

## **Stabilité des réseaux électriques**

### **1. Rappels**

Les réseaux de transport et d'interconnexion à THT (très haute tension) assurent la liaison entre les grands centres de production et les grandes zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents.

Trois objectifs majeurs gouvernent l'exploitation du système production-transport-consommation, que nous appellerons système électrique, plutôt que réseau, en réservant ce terme à l'ensemble des moyens de transport et de transformation de l'électricité :

- garantir la sûreté de fonctionnement (assurer le fonctionnement normal du système, limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents, limiter les conséquences des grands incidents)
- favoriser la performance économique et l'ouverture du marché de l'électricité ;
- satisfaire les engagements contractuels vis-à-vis des clients raccordés.

Le gestionnaire du réseau doit alors suivre les variations normales des conditions de fonctionnement (par exemple l'évolution de la consommation au cours de la journée) et faire face aux aléas (déclenchements de groupes de production ou d'ouvrages du réseau) tout en maîtrisant en permanence la sûreté de fonctionnement du système et en respectant ses engagements contractuels (en particulier en termes de respects de plages de tension et de fréquence) vis-à-vis des utilisateurs du réseau.

Pour atteindre ces objectifs, des systèmes de réglages performants doivent être mis en œuvre, en s'appuyant en particulier sur les groupes de production raccordés sur le réseau THT, selon les principes généraux d'organisation suivants :

- les réglages de la puissance active P et de la fréquence f sont étroitement liés (couplage P, f) ;
- les réglages de la puissance réactive Q et de la tension V sont également étroitement liés (couplage Q, V) ;
- le réglage de la fréquence est global (en régime permanent, la fréquence est identique dans tout le réseau) ;
- le réglage de la tension est local (la valeur de la tension de consigne peut être légèrement différente selon les points d'un réseau exploité à un même niveau de tension nominale).

Si le réseau n'est pas trop chargé, on peut admettre que les réglages ( $P$ ,  $f$ ) et ( $Q$ ,  $V$ ) sont largement découplés et il apparaît naturel d'organiser le réglage des systèmes électriques en respectant les deux principes suivants :

- découplage des réglages ( $Q$ ,  $V$ ) et ( $P$ ,  $f$ ) ;
- hiérarchisation de chaque réglage dans le temps et dans l'espace.

## **2. Incidents majeurs**

Les réseaux électriques sont conçus pour empêcher toutes sortes de troubles tels que la perte d'une ligne de transmission, un groupe de production ou un transformateur. D'un point de vue général, les incidents majeurs ne sont pas causés par un seul événement critique mais, par une perturbation initiale suivie de la combinaison d'une cascade d'événements. Les perturbations initiales sont de diverses origines qu'on peut classifier selon leur nature :

- Naturelles : les divers conditions météorologiques,
- Techniques : les courts-circuits, les brusques variations de charges, pertes d'éléments,....
- Humaines : les fausses manœuvres.

### **2.1. Causes de l'écroulement des réseaux électriques**

Les causes de l'écroulement du réseau électrique sont de différents types parmi lesquelles on peut citer :

- Cascade de surcharges : des surcharges provoquent la déconnexion de quelques lignes et par conséquent de nouvelles surcharges apparaissent sur les lignes encore en fonctionnement du fait qu'elles prennent le relais pour assurer la puissance demandée par les charges des lignes ouvertes
- Ecroulement de tension : une absence de réserve d'énergie réactive ou la perte d'une ligne d'interconnexion ou d'un groupe de production conduit peut conduire à l'écroulement du réseau qui ne peut plus assurer la demande de puissance.
- Déviation de la fréquence : lorsqu'un déséquilibre entre la puissance générée et la puissance demandée apparaît, on assiste une déviation de la fréquence.
- Pertes du synchronisme : suite certaines perturbations, quelques machines synchrones peuvent subir une grande variation d'angle interne suivi d'une variation de vitesse provoquant la perte du synchronisme de la machine.

## **3. Incidents et stabilité des réseaux électriques**

On peut définir la stabilité d'un réseau électrique par sa capacité, pour des conditions initiales de fonctionnement données, revenir sa position initiale ou tout autre position d'équilibre

suite une perturbation. La stabilité d'un réseau exprime donc sa capacité rétablir l'équilibre entre les puissances générées et demandée tout en maintenant les variables du système intactes sans déclenchement de générateurs ou de charges, à l'exception de ceux déconnectés intentionnellement pour préserver la continuité de fonctionnement du reste du système électrique. Comme présenté en figure 1, on dénombre trois types de problèmes de stabilité dans les réseaux électriques ; il s'agit de la stabilité de l'angle du rotor, la stabilité de la fréquence et la stabilité de la tension.

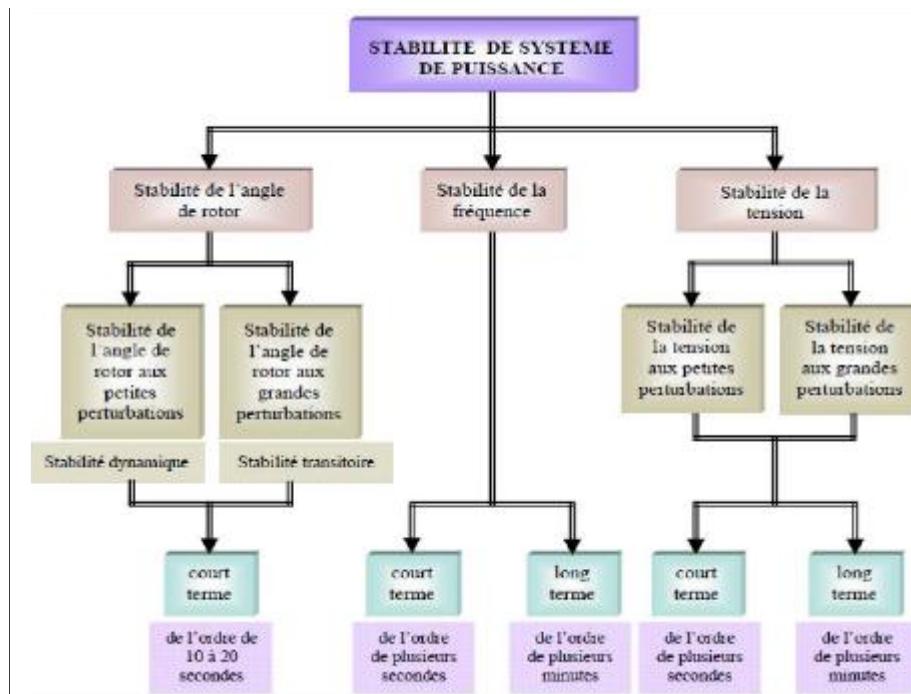


Figure 1. Classification des différents types de la stabilité du réseau électrique.

Dans ce qui va suivre, notre intérêt sera pour la stabilité de l'angle du rotor.

#### 4. Stabilité de l'angle du rotor

##### 4.1. Couple synchrone (rappel)

La machine synchrone est une machine à champ magnétique tournant qui présente  $2p$  pôles magnétiques au rotor ainsi qu'au stator.

Si le stator (fonctionnement moteur) est alimenté par une source d'énergie triphasée, les trois courants de phase produiront un champ magnétique ( $\vec{B}_s$ ) tournant ( $n=f/p$ )

$f$ : fréquence du réseau d'alimentation ;

$p$  : nombre de pair de pôles.

Si le rotor de mon moteur est alimenté avec du courant continu, un champ magnétique unidirectionnel ( $\vec{B}_r$ ) sera existant dans l'axe de la bobine.

Si je place un observateur sur la bobine du rotor et que le rotor ne tourne pas, cet observateur voit passer le champ tournant du stator et voit un champ stationnaire dans l'axe de la bobine du rotor.

Si je considère le couple électromagnétique de rappel synchrone moyen des deux champs :

$$\Gamma = k B_s B_r \sin(\psi)$$

$\vec{B}_s$  : champ du stator, vitesse  $\omega_s$  synchronisé sur la fréquence.

$\vec{B}_r$  : champ du rotor, vitesse  $\omega_m$  car fixe par rapport l'axe du rotor.

$\psi$  : angle instantané entre les deux champs :  $\psi = (\omega_s - \omega_m)t + \delta$

Si je définis la position instantanée des champs :

$$\theta_1 = \omega_s t$$

$$\theta_2 = \omega_m t - \delta$$

$$\psi = \theta_1 - \theta_2 = (\omega_s - \omega_m)t + \delta$$

le couple de rappel instantané devient :

$$\Gamma = k B_s B_r \sin((\omega_s - \omega_m)t + \delta)$$

$\delta$  : angle entre les deux champs (figure 2) et appelé angle de puissance.

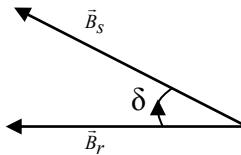


Figure 2. Angle entre les inductions statorique et rotorique.

Un couple moyen n'existe que si  $(\omega_s - \omega_m)=0$ , car pour toute autre valeur de  $\omega_m$ , la valeur moyenne du sinus est nulle.

Ce couple s'appelle couple synchrone ( $\omega_s=\omega_m$ ) car il n'existe qu' la vitesse du champ tournant qui est synchronisé sur la fréquence du stator. Ce couple ne permet pas de démarrer le moteur car au démarrage  $\omega_s \neq \omega_m$  et le couple synchrone moyen est nul.

**Remarque :**

- il faudra démarrer les moteurs synchrones au moyen d'un autre moteur.
- Dans le mode de fonctionnement classique, le champ rotorique  $\vec{B}_r$  (excitation ou aimant), est accroché au champ du stator. Le couple électromagnétique tend à maintenir le rotor à la vitesse des champs tournants : on l'appelle couple synchronisant.
- le fonctionnement alternateur ou moteur dépend uniquement du sens du couple mécanique appliqué :
  - pour un alternateur, le couple électromagnétique est un couple de freinage.
  - pour un moteur, ce couple est moteur.

## 4.2. Stabilité des alternateurs

Les incidents et les variations excessives de la charge d'un réseau peuvent provoquer un accroissement important de l'angle entre les champs magnétiques du rotor et du stator des alternateurs. Dans ces conditions, le couplage électromagnétique entre rotor et stator peut diminuer jusqu'à provoquer des oscillations de puissance mal amorties, voire le décrochage de certains rotors lorsque l'angle dépasse une valeur critique (perte de stabilité). Le rotor cesse alors de tourner au synchronisme avec le champ stator, et l'on observe un glissement des pôles du rotor. Lorsque les pôles repassent dans les zones de stabilité du champ du stator, les forces de couplage tendent à rétablir le synchronisme. La machine est soumise à de violents efforts électromécaniques transitoires et le réseau est le siège d'oscillations importantes de la puissance et de la tension. Si la machine ne peut se resynchroniser naturellement, ses protections l'isolent du reste du réseau (îlotage). Les pertes de stabilité sont des phénomènes très graves, car, très souvent, ils amplifient la perturbation initiale et entraînent un effondrement rapide et étendu du système production-transport.

Le comportement dynamique des systèmes production-transport est donc caractérisé par leur stabilité, c'est-à-dire leur aptitude à conserver ou à retrouver un équilibre en régime normal ou perturbé.

Conventionnellement, on distingue la stabilité statique (ou stabilité en petits mouvements) et la stabilité transitoire.

- On dit qu'un réseau est stable en régime statique (ou en petits mouvements) s'il revient au point de fonctionnement initial après avoir été soumis à une petite perturbation (régime linéaire). La stabilité statique est donc une condition nécessaire de fonctionnement. Par extension, l'étude de la stabilité statique vise aussi à améliorer les conditions d'amortissement des oscillations induites par les petites perturbations.

- On dit qu'un réseau est stable en régime transitoire si, partant d'un point de fonctionnement stable en régime statique, il revient à un point de fonctionnement stable en régime statique, après avoir été soumis à une perturbation donnée (d'amplitude importante susceptible de provoquer des comportements non linéaires).

Les limites de fonctionnement qui conditionnent la stabilité transitoire sont évidemment plus contraignantes que celles qui conditionnent la stabilité statique.

## 4.2.1 Stabilité statique (en petits mouvements)

### 4.2.1.1 Généralités

Lorsque la puissance transittée augmente, les angles de décalage entre les machines éloignées croissent. On observe, d'abord, des oscillations de puissance mal amorties sur les liaisons d'interconnexion, puis, si la puissance continue de croître, la perte de synchronisme de certaines machines (qui peut induire un effet de décrochage en cascade). Essayons de préciser l'origine de la perte de synchronisme.

Considérons le schéma simple d'une antenne de production constituée par un groupe raccordé à un réseau très puissant par un transformateur de groupe et une ligne (figure 3).

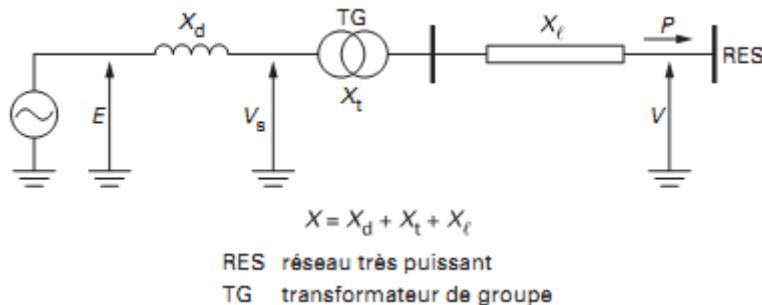


Figure 3. Groupe raccordé en antenne à un réseau très puissant.

Dans tout ce qui suit, nous supposerons que l'alternateur est une machine à rotor lisse, non saturée. En outre, nous négligerons la résistance interne de cet alternateur devant sa réactance synchrone  $X_d$ .

Nous désignerons respectivement par  $X_t$  et  $X_f$  les réactances du transformateur et de la ligne.

Nous supposerons enfin que le réseau aval est de puissance infinie, c'est-à-dire de puissance suffisamment grande pour que la tension  $V$  au point de raccordement puisse être considérée comme constante en fréquence et en amplitude quels que soient les phénomènes affectant l'antenne de production.

Nous examinerons successivement le cas du fonctionnement à excitation constante ( $E = \text{Cte}$ ) et le cas du fonctionnement à tension stator constante ( $V_s = \text{Cte}$ ).

- **Fonctionnement à excitation constante**

- On peut montrer que la puissance active fournie au réseau de puissance infinie est :

$$P = 3 \frac{EV \sin \delta}{X} \quad (1)$$

avec  $E$  force électromotrice interne de la machine (valeur efficace de la tension induite aux bornes de chaque enroulement du stator).

$$E = KNf\Phi \quad (2)$$

$K$  : coefficient de Kapp,

$N$  : nombre de spires par phase,

$\Phi$  : flux maximal pour une spire

$X = X_d + X_t + X_l$  réactance totale de l'antenne de production.

$$\delta = (\vec{V}, \vec{E}) = \delta_i + \delta_e$$

$\delta_i = (\vec{V}_s, \vec{E})$  : angle interne de la machine.

$\delta_e = (\vec{V}, \vec{V}_s)$  : angle externe de transport.

Cette puissance est évidemment égale à la puissance électrique  $P_e$  de l'alternateur puisque nous avons négligé toutes les résistances.

L'étude du fonctionnement en petits mouvements nécessite également de tenir compte de l'équation dynamique de la machine, à savoir, si on néglige l'amortissement :

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (3)$$

Avec :

$C_e$  : couple électrique ( $C_e = P_e/\omega$ ,  $\omega$  étant la pulsation des courants dans la machine), relié la puissance électrique injectée dans le réseau

$C_m$  : couple moteur (couple mécanique produit par la turbine)

$J$  : moment d'inertie des masses tournantes du groupe de production.

**Notons que les couples de friction de l'ensemble des masses tournantes et d'amortissement dû la cage du rotor de l'alternateur sont négligés.**

- Si la turbine fournit à l'alternateur une puissance mécanique constante  $P_m$ , on voit que, en régime permanent, il y a deux points de fonctionnement possibles  $P$  et  $P_1$  (figure 4), correspondant respectivement à  $\delta < \pi/2$  et  $\delta > \pi/2$ .

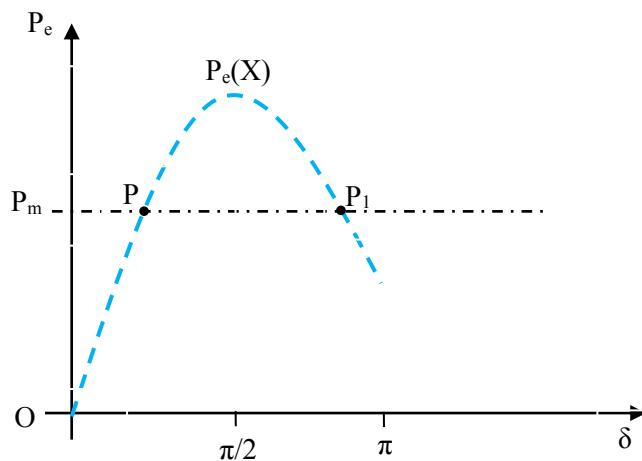


Figure 4. Variation de la puissance électrique en fonction de  $\delta$ .

On montre que, en petits mouvements, le fonctionnement est stable si :

$$C_s = \frac{\partial C_e}{\partial \delta} > 0 \quad (4)$$

avec  $C_s$  le couple synchronisant.

Dans ces conditions, le point de fonctionnement P (figure 4) est stable et le point de fonctionnement  $P_1$  est instable. La limite de stabilité, dite statique, est atteinte lorsque  $C_s = 0$ , c'est-à-dire pour :  $\delta = \pi/2$ .

Ceci s'explique par les deux remarques suivantes : Soit " $P_m$ " la puissance mécanique fournie à la génératrice :

- pour «  $\delta < \pi/2$  », si une petite perturbation survient, tendant à augmenter (resp. diminuer) l'angle rotorique, la puissance électrique produite devient supérieure (resp. inférieure) à la puissance mécanique. Etant donnée l'équation du mouvement de la machine synchrone, l'angle  $\delta$  tend à diminuer car «  $d^2\delta/dt^2 < 0$  » (resp. augmenter). Dans les deux cas, il y a une propension du système à retourner à l'équilibre.
- pour «  $\delta > \pi/2$  », le comportement est opposé : écarté de sa position d'équilibre, le rotor tend à s'en écarter davantage.

**Remarque :** En pratique, il est nécessaire de prévoir une marge de stabilité, car le réseau d'interconnexion n'est pas de puissance infinie et  $V$  est fonction des conditions de fonctionnement de l'ensemble du système.

- **Fonctionnement à tension stator constante**

Les alternateurs sont généralement équipés d'un régulateur de tension dont le rôle est de maintenir constante la tension aux bornes du stator  $V_s$ . L'action de ce régulateur de tension a une influence importante sur la stabilité statique de l'alternateur. En effet, la tension  $V_s$  étant maintenue constante, la puissance électrique fournie au réseau s'écrit sous la forme :

$$P = 3 \frac{V_s V}{X_1} \sin \delta_e \quad (5)$$

Avec :

$$X_I = X_t + X_l$$

$$\delta_e = (\vec{V}, \vec{V}_s)$$

En reprenant le raisonnement du paragraphe précédent, on constate que l'alternateur est stable, dans le cas simple considéré, pour  $0 < \delta_e < \pi/2$ .

Pour maintenir  $V_s = \text{Cte}$ , le régulateur de tension agit sur l'excitation E qui est donc fonction de  $\delta$ .

On voit que le fonctionnement va être stable jusqu'à  $\delta_e = \pi/2$ . Comme  $\delta_e < \delta$ , on pourra donc fonctionner pour une valeur limite de  $\delta > \pi/2$ , donc au-delà de la stabilité naturelle de la machine. Cela n'est toutefois vrai que dans la mesure où l'on peut effectivement augmenter l'excitation, c'est-à-dire où l'on n'est pas en butée de courant rotor.

- **Cas général**

L'analyse générale du problème de stabilité statique est, bien sûr, plus complexe que ce qui vient d'être exposé : l'étude d'un régulateur de tension nécessite la modélisation des groupes de production par leur fonction de transfert complète (ou du moins par l'approximation linéaire convenable vis-à-vis du spectre fréquentiel analysé) et la prise en compte du système bouclé complet constitué par la machine, le régulateur et le réseau. Mais les considérations simples que l'on vient de développer montrent clairement :

- l'intérêt que présente, du point de vue de la stabilité, le maintien de la tension du réseau par les machines synchrones, c'est-à-dire l'importance des performances en régime transitoire de l'ensemble formé par la régulation de tension et le système d'excitation des alternateurs ;
- que la puissance maximale transmissible est limitée par l'impédance de la liaison et qu'en conséquence toute perturbation, notamment déclenchement de ligne, se traduisant par une augmentation de l'impédance de liaison risque de conduire à une instabilité pouvant provoquer une rupture de synchronisme.

#### 4.2.2 Stabilité en régime transitoire

En régime normal, les vecteurs représentant les forces électromotrices des différents alternateurs tournent tous à la même vitesse angulaire électrique  $\omega = 2\pi f$  et sont décalés entre eux d'angles constants. Les angles sont fonction des impédances de liaison et des puissances échangées entre les machines et le réseau.

Sur apparition d'un défaut ou disjonction d'une ligne, la puissance électrique fournie par chaque machine se trouve brusquement modifiée sans que ce changement soit suivi instantanément d'une modification de la puissance fournie par la turbine ; il s'ensuit un déséquilibre entre les couples moteurs et résistants provoquant l'accélération de certaines machines, ce qui entraîne une variation du décalage angulaire entre les forces électromotrices des machines. Si, au cours de ces mouvements, le rotor d'un alternateur glisse d'au moins un tour électrique par rapport au rotor des autres machines, il y a perte de la stabilité transitoire. Cela peut entraîner, par le jeu des protections, la fragmentation du réseau ou la séparation de certains groupes.

Considérons le cas (très simplifié) d'une variation brusque de la charge d'un alternateur due à une variation de la réactance  $X_l$  de liaison de la machine à un réseau supposé de puissance infinie (figure 3).

Dans ces conditions, on peut admettre que, pendant un temps relativement court, la tension fictive  $E_r$  aux bornes de la réactance transitoire  $X'_d$  de la machine reste constante. Pendant la perturbation, la puissance électrique active fournie par la machine peut alors s'écrire :

$$P'_e = 3 \frac{E_r V}{X'} \sin \delta'_e \quad (6)$$

Avec :

$$X' = X'_d + X_t + X_i$$

$$\delta'_e = (\vec{V}, \vec{E}_r)$$

Au moment de la perturbation (figure 5), le point de fonctionnement passe brutalement du point P ( $P_e = P_m$ ) au point P' correspondant à une nouvelle valeur de la puissance électrique. Celle-ci étant inférieure à la puissance mécanique (restée constante), la machine accélère et  $\delta$  augmente. Elle accumule de l'énergie cinétique jusqu'en P'', puis l'accélération devient négative.

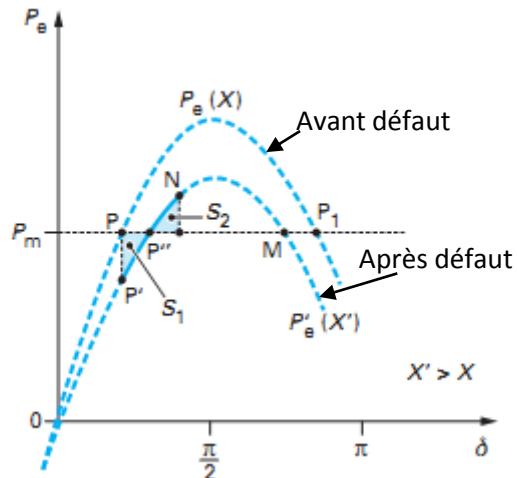


Figure 5. Perturbation du fonctionnement d'un alternateur correspondant à une brusque variation de l'impédance de liaison.

Donc, le mouvement s'arrête en N lorsque :

$$\frac{d\delta'_e}{dt} = 0 \quad (7)$$

Le point N est tel que l'énergie cinétique accumulée entre P' et P'' est restituée entre P'' et N.

Nous allons montrer que les aires S1 et S2 sont égales.

Pour  $P_m > P'_e$ , l'aire  $S_1$  représente l'énergie cinétique emmagasinée par la machine pendant l'accélération. Elle est comptée positivement

Pour  $P_m < P'_e$ , l'aire  $S_2$  représente l'énergie restituée par la machine pendant la décélération. Elle est comptée négativement.

Si elle entièrement restituée, la machine retourne à sa vitesse initiale et retrouve le synchronisme.

#### - Critère des aires égales

L'équation dynamique de la machine (3), après la perturbation, devient :

$$J \frac{d\omega}{dt} = C_m - C'_e \quad (8)$$

Avec :

$$\omega = \omega_0 + \frac{d\delta_e'}{dt} \quad (9)$$

$C'_e$  étant la nouvelle valeur du couple électrique.

On tire :

$$\frac{d^2\delta_e'}{dt^2} = \frac{1}{\omega_0 J} (P_m - P'_e) \quad (10)$$

Multiplions les deux membres de cette équation par  $2 \frac{d\delta_e'}{dt}$  :

$$2 \frac{d\delta_e'}{dt} \frac{d^2\delta_e'}{dt^2} = \frac{2}{\omega_0 J} \frac{d\delta_e'}{dt} (P_m - P'_e) \quad (11)$$

Intégrons entre  $P'$  et  $N$  :

$$\left( \frac{d\delta_e'}{dt} \right)^2 \Big|_{P'}^N = 0 = \frac{2}{\omega_0 J} \int_{P'}^N (P_m - P'_e) d\delta_e' = S_2 - S_1 \quad (12)$$

Le fonctionnement sera stable si le point de fonctionnement N ne franchit pas le point M ( $P'_e = P_m$  avec  $\delta_e' > \pi/2$ ) en figure 5.

On retrouvera donc un point de fonctionnement stable en régime établi si  $S_2$  est inférieure à l'aire  $P''NM$  comprise entre  $P'_e$  et  $P_m$ .

Une application particulièrement importante de ce qui précède concerne le calcul du temps maximal d'élimination des défauts en réseau. En effet, les principes exposés permettent de calculer l'angle critique correspondant à la condition limite de stabilité dans le cas le plus contraignant (court-circuit franc proche du groupe de production). On peut en déduire le temps maximal d'élimination du défaut en intégrant l'équation dynamique de la machine (8) puisqu'on dispose alors de  $\delta_e'(P')$ ,  $\delta_e'(P'')$ ,  $P_m$  et  $P'_e$ .

#### 4.2.2.1 Quelques facteurs d'influence et moyens d'action

L'expression de la puissance maximale (6):

$$P_e' = 3 \frac{E_r V}{X'} \quad (13)$$

met en évidence l'influence de la réactance totale  $X' = X_d' + X_t + X_i$  sur la stabilité transitoire de la machine.

Le terme  $E_r$  montre l'intérêt de la surexcitation de la machine lors d'un défaut. Toutefois la surexcitation est limitée à une valeur maximale (en général inférieure à deux fois la valeur nominale). Par ailleurs, les raisonnements précédents illustrent la nécessité d'agir sur  $P_m$  lors des grandes perturbations. En effet, une diminution rapide de  $P_m$  permet de diminuer l'aire  $S_1$  ou d'augmenter l'aire maximale de  $S_2$ , donc d'améliorer la limite de stabilité transitoire (figure 5). La fermeture des organes d'admission du fluide moteur est obtenue par l'action du régulateur de vitesse de la machine. Toutefois la fermeture rapide des soupapes (0,2 à 0,3 s dans le cas des groupes thermiques) reste relativement lente vis-à-vis de certains phénomènes qui peuvent affecter le réseau. En particulier, dans le cas des courts-circuits, c'est le temps d'élimination des défauts par les disjoncteurs qui sera déterminant pour le maintien de la stabilité transitoire.

La limite de stabilité transitoire dépend donc de différents paramètres :

- les caractéristiques du groupe (caractéristiques électriques de l'alternateur, temps de lancer, réponse de l'ensemble système d'excitation et régulation de tension et réponse de la régulation de vitesse...) ;
- les impédances de liaison entre les machines ;
- le type et la durée des défauts ;
- l'état initial des machines (par exemple l'absorption de puissance réactive est un facteur défavorable) ;
- le plan de tension du réseau.

#### 4.2.2.2 Amélioration de la stabilité

Un moyen radical d'améliorer la stabilité consiste à diminuer les réactances de liaisons, ce qui peut être obtenu par :

- la multiplication du nombre de lignes en parallèle ;
- un maillage plus poussé du réseau ;
- l'adjonction de condensateurs en série (diminuant la réactance globale de l'ouvrage).

Ces solutions sont très coûteuses.

Une mesure plus économique d'amélioration efficace de la stabilité statique peut être obtenue par les régulateurs de tension.

Un simple régulateur proportionnel permet d'exploiter un alternateur avec un angle interne de  $90^\circ$ , ce qui correspond pratiquement à un fonctionnement stable pour tous régimes sur une ligne de réactance réduite égale à 50 %.

La réactance réduite  $x$  (en %) d'une ligne est liée à sa réactance réelle  $X$ , à sa tension nominale  $U_n$  et à la puissance nominale de l'alternateur  $S_n$  par l'expression :

$$x = X \frac{S_n}{U_n^2} 100 \quad (14)$$

Des régulateurs plus perfectionnés, comportant des boucles supplémentaires de régulation utilisant d'autres variables que la tension, permettent de stabiliser les groupes jusqu'à des fonctionnements sur des lignes de réactance de 100 %.

En ce qui concerne la stabilité transitoire, on obtient des améliorations sensibles par augmentation de la rapidité d'élimination des défauts grâce à des protections et disjoncteurs très performants.

Des résultats positifs sont aussi obtenus par une meilleure adaptation de la réaction des régulateurs de vitesse à ces situations (fermeture rapide des soupapes sur critères d'accélération et de vitesse).

Les deux moyens que l'on vient de mentionner doivent évidemment être utilisés simultanément.