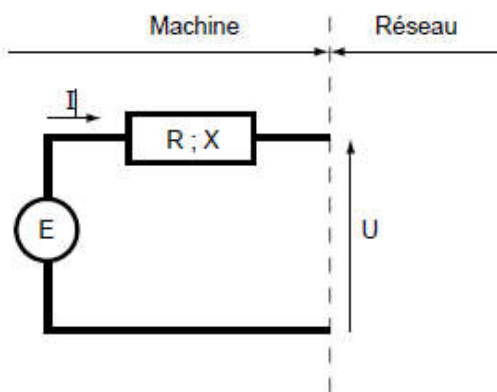


Figure. I.3 : Rotor à pôles saillants

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. 1.4).

a-Schéma d'une machine synchrone



b- Diagramme vectoriel correspondant à la machine ci-dessus.

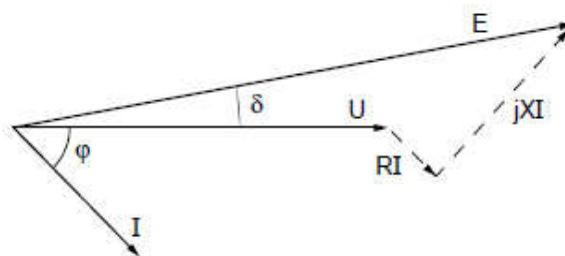


Figure. I.4 : Représentation d'une machine synchrone

Le diagramme vectoriel de la figure 1.4.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 :

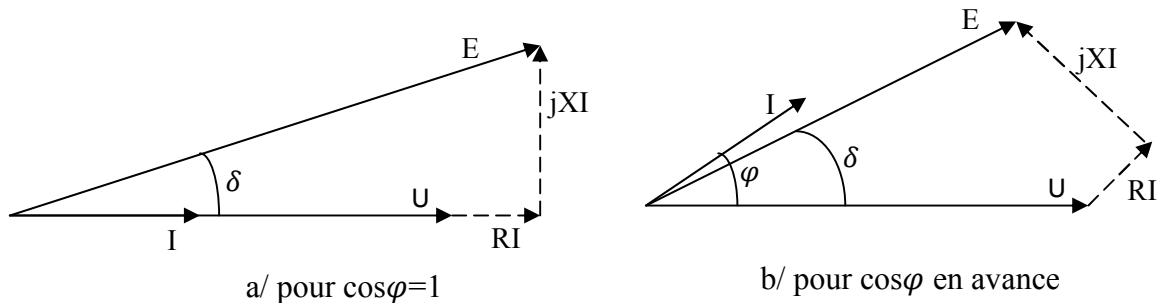


Figure. I.5 : Diagramme vectoriel d'une machine synchrone

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

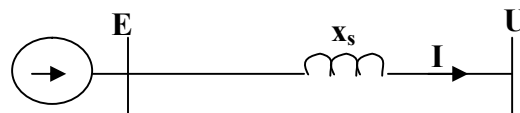


Figure. I.6 : Machine synchrone connecté à un jeu de barre infinie

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 débitait 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.

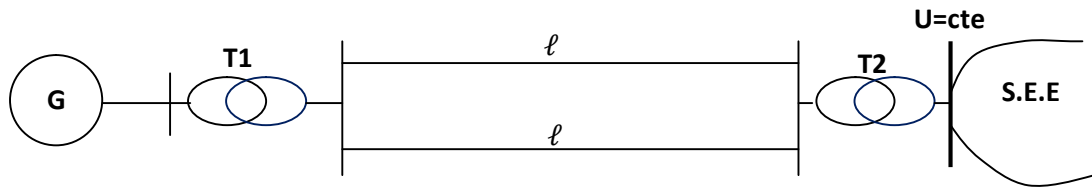


Figure. I.7 : Exemple d'un réseau de transport

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 $r_s \ll x_s$.

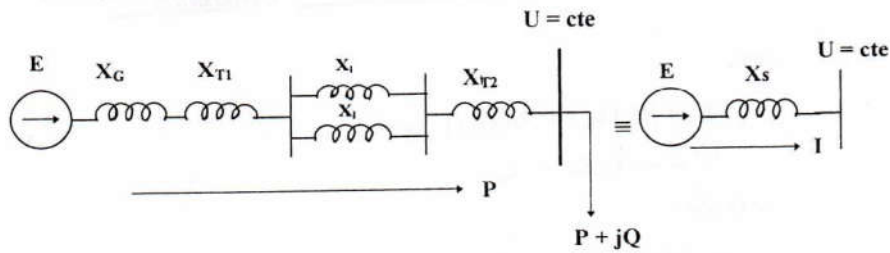


Figure. I.8 : Schéma équivalent du réseau

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

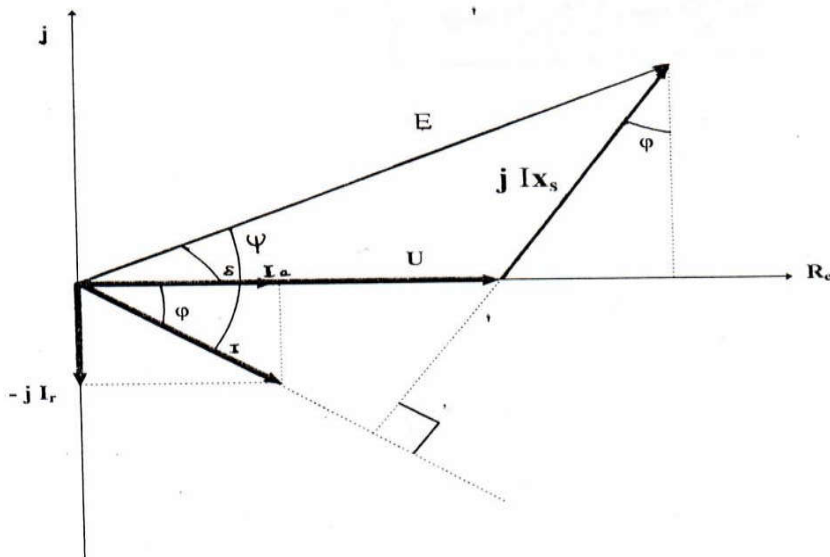


Figure. I.9 : Diagramme vectoriel du réseau

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

$$\begin{cases} \dot{E} = E \angle \delta \\ \dot{U} = U \angle 0^\circ \\ Z_s = x_s \angle 90^\circ \end{cases} \quad (\text{I.1})$$

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

$$\dot{i} = \frac{\dot{E} - \dot{U}}{Z_s} \quad (\text{I.2})$$

Ce qui donne :

$$\dot{i} = \frac{E}{x_s} \angle (\delta - 90) - \frac{U}{x_s} \angle (-90) \quad (\text{I.3})$$

La puissance apparente complexe S donnée par le générateur sera :

$$\dot{S} = \dot{E} \cdot \dot{i}^* \quad (\text{I.4})$$

Ce qui donne :

$$\dot{S} = \frac{E^2}{x_s} \angle 90 - \frac{E \cdot U}{x_s} \angle (\delta + 90) \quad (\text{I.5})$$

Et comme on a :

$$\dot{S} = P + jQ \quad (\text{I.6})$$

Alors on aura :

$$P = -\frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \cos(\delta + 90) = \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \sin(\delta) \quad (\text{I.7})$$

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

Ou :

$$Q = \frac{E^2 - E \cdot U \cdot \cos(\delta)}{x_s} \quad (\text{I.8})$$

La caractéristique $P = f(\delta)$ est dite caractéristique angulaire où caractéristique de puissance (Figure. I.10).

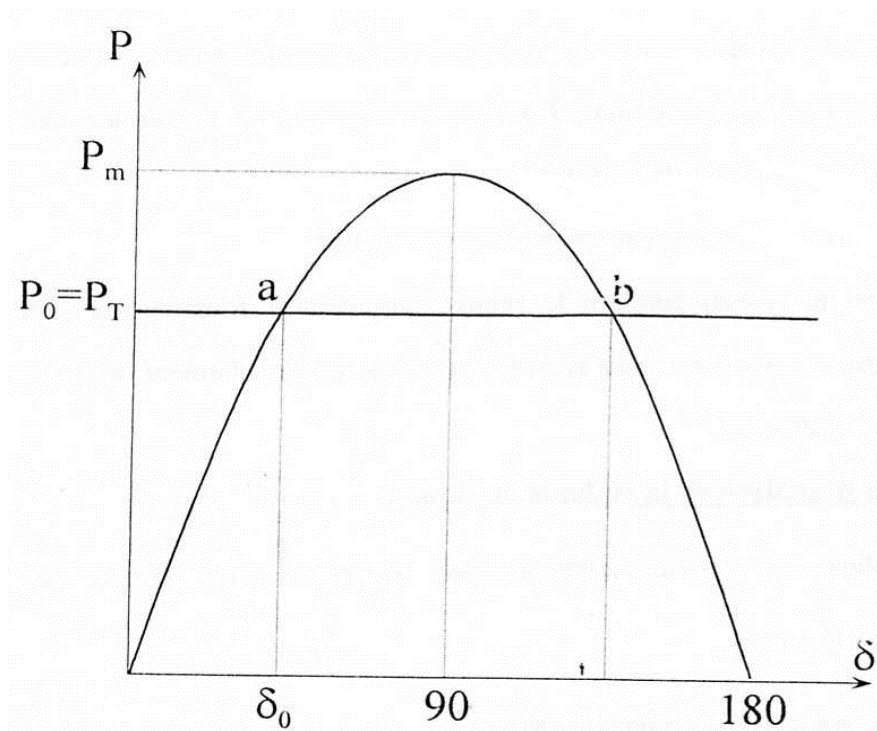


Figure. I.10 : Caractéristique de puissance pour une machine à pôles lisses.

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) est transversale (x_q) sont pratiquement les mêmes et la puissance est exprimée comme suit :

$$P = \frac{E.U}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \quad (I.9)$$

I.3.2. Pour une 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 réactance transversale x_q ($x_d > x_q$).

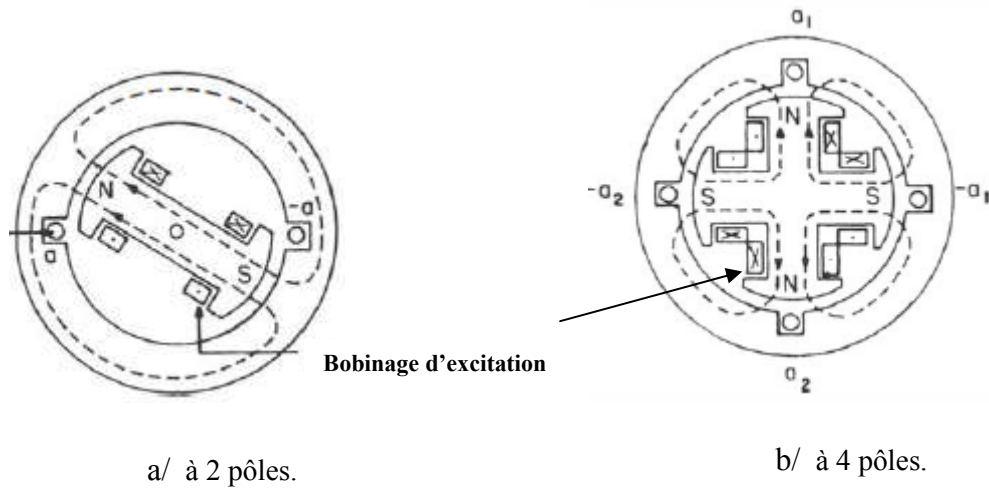


Figure. I.11 : Machine à pôles saillants

Le diagramme vectoriel d'une machine à pôles saillants est donné par la figure I.12

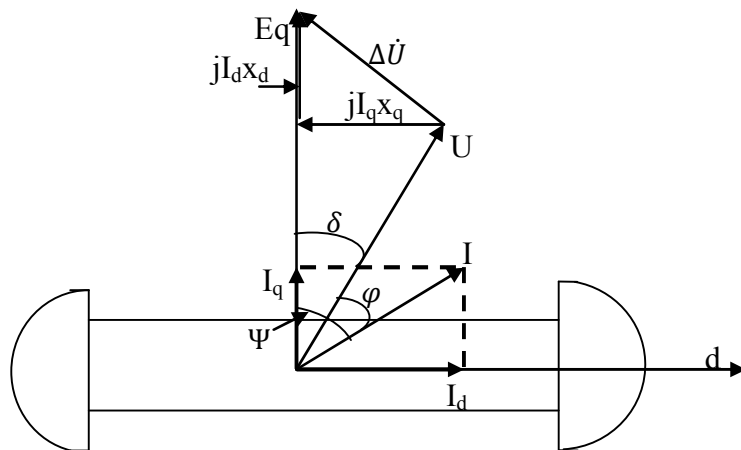


Figure.1.12 : Diagramme vectoriel d'une machine à pôles saillants

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

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi \tag{I.10}$$

Ou bien en développant, avec $\varphi = (\Psi - \delta)$ (Figure.1.8),

$$P = UI \cos \Psi \cos \delta + UI \sin \Psi \sin \delta \tag{I.11}$$

Du diagramme vectoriel (Figure. I.12), on peut obtenir :

$$I \cos \Psi = I_q \text{ et } I \sin \Psi = I_d \tag{I.12}$$

$$E_q = U_s \cos \delta + I_d x_{d\Sigma} \quad (I.13)$$

Des deux dernières expressions on peut exprimer :

$$I_d = [E_q - (U_s \cos \delta)] / x_{d\Sigma} \text{ et } I_q = (U_s \sin \delta) / x_{q\Sigma} \quad (I.14)$$

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 :

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

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

$$P = \frac{U_s E_q}{X_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U_s^2}{2} \left(\frac{X_{d\Sigma} - X_{q\Sigma}}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \right) \sin 2\delta \quad (I.15)$$

On voit que la puissance à deux composantes l'une fondamentale et l'autre harmonique (Figure I.13).

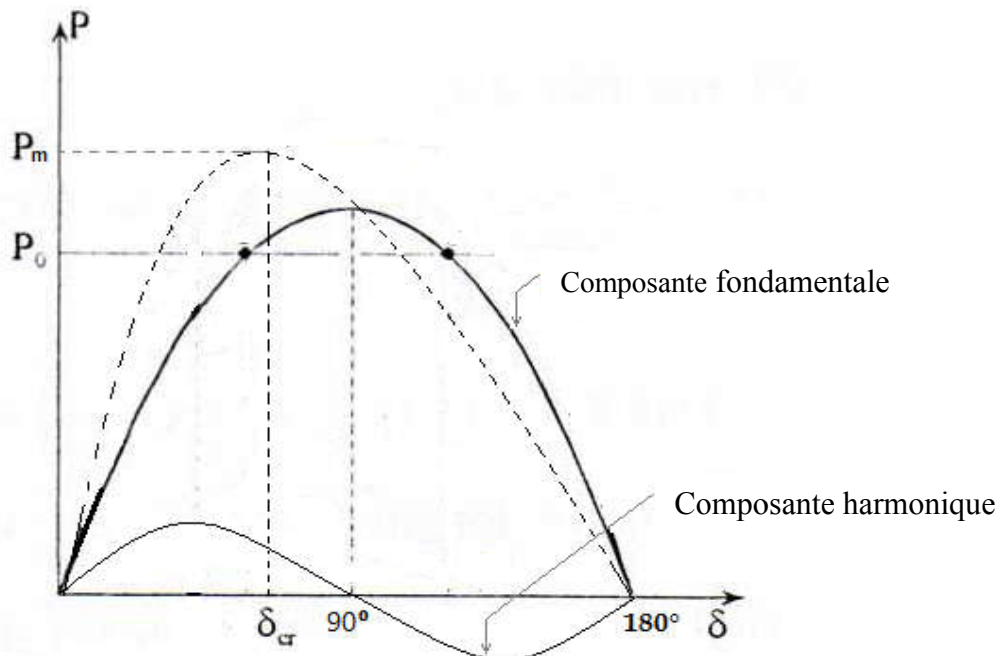


Figure. I.13 : Caractéristique de puissance pour une machine à pôles saillants.

I.4 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 :

$$I.\cos\varphi=\text{cte}$$

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.

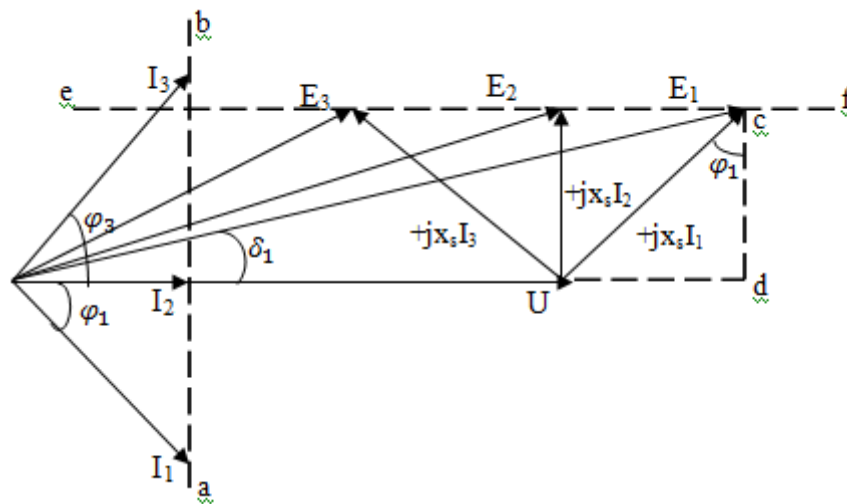


Figure. I.14 : Variation du courant d'excitation pour une puissance constante P d'une machine synchrone.

De la figure I.14 on a :

$$cd = E_1.\sin(\delta_1) = x_s.I_1.\cos(\varphi_1) = \text{cte}$$

Donc $E_1.\sin(\delta_1) = \text{cte}$, 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 1.13 montre que pour une puissance active de sortie P constante la production de la puissance réactive Q peut être contrôlée au moyen de l'excitation du rotor.

I.5 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 :

**Influence des faibles perturbations sur la
stabilité d'un réseau électrique.**

II.1 Introduction:

L'étude de l'influence des faibles perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique en général et d'un générateur en particulier, appelée aussi stabilité statique qui signifie la capacité du système de rétablir, par lui même l'état d'équilibre initial après de faibles perturbations.

Les faibles perturbations peuvent avoir des origines diverses mais leurs effets se focalisent dans la balance entre la puissance de la turbine qui est motrice et la puissance électrique du générateur (puissance requise, ou demandée par le système) qui est résistante (de freinage) comme le montre la Figure II.1.

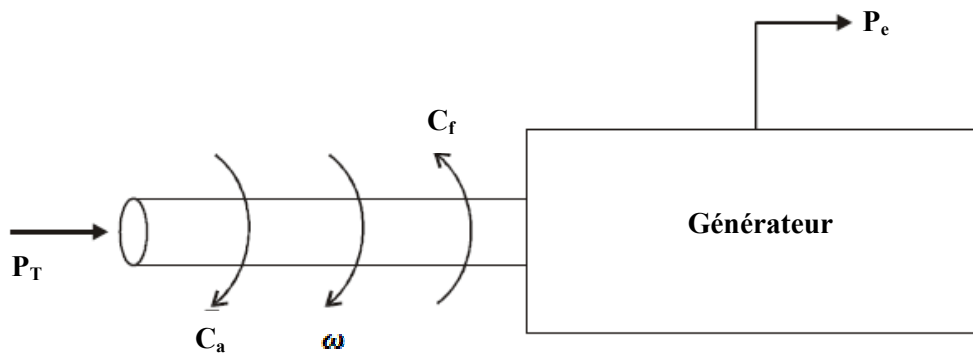


Figure. II.1 : Interactions entre puissances mécanique de la turbine et électrique du générateur

Comme perturbation infiniment petite on peut citer :

La tension du réseau pendant le régime stationnaire n'est jamais stable à cause des petites variations dues au branchement et débranchement des charges des différents récepteurs.

II.2 Schéma d'analyse de la stabilité statique :

Considérons le régime de fonctionnement correspondant au point «a » (Figure. II.2) de la caractéristique de puissance $P=f(\delta)$.

Ce régime est caractérisé par l'équilibre

$$P_0 = P_T$$

Pour lequel :

$$\delta = \delta_0$$

Avec P_T étant la puissance motrice de la turbine et P_0 la puissance résistante débitée dans le système (consommée).

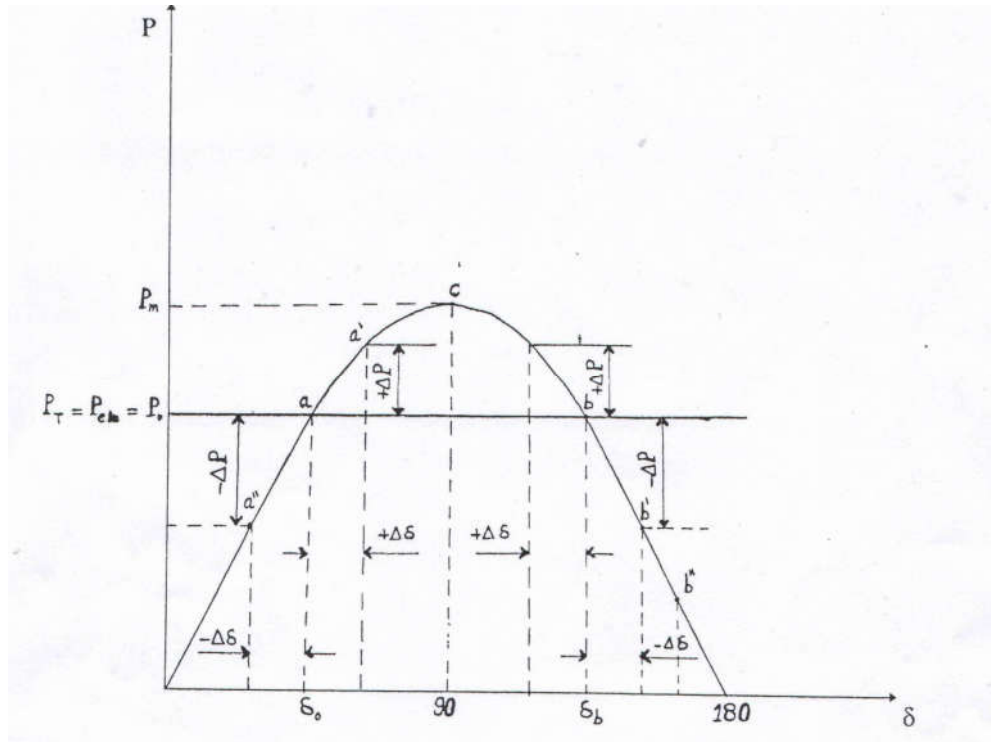


Figure. II.2 : Schéma d'analyse de la stabilité statique d'un générateur synchrone

Si l'angle δ subit une variation positive $\Delta \delta$ (passage du point a au point a'), et si P_T ne dépend pas de δ (ce qu'on suppose généralement être le cas), le nouveau régime serait tel que :

$$P'_a > P_T = P_0$$

c.-à-d. le rotor sera soumis à un moment de freinage correspondant à P'_a , le régime continu jusqu'au rétablissement de l'équilibre initial (Figure. II.3).

Même raisonnement si l'angle δ subit une variation $\Delta \delta$ négative (passage du point a au point a''), dans ce cas le rotor sera soumis à une accélération jusqu'au rétablissement de l'équilibre initial (Figure. II.3).

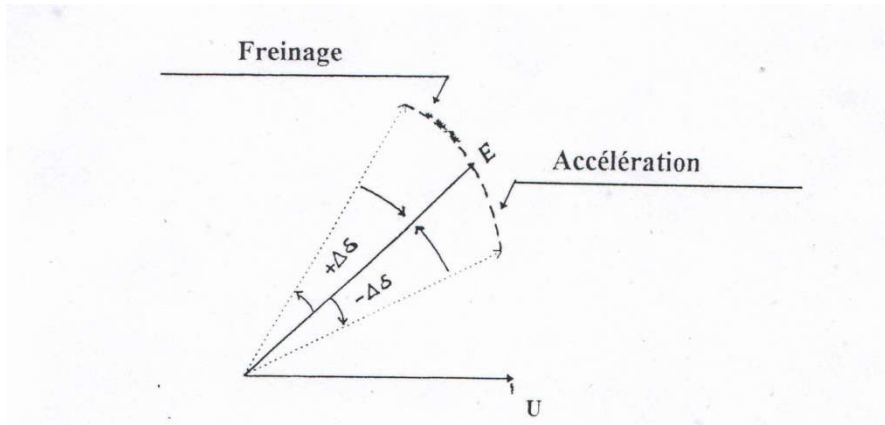


Figure. II.3 : Caractéristique du régime correspondant au point « a »

Considérons maintenant le régime correspondant au point b sur la caractéristique $P=f(\delta)$ (Figure. II.2).

Pour un écart positif $\Delta\delta_b$ (passage du point b au point b'), la puissance P de la machine varie d'un écart ΔP correspondant mais, dans ce cas, tel que

$$P'_b < P_T = P_0$$

Le rotor sera soumis alors à un couple d'accélération défini par l'équation :

$$P_T - P'_b = \Delta P_b$$

Sous l'action de ce couple l'angle δ continuera à augmenter en entraînant la diminution progressive de la puissance électrique P.

L'accélération augmente et les régimes successifs s'éloignent du régime «b», en faisant sortir du synchrone la machine (Figure. II.4).

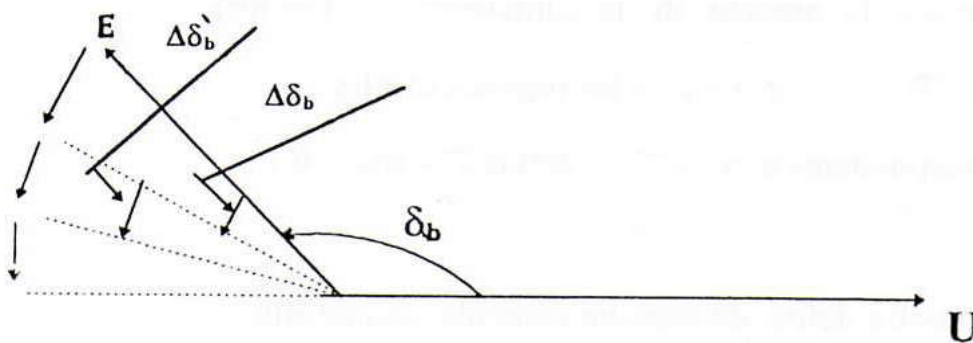


Figure. II.4 : Caractéristique du régime correspondant au point « b ».

On peut tenir le même raisonnement si le régime initial est supposé être celui correspondant à $P_m = \frac{EU}{x_s}$ (point «c», Figure. II.2).

Pour ce régime une petite variation positive $\Delta \delta > 0$ entrainera la machine vers l'instabilité, mais une variation $\Delta \delta < 0$ ne gênera pas la stabilité.

Ce régime correspond à la limite de la stabilité statique.

II.3 Critère de la stabilité :

On peut dire donc que sur la branche de la caractéristique $P = f(\delta)$

Correspondant à $\delta = (0 \div \pi/2)$ ou $P = (0 \div P_m)$ les régimes établis sont stables .

Les régimes correspondants à $\delta = (\pi/2 \div \pi)$ et $P = (P_m \div 0)$ sont instables.

Le critère de stabilité peut-être défini, de manière générale comme suit :

$$dP/d\delta > 0 \quad (\text{Figure. II.5})$$

$$\text{où : } dP/d\delta = (EU/x_s) \cdot \cos\delta > 0 \quad (\text{II.1})$$

$dP/d\delta = P_s$: est appelée puissance de synchronisme.

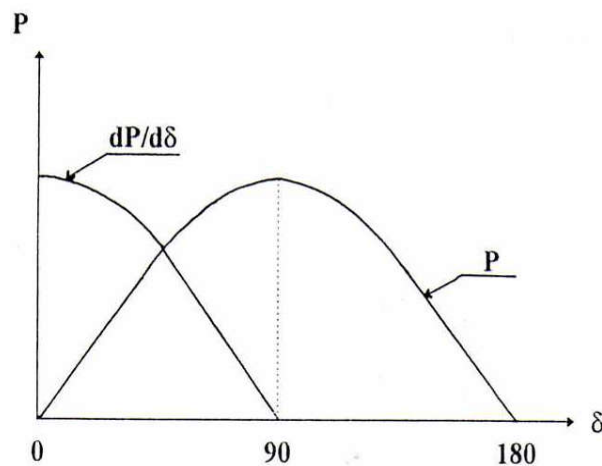


Figure. II.5 : Critère de la stabilité statique

II.4 Puissance maximale P_m pour une machine à pôles saillants :

Pour une machine à pôles saillants la puissance délivrée est exprimée comme suit (Figure. II.6):

$$P = \frac{UE_q}{x_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \left(\frac{x_{d\Sigma} - x_{q\Sigma}}{x_{d\Sigma} \cdot x_{q\Sigma}} \right) \sin 2\delta \quad (\text{II.2})$$

De la forme :

$$P = A \sin \delta + B \sin 2\delta$$

La puissance de synchronisme :

$$P_s = (dP/d\delta) = A \cos \delta + 2B \cos 2\delta$$

$$= A \cos \delta + 2B (2\cos^2 \delta - 1)$$

$$= 4B \cos^2 \delta + A \cos \delta - 2B$$

$$P_s = 0 \rightarrow \Delta = A^2 + 32B^2$$

$$\text{D'où } \cos \delta_{cr} = \frac{-A \pm \sqrt{A^2 + 32B^2}}{8B}$$

$$\rightarrow \delta_{cr} = \arccos \frac{-A \pm \sqrt{A^2 + 32B^2}}{8B}$$

Pour une machine à pôles lisses on a $B=0$

Alors: $P_s = A \cos \delta$, donc: $P_s = 0 \rightarrow \delta_{cr} = 90^\circ$.

Ayant déterminé l'angle critique, on remplace dans la formule de la puissance ci-dessus, on obtient la puissance maximale P_m délivrée par la machine.

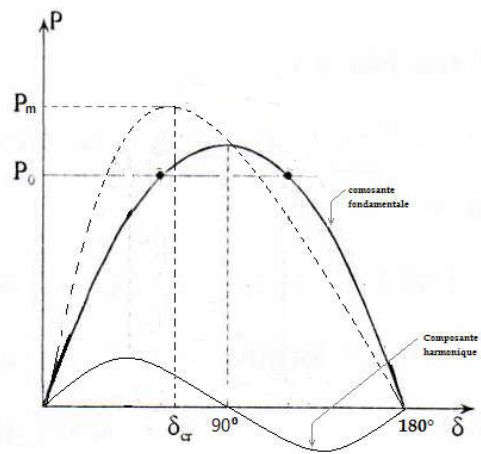


Figure. II.6 : Caractéristique de puissance d'une machine à pôles saillants

II.5 Marge de la stabilité $k_{m,s}$:

Du fait que les charges d'un système électrique sont variables, il devient indispensable de prévoir au niveau de chaque centrale une marge de stabilité statique que l'on estima par un coefficient $k_{m,s}$.

On définit le coefficient de la marge de la stabilité statique ($k_{m,s}$) par le rapport, entre la puissance électrique maximale P_m , et la puissance d'équilibre P_0 :

$$k_{m,s} = [(P_m - P_0) / P_0] \cdot 100\% \quad (\text{II.3})$$

Pour une puissance à transmettre donnée $k_{m,s}$ dépend de P_m , et pour E et U donnée P_m dépend de x_s d'une manière hyperbolique parce que P_m et inversement proportionnelle à x_s .

Plus le coefficient de la marge de la stabilité est grand et plus la sortie ou la perte du synchronisme est faible.

II.6 Conclusion :

Dans ce chapitre on a présenté une analyse sur l'influence des faibles perturbations sur la stabilité d'un système électrique, on a déterminé les points stables et instables dans la caractéristique de puissance d'une machine synchrone, les paramètres caractérisant la stabilité statique comme l'angle delta la puissance maximale et le coefficient de la marge de stabilité.

CHAPITRE III :

Influence des grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique

III.1. Définition :

L'étude de l'influence des grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique c'est l'étude de la stabilité dynamique qui est la capacité du générateur de rétablir le régime 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) et peuvent avoir différents origines :

- 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 plus probable. Ceci fait que la stabilité dynamique est particulièrement étudiée dans le cas des courts-circuits triphasé [6].

III .2. Caractéristiques de puissance pour le cas de débranchement d'une ligne :

Considérons le système de la figure (Figure III.1) et supposons qu'une des deux lignes en parallèle s'est débranchée on aura alors :

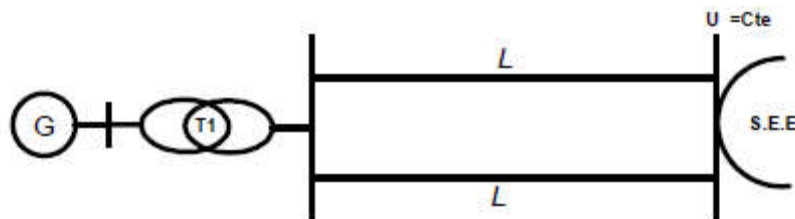


Figure III.1 : Exemple d'un réseau de transport

Avant le débranchement : $x_{s1} = x_G + x_{T1} + \frac{1}{2} x_L$

Après le débranchement : $x_{s2} = x_G + x_{T1} + x_L$

Donc on voit que la réactance sommaire x_{s2} a augmenté de $\frac{1}{2} x_L \rightarrow P_{m2} = EU_S/x_{s2}$ diminue de m fois par rapport à P_{m1} .

Le débranchement de la ligne définit une caractéristique de la puissance (Caractéristique 2) avec un maximum inférieur à celui de la caractéristique 1 (Figure.III.2).

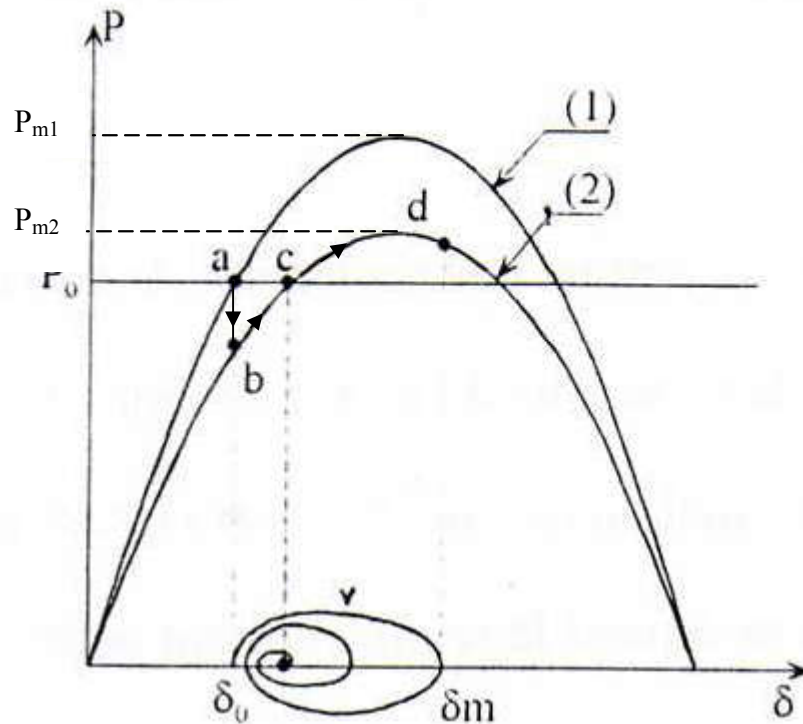


Figure.III.2 : Caractéristiques de puissances dans le cas de débranchement d'une ligne (régime stable).

A l'instant même du débranchement de la ligne, 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) au (point b), 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 ($P_T > P_b$).

La génératrice fera accélérer alors le rotor et le vecteur E qui jusqu'alors tournait en synchronisme avec le vecteur U commence à tourner à une vitesse plus grande il apparaît une vitesse relative de rotation v de E par rapport à U.

Le processus d'accélération continue jusqu'au point où les moments s'équilibrent (point c), à cette instant la vitesse relative v est maximale, et le rotor animée relativement par cette vitesse ne peuvent pas reprendre instantanément la vitesse du synchronisme et le processus de freinage commence jusqu'à ce que la vitesse s'annule (point d par exemple).

Au point d où 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 $\delta_m \rightarrow \delta_{moy}$ et au delà. Il s'établit une oscillation jusqu'à l'équilibre énergétique avec $v=0$ et $\delta = \delta_{moy}$ (point c).

Si pendant l'évaluation de la vitesse (Fig.3.3) pendant la première phase, de zéro à sa valeur max ($a \rightarrow c$) et au delà, l'angle δ attend sa valeur critique

$\delta = \delta_{cr}$. Avant que la vitesse v ne s'annule (Point c') l'équilibre se renverse au profit de l'accélération du rotor ce qui fera, inversement, augmenter la vitesse (et l'angle δ). Ce processus conduit à la sortie du synchronisme de la machine.

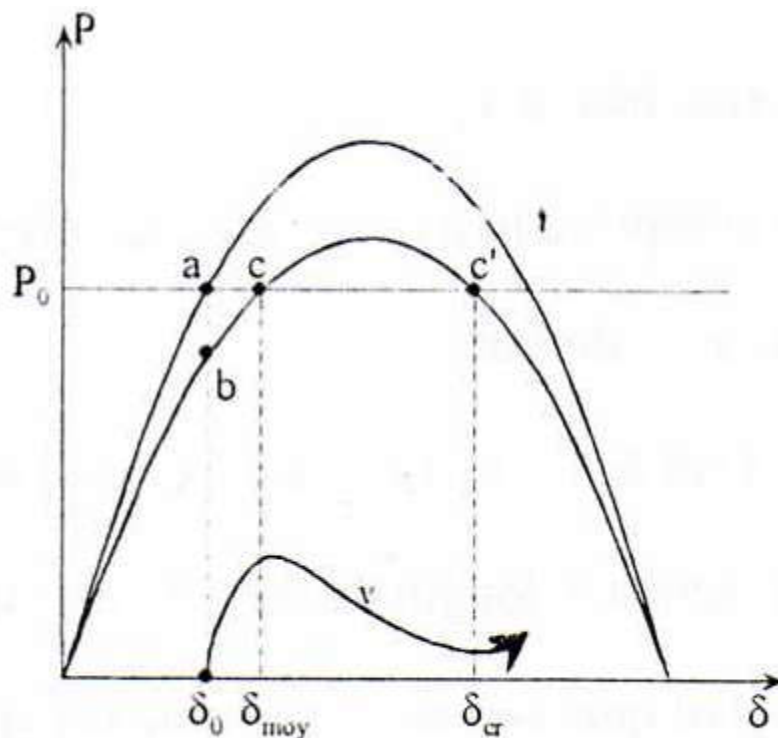


Figure. III.3 : Perte de la stabilité dynamique à la suite de débranchement de l'une des deux lignes.

III.3. Caractéristiques de puissance pour le cas d'un court-circuit :

III.3.1. 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.

III.3.2. Caractéristiques de puissances :

Dans le cas d'un court-circuit on obtient en général les caractéristiques de puissance suivantes (Figure III.4) :

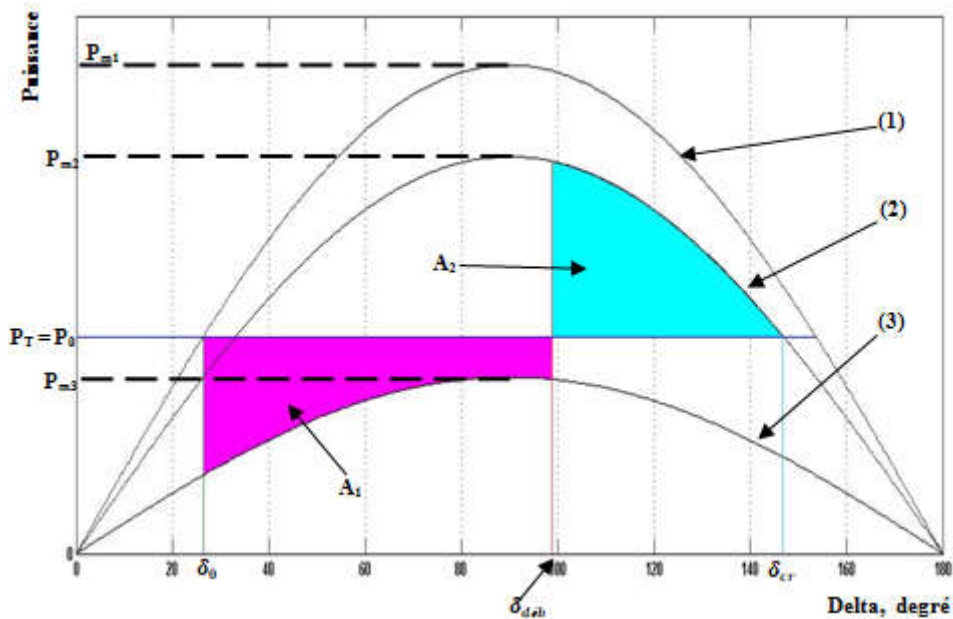


Figure III.4 : Caractéristiques de puissances dans le cas d'un court-circuit.

- (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) ;

III.4. La loi des aires (des surfaces) :

Elle est basé sur le fait que l'énergie accumulée lors de l'accélération du rotor doit être égale à celle dépensée pendant le freinage.

III.4.1. 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 :

$$A_1 + A_2 = 0$$

$$\Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (P_0 - P_{m3} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (P_0 - P_{m2} \sin \delta) d\delta = 0$$

$$\text{Où : } \delta_{cr} = 180^\circ \quad \delta_2 = 180^\circ - \arcsin \frac{P_0}{P_{m2}}$$

$$\Rightarrow P_0(\delta_{deb} - \delta_0) + P_{m3}(\cos \delta_{deb} - \cos \delta_0) + P_0(\delta_{cr} - \delta_{deb}) + P_{m2}(\cos \delta_{cr} - \cos \delta_{deb}) = 0$$

\Rightarrow

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

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

III.5. 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 ».

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.

$$\Delta P = P_0 - P_{m3} \sin \delta_0 = M \cdot \left(\frac{d^2 \delta}{dt^2} \right)$$

M : moment d'inertie.

Ce qui donne :

$$\left(\frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) = \left(\frac{1}{M} \right) \Delta P = \left(\frac{\pi \cdot f}{H} \right) \Delta P$$

Avec :

$$M = \frac{H}{\pi \cdot f}$$

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 :

$$\text{Soit : } K = \frac{\pi f (\Delta t)^2}{H}$$

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

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

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

$$\delta(1) = \delta_0 + \Delta \delta(1)$$

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

$$\Delta \delta(1) = K \frac{\Delta P(0)}{2}$$

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

$$\Delta P(1) = P(0) - P_{m2} \sin \delta(1)$$

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

$$\Delta\delta(2) = \Delta\delta(1) + K\Delta P(1)$$

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 correspondant sera donc :

$$\delta(2) = \delta(1) + \Delta\delta(2)$$

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

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

$$\delta(3) = \Delta\delta(2) + K\Delta\delta(2)$$

Et ainsi de suite

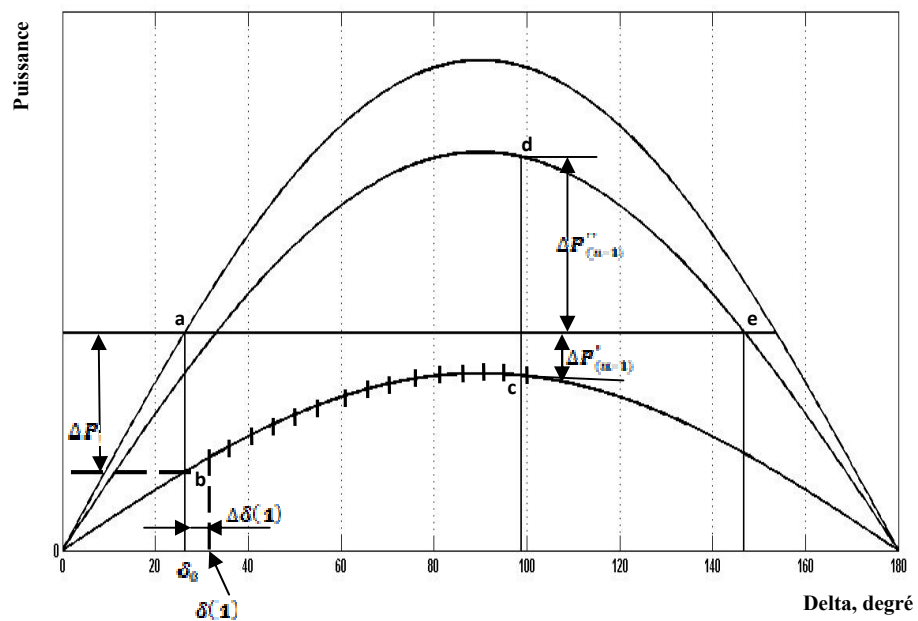


Figure III.5 : Méthode des intervalles successifs.

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 III.5) 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 :

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

Le calcul continu jusqu'à ce que δ commence à diminuer (la machine est stable) où bien jusqu'à ce que l'on soit sur 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 III.6).

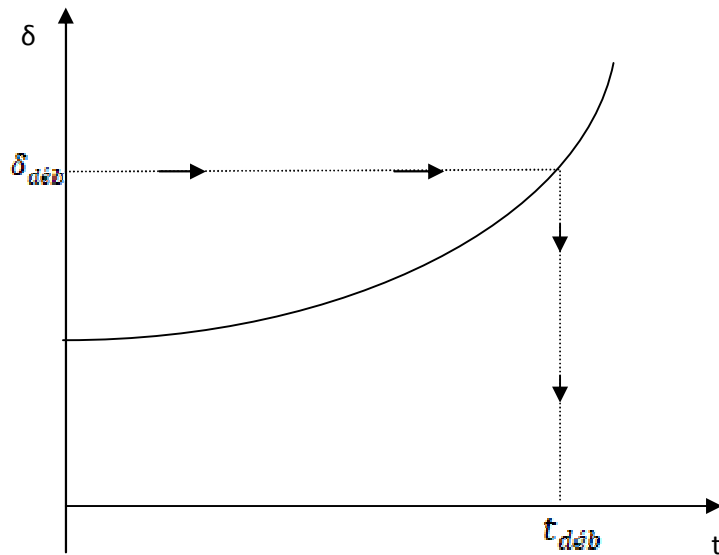


Figure III.6 : Détermination du temps limite de débranchement.

III.7. Conclusion :

Dans ce chapitre, on a étudié l'influence des grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique, les plus dangereux de ces perturbations sont les court-circuits, et les plus dures des court-circuits sont les court-circuits triphasés, c'est pour ça qu'on a étudié les court-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 IV :
Application sur un réseau de transport
haute tension.

IV.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, qui délivre une puissance à un système de puissance infinie à travers un transformateur et trois 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 court-circuit triphasés.

IV.2. Données du réseau à calculer :

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

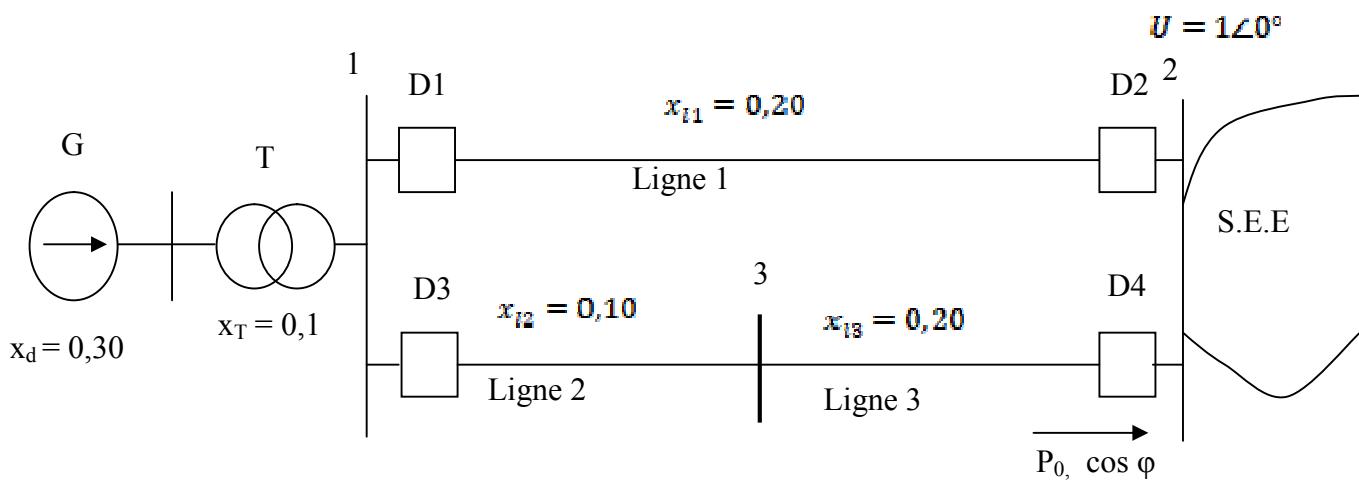


Figure IV.1 : Réseau de transport à calculer

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

$P_0 = 0,9$: La puissance active délivrée par le générateur ;

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

$\cos \varphi = 0,90$: Facteur de puissance inductif ;

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

$x_T = 0,1$; Réactance de transformateur ;

$x_{l1} = 0,20$: Réactance de la ligne 1 ;

$x_{l2} = 0,10$; Réactance de la ligne 2 ;

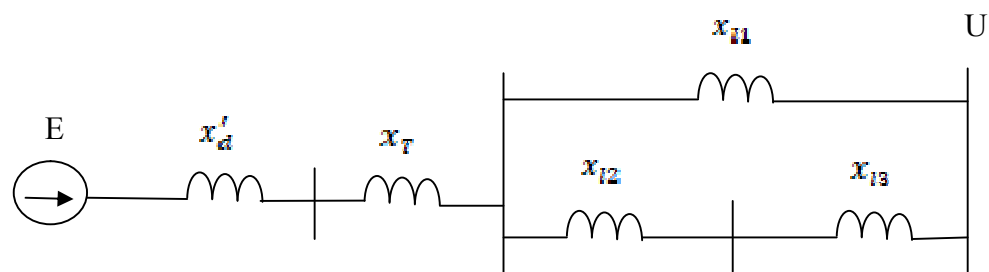
$x_{l3} = 0,20$; Réactance de la ligne 3 ;

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

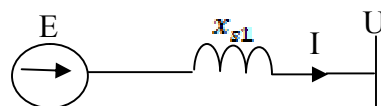
IV.3. Etude du régime initial :

IV.3.1. Schéma équivalent et diagramme vectoriel :

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



a) Globale.



b) Réduit.

Figure IV.2 : Schéma équivalent du réseau

On a : $E = U + j I X_{S1}$

Avec $X_{I23} = X_{I2} + X_{I3} = 0,10 + 0,20 = 0,30$

$$X_{S1} = X'_d + X_T + \frac{X_{I1} X_{I23}}{X_{I1} + X_{I23}} = 0,30 + 0,10 + \frac{0,20 \cdot 0,30}{0,20 + 0,30} = 0,52$$

Pour le diagramme vectoriel on aura :

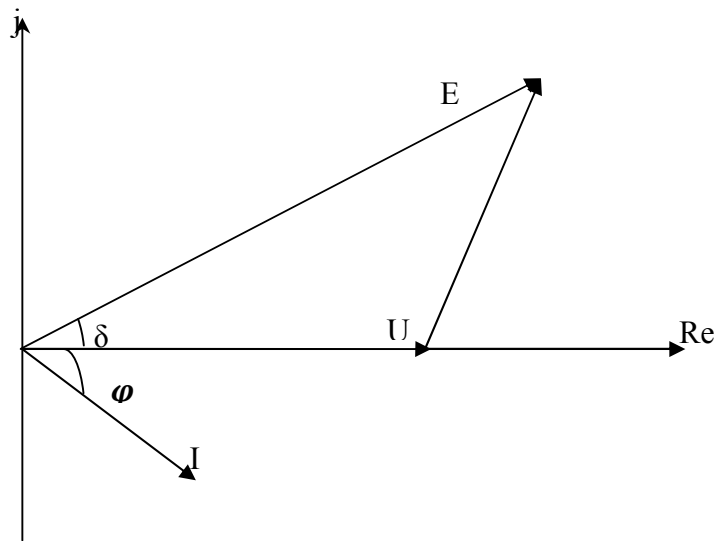


Figure IV.3 : Diagramme vectoriel du système.

Déterminant maintenant la valeur du courant I

On a :

$P_0 = |U| |I| \cos\varphi$, ce qui donne :

$$|I| = \frac{P_0}{|U| \cos\varphi} = \frac{0.9}{1 \cdot 0.9} = 1 ;$$

On a $\vec{I} = |I| \angle -\varphi^\circ$, avec $\varphi = \arccos(0.90) = 25.84^\circ$;

Donc $\vec{I} = 1 \angle -25.84 = (0.90 - j0.43)$;

Alors $\vec{E} = 1 + j(0.90 - j0.43) \cdot 0.52 = 1.22 + j0.47 = 1.31 \angle 21.07^\circ$

Enfin on a :

$$|E| = 1.31 \text{ et } \delta_0 = 21.07^\circ$$

IV.3.2. Caractéristique de puissance :

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

$$P_1 = P_{m1} \sin\delta = \frac{E \cdot U}{x_{e1}} \sin\delta = \frac{1.31 \cdot 1}{0.52} \sin\delta$$

$$P_1 = 2.51 \sin\delta$$

Qui est représentée par la figure suivante :

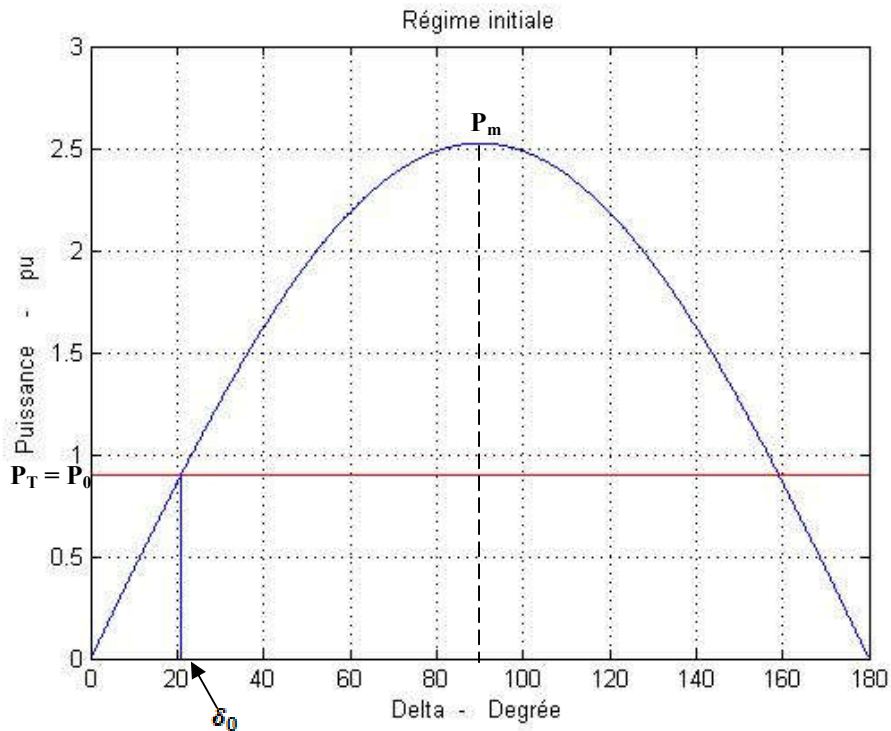


Figure IV.4 : Caractéristique de puissance du régime initial

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

$$k_{ms} = \frac{P_m - P_0}{P_0} * 100 = \frac{2.51 - 0.9}{0.9} * 100 = 178.88\%$$

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

IV.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. IV.5**):

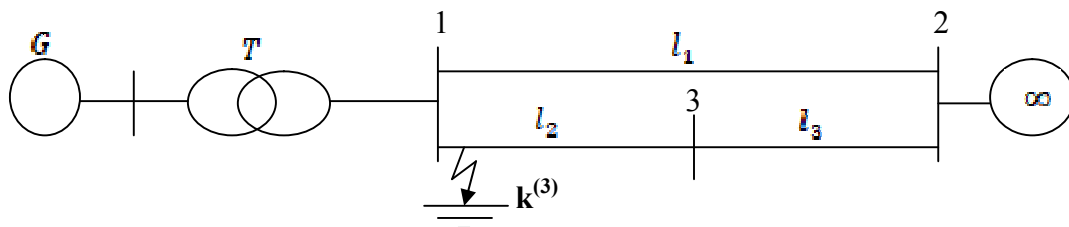


Figure. IV.5 : Réseau de transport avec un court-circuit triphasé au début de la deuxième ligne.

a. Régime normal :

$$P_1 = 2.51 \sin \delta$$

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 D_3 et D_4 on aura le schéma de la figure ci-dessous :



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

Avec :

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

$$\text{Et } P_{m2} = \frac{E \cdot U}{X_{s2}}$$

$$\text{Où } X_{s2} = x'_d + x_T + x_{l1} = 0.30 + 0.10 + 0.20 = 0.60$$

Avec $E = \text{cte} = 1,31$, ce qui donne :

$$P_{m2} = \frac{1.31 \cdot 1}{0.60} = 2,18$$

Ce qui donne :

$$P_2 = 2.18 \sin \delta$$

IV.4.1. Détermination de l'angle limite de débranchement limite $\delta_{déb}$:

L'angle limite de débranchement $\delta_{déb}$ est déterminé en utilisant le critère des aires égales par la formule suivante:

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

Avec

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

$$\text{Et } \delta_{cr} = 180 - \delta_2 = 180 - \sin^{-1} \left(\frac{0.9}{2.18} \right) = 155.62^\circ$$

Ce qui donne :

$$\cos \delta_{déb} = \frac{0.9(155.62 - 21.01) \frac{\pi}{180} + 2.18 \cos 155.62}{2.18} = 0.059$$

Enfin :

$$\delta_{déb} = \cos^{-1}(0.059) = 86.61^\circ$$

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

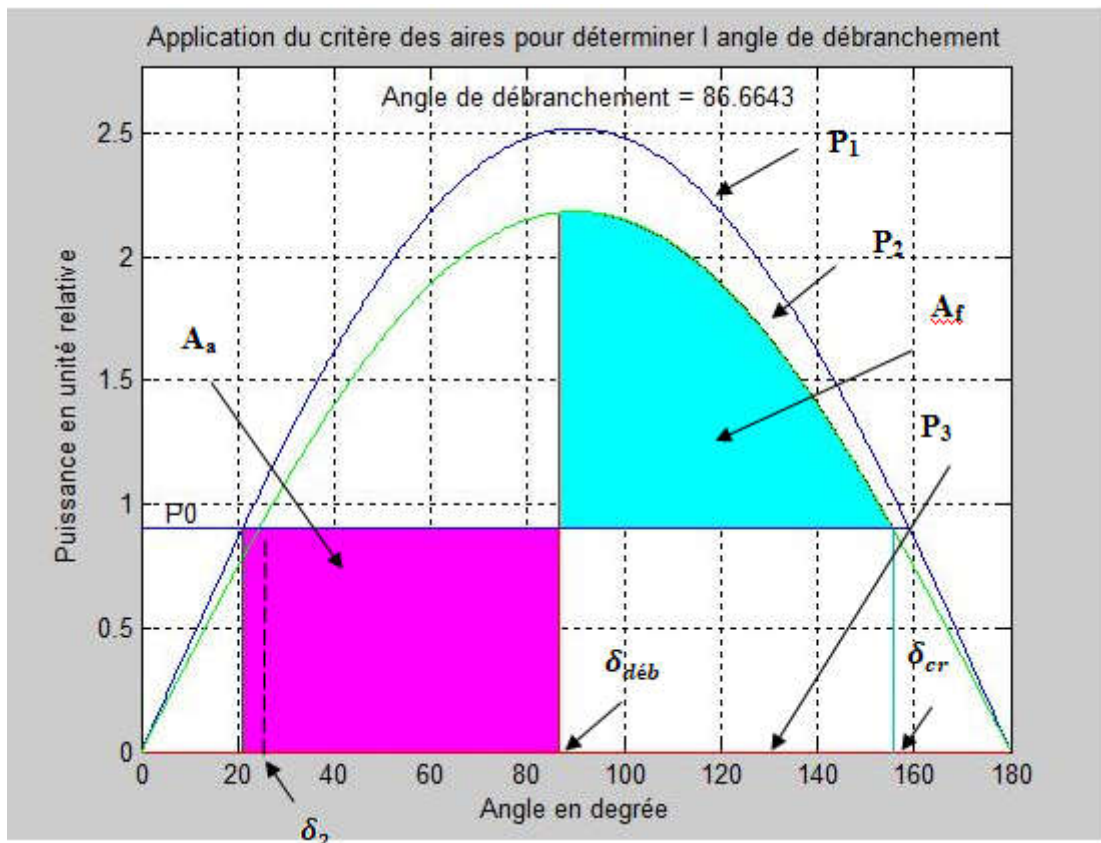


Figure IV.7 : caractéristiques de puissances pour le cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne (cas élimination de la ligne en défaut).

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.

IV.4.2. 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 :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_e = P_0 \delta_2 - P_e$$

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

$$t_{déb} = \sqrt{\frac{2H}{\pi f P_0} (\delta_{déb} - \delta_0)} = \sqrt{\frac{2 \cdot 5}{180 \cdot 50 \cdot 0.9} (86.61 - 21.01)}$$

$$t_{déb} = 0.28s$$

Cas particulier :

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 :

$$P_2 = P_1 = 2.51 \sin \delta$$

Et on aura les caractéristiques de puissances suivantes :

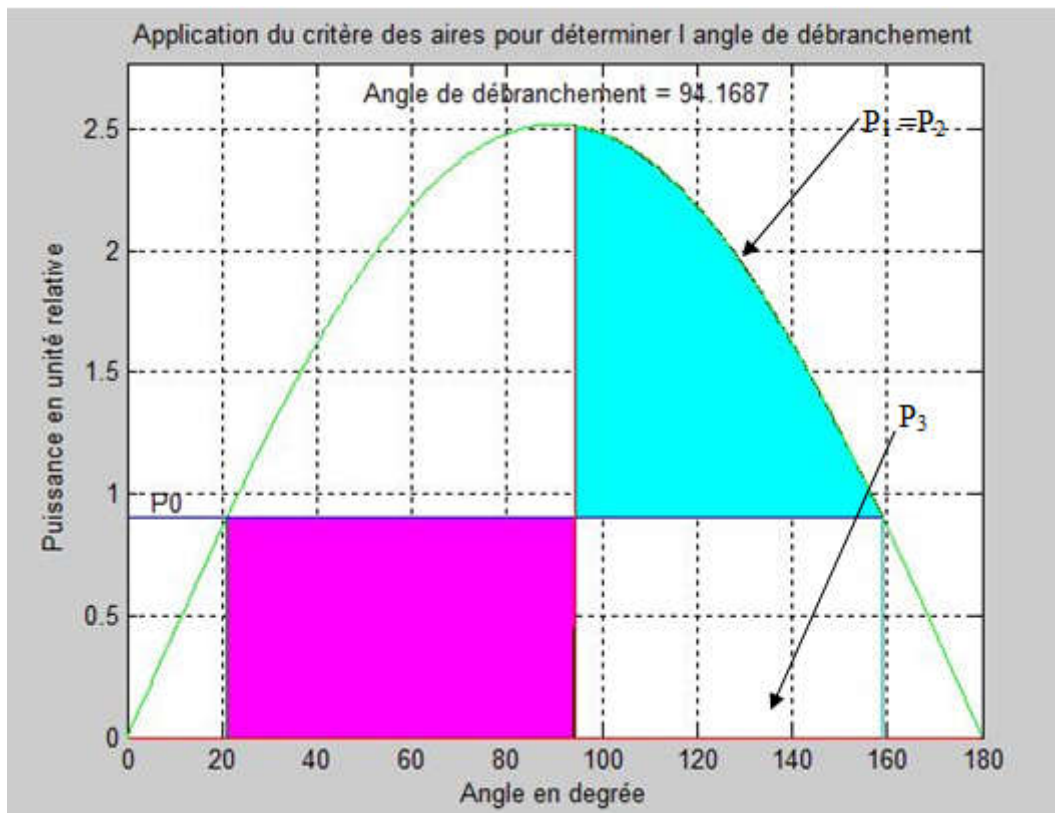


Figure IV.8 : caractéristiques de puissances pour le cas d'un court-circuit triphasé au début de la ligne (cas élimination du défaut sans l'élimination de la ligne).

Et pour le temps de débranchement on aura :

$$t_{\text{déb}} = \sqrt{\frac{2H}{\pi f P_0} (\delta_{\text{déb}} - \delta_0)} = \sqrt{\frac{2 \times 5}{180 \times 50 \times 0.9} (94.16 - 21.01)}$$

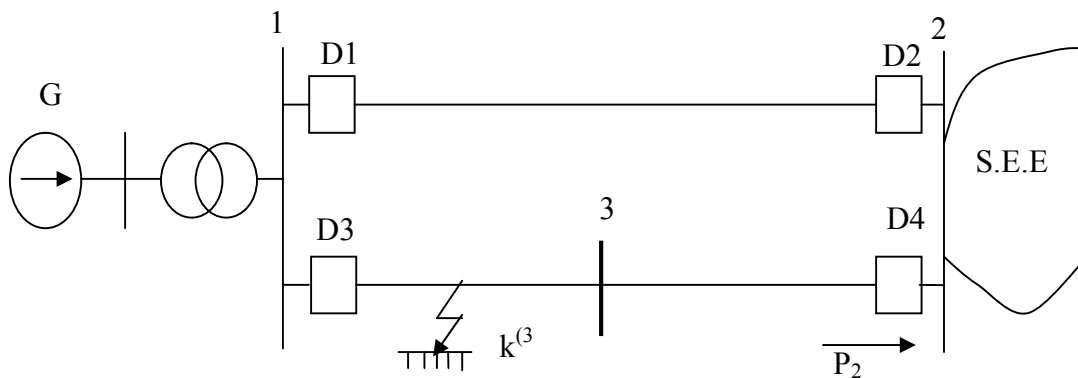
$$t_{\text{déb}} = 0.30 \text{ s}$$

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

- a. Régime normal :

$$P_1 = 2.51 \sin \delta$$

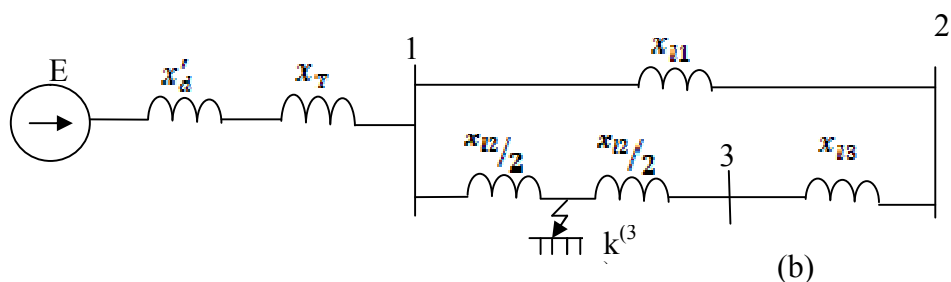
- b. Régime d'avarie (durant le court-circuit) :



(a)

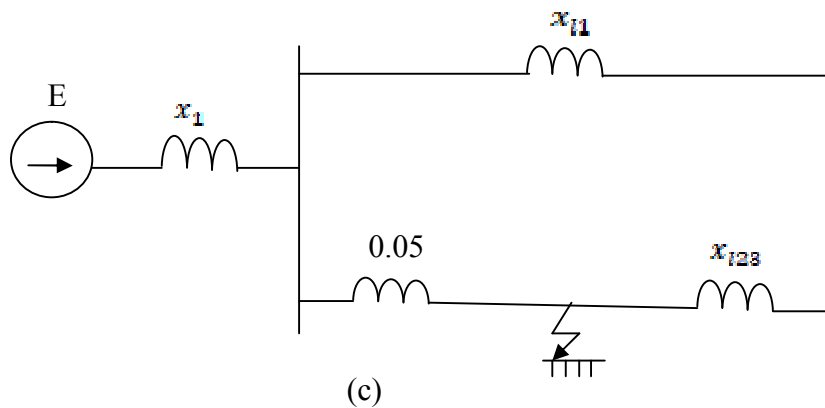
Figure IV.9 : Cas d'un court-circuit au milieu de la deuxième ligne.

On aura le schéma équivalent suivant :



(b)

Après simplification on aura :

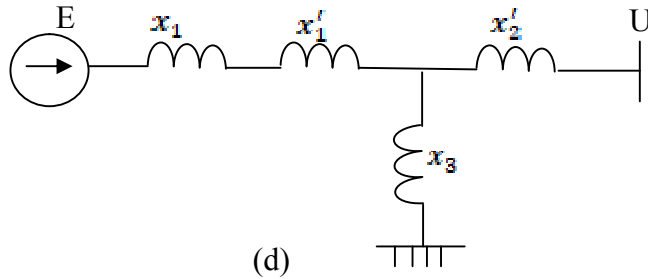


(c)

Avec :

$$x_1 = x'_d + x_T = 0.3 + 0.1 = 0.4$$

Après transformation Δ vers Y on aura :



Avec :

$$x'_1 = \frac{x_{11} * (x_{12}/2)}{x_{11} + (x_{12}/2) + x_{123}} = \frac{0.2 * 0.05}{0.2 + 0.05 + 0.25} = 0.02$$

Où : $x_{123} = \frac{x_{12}}{2} + x_{13} = 0.25$

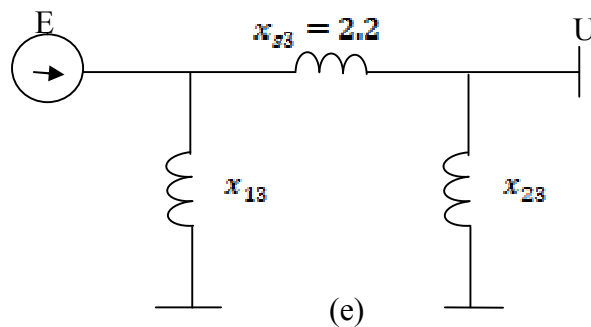
$$x'_2 = \frac{x_{11} * x_{123}}{x_{11} + (x_{12}/2) + x_{123}} = \frac{0.2 * 0.25}{0.2 + 0.05 + 0.25} = 0.1$$

$$x_3 = \frac{(x_{12}/2) * x_{123}}{x_{11} + (x_{12}/2) + x_{123}} = \frac{0.05 * 0.25}{0.2 + 0.05 + 0.25} = 0.025$$

Soit :

$$x''_1 = x_1 + x'_1 = 0.4 + 0.02 = 0.42$$

Après transformation Y vers Δ on aura :



Ce qui nous donne enfin :

$$x_{s3} = x_1'' + x_2' + \frac{x_1'' * x_2'}{x_R} = 0.42 + 0.1 + \frac{0.42 * 0.1}{0.025}$$

$$x_{s3} = 2.2$$

Donc la caractéristique de puissance durant le court-circuit sera :

$$P_3 = P_{m3} \sin \delta = 0.59 \sin \delta$$

Avec :

$$P_{m3} = \frac{E * U}{x_{s3}} = \frac{1.31 * 1}{2.2} = 0.59$$

Ce qui donne :

$$P_3 = 0.59 \sin \delta$$

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 même schéma de la figure IV.6 ci-dessus, donc on aura la même caractéristique de puissance :

$$P_2 = 2.18 \sin \delta$$

IV.5.1. Détermination de l'angle limite de débranchement limite $\delta_{déb}$

A partir de la formule suivante:

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

$$\cos \delta_{déb} = \frac{0.9(155.62 - 21.01) \frac{\pi}{180} + 2.18 \cos 155.62 - 0.59 \cos 21.01}{2.18 - 0.59} = -0.265$$

$$\delta_{déb} = \cos^{-1}(-0.265) = 105.36^\circ$$

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

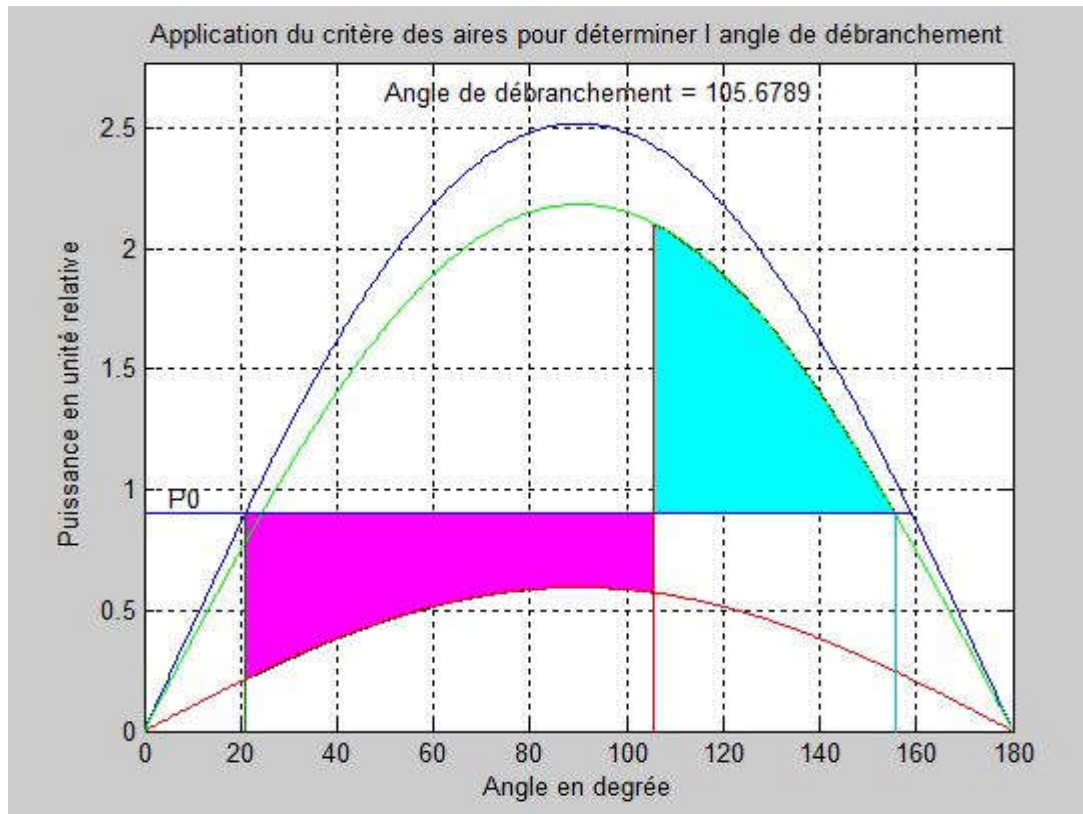


Figure IV.10 : Caractéristiques de puissances pour le cas d'un court circuit triphasé au milieu de la 2^{ème} ligne.

IV.5.2. Détermination du temps limite de débranchement :

Pour cela on a utilisé un programme de calcul écrit en matlab, 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 :

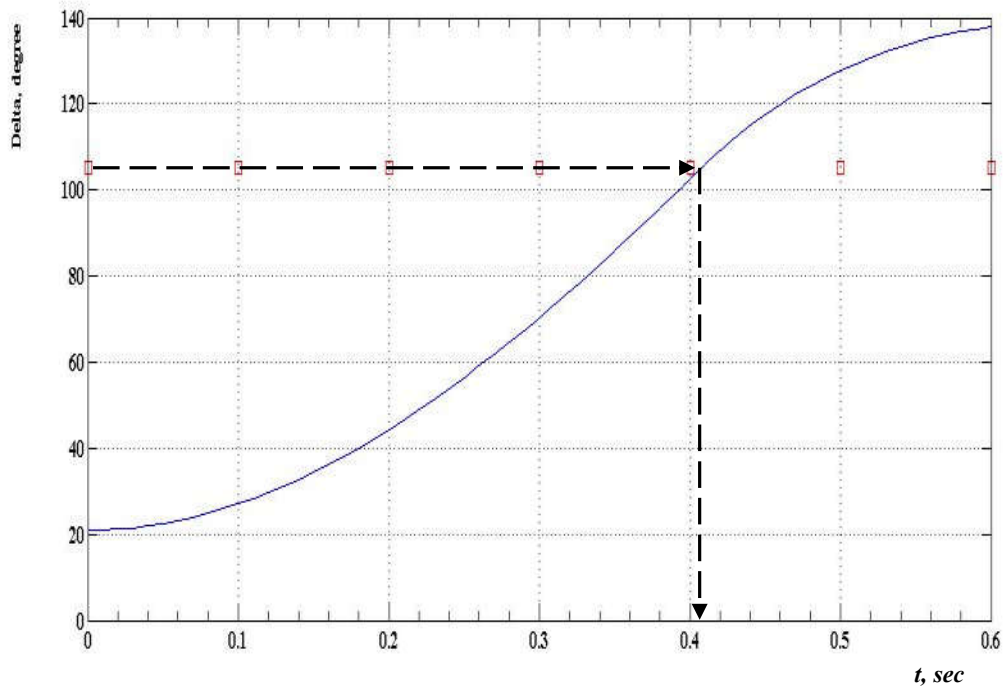


Figure. IV.11 : Détermination du temps limite de débranchement $t_{d\grave{e}b}$ à partir de la courbe de variation $\delta = f(t)$.

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

$$t_{d\grave{e}b} = 0.40 \text{ s}$$

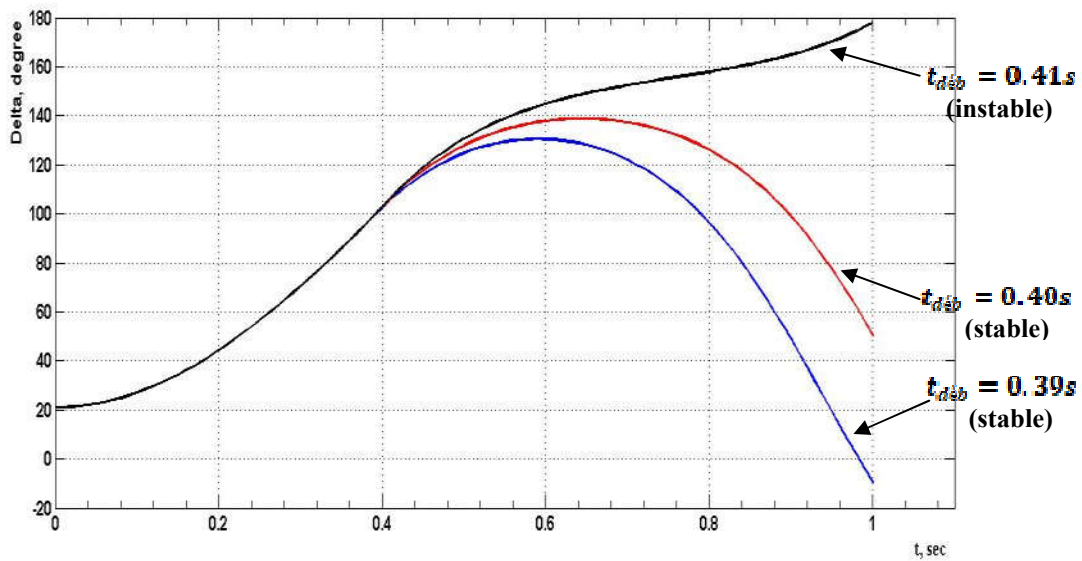


Figure. IV.12 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour différentes valeurs de $t_{d\grave{e}b}$.

D'après la figure. IV.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.

IV.6. 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 important 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 GENERALE

Dans ce travail, nous avons présentés l'influence des faibles et 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 de l'influence des faibles perturbations (stabilité statique) est la capacité du générateur de revenir à son état de fonctionnement initial après de faibles perturbations (comme la variation de la charge).

L'étude de l'influence des grandes perturbations sur la stabilité du générateur (stabilité dynamique) est la capacité de ce dernier de rétablir un nouveau régime de fonctionnement stable après de fortes perturbations, on a étudié dans ce travail les plus dures et sévères à savoir 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.

Parmi les paramètres caractéristiques de la stabilité statique, on distingue :
Le coefficient de la marge de stabilité (k_{ms}), la puissance maximale (P_m) et l'angle de fonctionnement delta (δ).

Parmi les paramètres caractéristiques de la stabilité dynamique, on distingue :

L'angle limite de débranchement (δ_{deb}) et le temps limite de débranchement (t_{deb}).

La connaissance du temps limite de débranchement nous permet de bien caractériser les appareils de protections comme les disjoncteurs.

Bibliographie

- [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.
- [4] Les Machines Synchrones, Technologies et différents modes d'alimentations des machines synchrones, http://www4.ac-nancy-metz.fr/cpge-pmf-epinal/Cours_TD.../machine%20synchrone.pdf
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] BESANGER Yvon, « Vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance », HDR de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, DECEMBRE 2006.