

**UNIVERSITE INTERNATIONALE
DE CASABLANCA**

Transmission de puissance

Année scolaire 2018- 2019

Table des matières :

CHAPITRE I : PUISSANCE TRANSPORTEE ET LIMITES DE STABILITE DES LIGNES DE TRANSPORT

- I.1 La puissance transportée par une ligne électrique de transport**
- I.2 Les limites de Stabilité des lignes de transport**

CHAPITRE II . CONTROLE DE TRANSIT DE PUISSANCE ET TENUE DE TENSION

II.1 Contrôle de transit de puissance

II.2 Tenue de Tension

CHAPITRE III. PRINCIPE DE L'ANALYSE D'ECOULEMENT DE PUISSANCE

III.1 Représentation du réseau de transport d'énergie

III.2. Equations générales du load flow

III.3 Résolution des équations d'écoulement de puissance pour un réseau à N barres

III.4 Le calcul d'écoulement de Puissance du réseau à N barres par PowerWord

CHAPITRE IV : REGLAGE DE LA TENSION ET DE LA FREQUENCE

IV.1 Vulnérabilité du réseau électrique HT

IV.2 Stabilité du système électrique

IV.3 Caractéristique du réglage de tension

IV.4 Caractéristique du réglage de la tension

INRODUCTION

Le MAROC est en pleine croissance industrielle, économique et sociétale, beaucoup de chantiers sont ouverts, notamment, dans le domaine énergétique, industrie, aéronautique, automobiles ou travaux publiques. Egalement, le développement de certaines régions qui suit la nouvelle politique de partition régionale ainsi que la création de nouvelles villes et l'électrification du monde rural qui a atteint 98,95 % en 2014.

Tous ces changements ont conduit à une croissance rapide de la demande d'énergie électrique. Ce qui a nécessité, inévitablement, la mise en service de nouvelles centrales d'énergie électrique, le développement des échanges d'énergie avec les pays voisins par des interconnexions internationales, l'encouragement des grosses et moyennes entreprises à produire l'énergie verte. Tout cela doit inciter au renforcement du réseau national de transport et de distribution d'énergie électrique, à une conduite performante des réseaux électriques et à l'insertion des moyens de régulation et de réductions des pertes cumulées lors du transport, tout en préservant la qualité de service de l'énergie distribuée et en respectant les règles de sécurité en vigueur.

Pour atteindre les objectifs cités, on propose, à travers ce cours, d'étudier les méthodes d'analyse, de contrôle et de régulation des réseaux électriques permettant de garantir une meilleure stabilité du système électrique de transport.

CHAPITRE I : PUISSANCE TRANSPORTÉE ET LIMITES DE STABILITÉ DES LIGNES DE TRANSPORT

Introduction

L'exploitation d'un réseau de production, transport et distribution d'énergie électrique est soumise à de nombreuses contraintes. La première d'entre elles consiste à assurer l'équilibre entre la production et la consommation pour ne pas compromettre la stabilité du réseau.

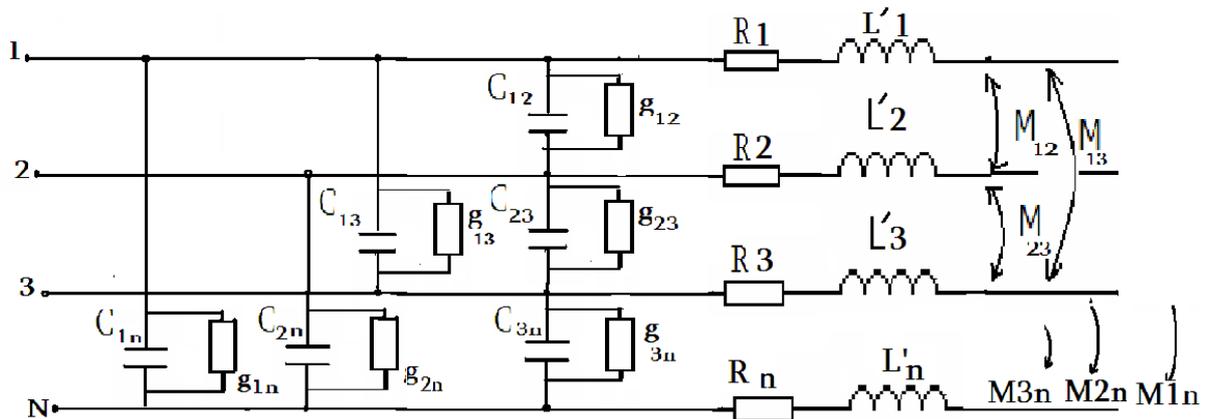
Aussi, on doit assurer cette production au moindre coût.

Toute la puissance consommée doit être acheminée via le réseau de transport et de distribution, ainsi la connaissance des transits de puissance et les limites de stabilité des lignes est fondamentale, ne serait-ce que pour s'assurer que les lignes ne sont pas surchargées.

I. 1 La puissance transportée par une ligne électrique de transport

Rappels théoriques

Lorsque la ligne est mise sous tension, elle sera le siège d'une chute de tension longitudinale et d'une dérivation de courant transversale.



L matérialise l'énergie magnétique emmagasinée par unité de longueur ;

R matérialise les pertes longitudinales par effet Joule ;

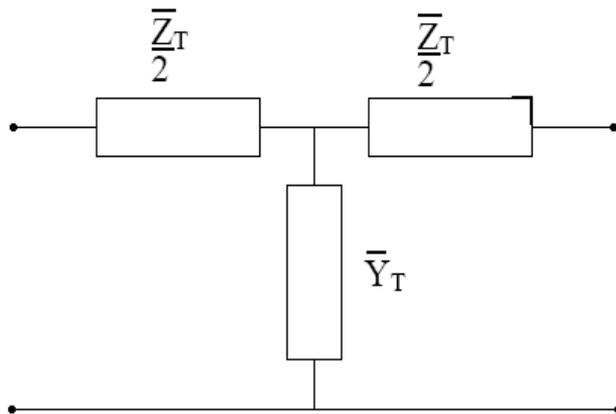
C matérialise l'énergie électrostatique ;

G matérialise les pertes transversales par effet Joule.

1. Disposition de la ligne

Comme pour tout quadripôle symétrique, on pourra établir à partir de la matrice de chaîne, les schémas en **T** et en π équivalents à la ligne vue de ses extrémités :

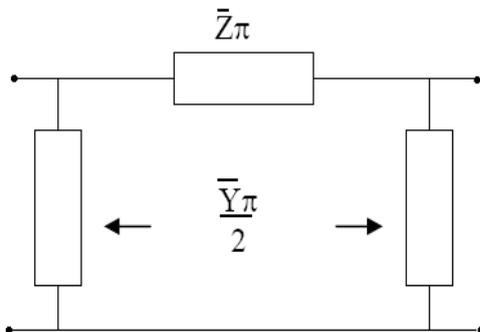
- **Modèle d'une ligne en T :**



$$\frac{\bar{Z}_T}{2} = \frac{\bar{A}-1}{\bar{C}} = \frac{\bar{Z}_c \cdot \text{Ch}(\bar{\gamma}d) - 1}{\text{Sh}(\bar{\gamma}d)}$$

$$\bar{Y}_T = \bar{C} = \frac{\text{Sh}(\bar{\gamma}d)}{\bar{Z}_c}$$

- **Modèle d'une ligne en π :**



$$\bar{Z}_\pi = \bar{B} = \bar{Z}_c \text{Sh}(\bar{\gamma}d)$$

$$\frac{\bar{Y}_\pi}{2} = \frac{\bar{A}-1}{\bar{B}} = \frac{\text{Ch}(\bar{\gamma}d) - 1}{\bar{Z}_c \cdot \text{Sh}(\bar{\gamma}d)}$$

Constante de propagation en m^{-2}

$$\bar{\gamma}^2 = \bar{Z} \cdot \bar{Y}$$

Impédance caractéristique en Ohm

$$\frac{\bar{Z}}{\bar{\gamma}} = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} = \bar{Z}_c$$

2. Lignes avec pertes

$$\bar{V}(x) = \bar{V}_r \cdot \text{Ch}(\bar{\gamma}x) + \bar{Z}_c \cdot \bar{I}_r \cdot \text{Sh}(\bar{\gamma}x)$$

$$\bar{I}(x) = \frac{\bar{V}_r}{\bar{Z}_c} \cdot \text{Sh}(\bar{\gamma}x) + \bar{I}_r \cdot \text{Ch}(\bar{\gamma}x)$$

Avec :

$$\bar{A} = \bar{D} = \text{Ch}(\bar{\gamma} \cdot \mathbf{d}) \text{ (sans dimensions)}$$

$$\bar{B} = \bar{Z}_c \cdot \text{Sh}(\bar{\gamma} \cdot \mathbf{d}) \text{ } (\Omega)$$

$$C = \frac{1}{\bar{Z}_c} \cdot \text{Sh}(\bar{\gamma} \cdot \mathbf{d}) \text{ } (\Omega^{-1})$$

3. Ligne sans pertes

L'étude des caractéristiques de la ligne de transport peut être simplifiée en supposant que la ligne est sans pertes: $R=G=0$

$$\begin{pmatrix} \bar{V}(s) \\ \bar{I}(s) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \frac{2\pi \cdot \mathbf{d}}{\lambda_0} & j \bar{Z}_c \sin \frac{2\pi \cdot \mathbf{d}}{\lambda_0} \\ j \frac{1}{\bar{Z}_c} \sin \frac{2\pi \cdot \mathbf{d}}{\lambda_0} & \cos \frac{2\pi \cdot \mathbf{d}}{\lambda_0} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{V}_r \\ \bar{I}_r \end{pmatrix}$$

Avec :

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

$$\bar{\gamma} = j \times \omega \times \sqrt{L \times C}$$

$$\bar{\gamma} \cdot \mathbf{d} = j \frac{2\pi d}{\lambda_0}$$

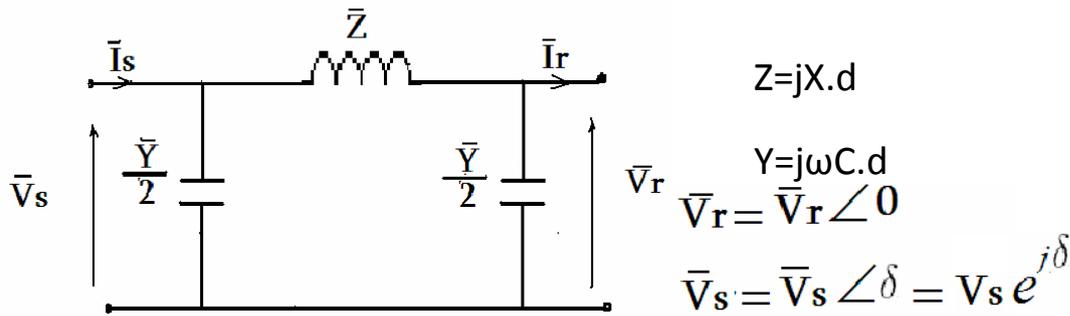
Et la longueur d'onde :

$$\lambda_0 = V_0 \times T = \frac{1}{f \times \sqrt{L \times C}}$$

- La puissance transportée par une ligne sans pertes

On suppose que les tensions V_s et V_r sont maintenues constantes:

V_r est prise comme référence de phase:



Le courant I_r est égal à :

$$\bar{I}_r = \frac{\bar{V}_s - \bar{V}_r}{\bar{Z}} - \frac{\bar{Y}}{2} \cdot \bar{V}_r = \frac{V_s e^{j\delta} - V_r}{jX.d} - \frac{j\omega C.d}{2} \cdot V_r$$

La puissance complexe délivrée à la charge est égale à :

$$\begin{aligned} \bar{S}(x) &= P(x) + jQ(x) = \bar{V}(x) \cdot \bar{I}^*(x) \\ \bar{S}_r &= \bar{V}_r \cdot \bar{I}_r^* \\ &= V_r \left(\frac{V_s e^{j\delta} - V_r}{jX.d} \right)^* + \frac{j\omega C.d}{2} \cdot V_r^2 \\ &= V_r \left(\frac{V_s e^{-j\delta} - V_r}{-jX.d} \right) + \frac{j\omega C.d}{2} \cdot V_r^2 \\ &= V_r \left(\frac{V_s \cos \delta - jV_s \sin \delta - V_r}{-jX.d} \right) + \frac{j\omega C.d}{2} \cdot V_r^2 \\ &= \frac{j V_s V_r \cos \delta + V_s V_r \sin \delta - j V_r^2}{X.d} + \frac{j\omega C.d}{2} \cdot V_r^2 \\ S_r &= \frac{V_s V_r \sin \delta}{X.d} + j \left(\frac{V_s V_r \cos \delta}{X.d} + \frac{\omega C.d}{2} \cdot V_r^2 - \frac{V_r^2}{X.d} \right) \end{aligned}$$

-La puissance active délivrée à la charge(ou la puissance transportée)

Est égale à la partie réelle de la puissance S_r

$$P = P_r = P_s = \frac{V_s V_r \sin \delta}{X.d}$$

I.2. Les limites de Stabilité des lignes de transport

La puissance qu'une ligne peut transporter est imposée par deux limites: La limite thermique et la limite de stabilité statique.

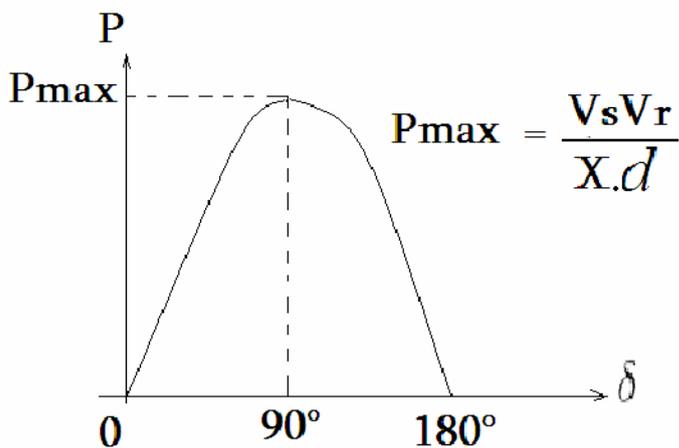
- Les limites de Stabilité de la ligne sans pertes

La puissance transportée est une fonction sinusoïdale de l'angle δ , elle est maximale lorsque $\delta=90^\circ$

Donc :

$$P_{\max} = \frac{V_s V_r}{X.d}$$

Cette puissance représente la puissance maximale que la ligne sans pertes peut transporter. Elle est appelée **La limite de stabilité statique théorique** de la ligne sans pertes. Si l'on essaie de dépasser cette limite, les machines aux deux extrémités de la ligne perdront leur synchronisme.



Dans le cas d'une ligne de longue distance :

$$P = \frac{V_s V_r \sin \delta}{Z \pi . d}$$

Autrement, on peut écrire pour une ligne sans pertes :

$$P = \frac{V_s V_r \sin \delta}{\bar{Z}_c \operatorname{Sh}(\bar{\gamma} d)} = \frac{V_s V_r}{\bar{Z}_c} \cdot \frac{\sin \delta}{\sin \frac{2 \pi . d}{\lambda_0}}$$

$$P = \frac{V_s V_r \sin \delta}{\bar{Z}_c \operatorname{Sh}(\bar{\gamma} d)} = \frac{V_s}{V_{\text{nom}}} \cdot \frac{V_r}{V_{\text{nom}}} \cdot \frac{V_{\text{nom}}^2}{\bar{Z}_c} \cdot \frac{\sin \delta}{\sin \frac{2\pi \cdot d}{\lambda_0}}$$

$$P = V_s(\text{pu}) \cdot V_r(\text{pu}) \cdot (\text{SIL}) \cdot \frac{\sin \delta}{\sin \frac{2\pi \cdot d}{\lambda_0}}$$

où: $(\text{SIL}) = \frac{V_{\text{nom}}^2}{\bar{Z}_c}$

SIL : Charge caractéristique de la ligne

- La limite de stabilité statique (LSS) théorique devient:

La LLS est prop. $P_{\text{max}} = \frac{V_s(\text{pu}) \cdot V_r(\text{pu}) \cdot (\text{SIL})}{\sin \frac{2\pi \cdot d}{\lambda_0}}$ décroît avec la longueur de la ligne

- Limite de stabilité statique d'une ligne avec pertes

Les paramètres A et B d'une ligne avec pertes:

$$A = \cosh(\bar{\gamma} d) = A \angle \theta_A = A e^{j\theta_A}$$

$$B = \bar{Z}_c \operatorname{Sh}(\bar{\gamma} d) = Z \angle \theta_Z = Z e^{j\theta_Z}$$

Posons :

$$\bar{V}_r = \bar{V}_r \angle 0$$

$$\bar{V}_s = \bar{V}_s \angle \delta = V_s e^{j\delta}$$

On a :

$$\bar{V}_s = \bar{A} \bar{V}_r + \bar{B} \bar{I}_r$$

On déduit la valeur de I_r :

$$\bar{I}_r = \frac{\bar{V}_s - \bar{A} \bar{V}_r}{\bar{B}} = \frac{V_s e^{j\delta} - A V_r e^{j\theta_A}}{Z e^{j\theta_Z}} = \frac{V_s e^{j(\delta - \theta_Z)} - A V_r e^{j(\theta_A - \theta_Z)}}{Z}$$

La puissance complexe délivrée à la charge est égale à:

$$\begin{aligned} \bar{S}_r &= \bar{V}_r \cdot \bar{I}_r^* = V_r \left(\frac{V_s e^{j(\delta-\theta_Z)} - A V_r e^{j(\theta_A-\theta_Z)}}{Z} \right)^* \\ &= \frac{V_r V_s e^{j(\delta-\theta_Z)}}{Z} - \frac{A V_r^2 e^{j(\theta_A-\theta_Z)}}{Z} \\ P_r &= \frac{V_r V_s}{Z} \cos(\delta-\theta_Z) - \frac{A V_r^2}{Z} \cos(\theta_A-\theta_Z) \\ Q_r &= \frac{V_r V_s}{Z} \sin(\delta-\theta_Z) - \frac{A V_r^2}{Z} \sin(\theta_A-\theta_Z) \end{aligned}$$

La limite de stabilité statique est la puissance maximale transportée Lorsque : $\delta = 0z$

- la limite de stabilité statique pratique:

En pratique, afin d'assurer la stabilité du réseau durant les transitoires

On choisit une limite de stabilité statique inférieure à la valeur théorique (basée sur un déphasage de $\delta=90^\circ$).

D'une manière générale, la limite de stabilité pratique est calculé selon

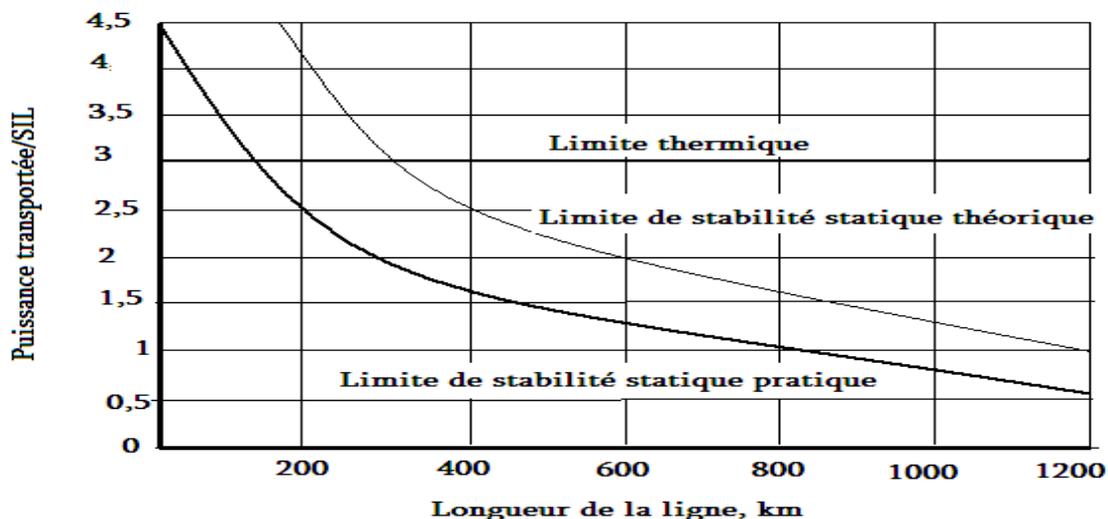
Les hypothèses suivantes:

- La chute de tension sur la ligne est inférieure à 5% $\Rightarrow V_r = 0,95(\text{pu})$
- Le déphasage entre V_s et V_r est inférieur à $35^\circ \Rightarrow \delta = 35^\circ$

- Limite thermique:

La limite thermique de la puissance transportable d'une ligne est définie comme:

$$P_{th} = \sqrt{3} \times U_{nom} \times I_{nom}$$

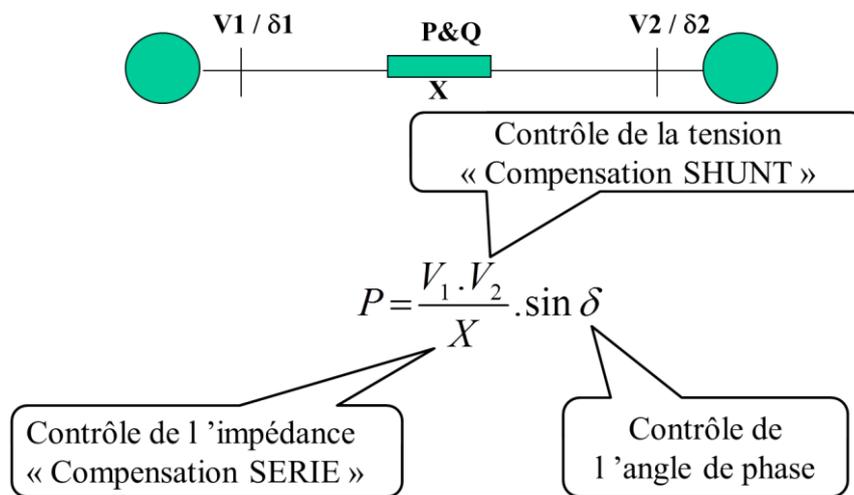


CHAPITRE II . CONTROLE DE TRANSIT DE PUISSANCE ET TENUE DE TENSION

II.1 Contrôle de transit de puissance

L'expansion des réseaux de transport d'énergie électrique pousse le distributeur d'énergie à exploiter les lignes au plus près de leur limite de stabilité.

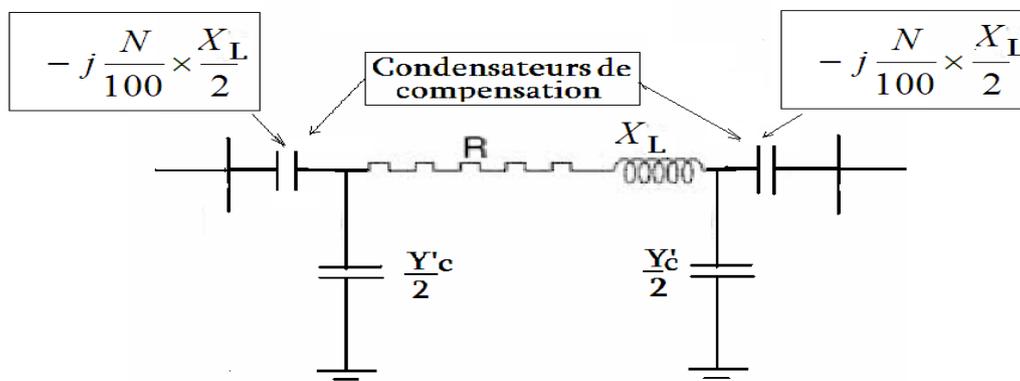
Ainsi le contrôle de la puissance transitée permet d'augmenter la limite de stabilité statique des lignes longues.



Compensation avec condensateurs série :

Les condensateurs série sont utilisés pour augmenter la puissance transportable des lignes de transport.

L'effet des condensateurs série est de réduire l'inductance effective de la ligne donc de réduire la chute de tension et d'augmenter la limite de stabilité statique des lignes de transport.



II.2- Tenue de tension

Par nature, la tension fluctue. Elle est d'abord affectée par des variations lentes et générales liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire et quotidienne de la consommation (sans action préventive, la tension serait plutôt basse aux heures de pointe et haute aux heures creuses) ; elle subit aussi des variations rapides liées à de multiples aléas : fluctuations aléatoires des charges, changements de topologie du réseau, déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production.

Il est donc nécessaire, pour que la tension soit maintenue en tout point du réseau HTB dans la plage souhaitée, de disposer de moyens de réglage adaptés et parfaitement coordonnés entre eux.

La tension en un point du réseau est fonction d'une part des forces électromotrices des générateurs qui y sont raccordés et, d'autre part, des chutes de tension dans les divers éléments du réseau : machines, transformateurs, lignes, ...

Tension et puissance réactive sont des grandeurs très liées

Si on examine le cas très simple d'une charge alimentée par une source de tension constante, à travers une ligne.

On peut écrire de façon approchée, que la chute de tension dans la ligne ($\Delta V = V_1 - V_2$), induite par les flux de puissance active et réactive (P et Q) appelées par la charge, est égale à :

$$\Delta V = (R P + X Q) / V_2$$

Pour une ligne THT, $X \geq 10 R$, on peut écrire : $\Delta V \approx \frac{XQ}{V_2}$

C'est la circulation de réactif qui crée généralement les chutes de tension prépondérantes.

Ainsi, la puissance réactive voyage mal (elle crée des chutes de tension). Cela a pour conséquence qu'au-delà d'une certaine distance, la puissance réactive fournie par les alternateurs ou les condensateurs ne peut pas parvenir jusqu'à l'endroit où on en a besoin.

Par ailleurs, on a vu précédemment qu'il existe un point critique (correspondant à la tension critique U_c et à la puissance maximale transmissible), au-delà duquel il devient impossible de faire transiter plus de puissance vers la charge.

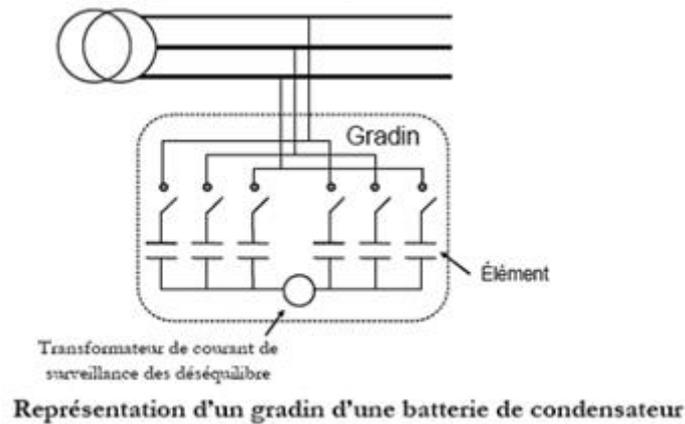
Il existe sur le réseau électrique des organes de réglage de la tension répartis depuis les groupes de productions jusqu'aux consommations. En effet, les spécifications et les régimes de fonctionnement en tension ne sont pas les mêmes pour le réseau de transport et le réseau de distribution.

Les dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de tenue en tension capable de fournir ou d'absorber de la puissance réactive pour un contrôle local de la tension. Ces automates permettent donc de soulager le contrôle des productions et limite ainsi le transit de puissance réactive indésirable sur les réseaux amont.

- Les condensateurs

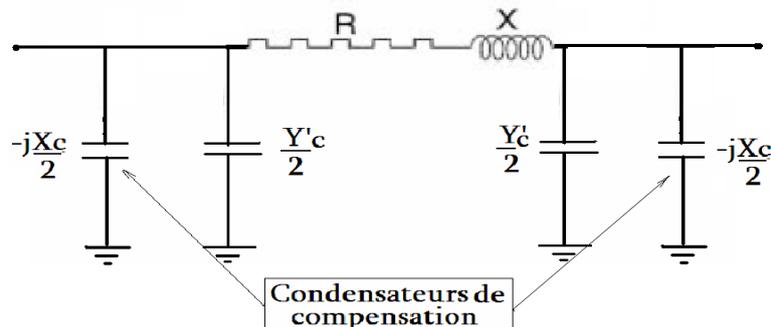
Ces bancs de condensateurs peuvent atteindre quelques MVAR, ils sont utilisés pour corriger le facteur de puissance dans le cas de fortes charges inductives. Cette solution est

généralement utilisée pour la compensation réactive des flux de puissance dans le réseau, mais elle pourrait être envisagée quand le plan de tension est bas afin de le remonter. Le but est de compenser la somme de puissance réactive absorbée par le réseau et par le transformateur HTB/HTA. Ainsi, Le banc de condensateur permet de compenser cette puissance réactive consommée en mettant en service le bon nombre d'éléments pour une compensation optimale toutes les 10min. En règle générale, une batterie de condensateur est composée de 3 gradins, chaque gradin est composé de 6 éléments.



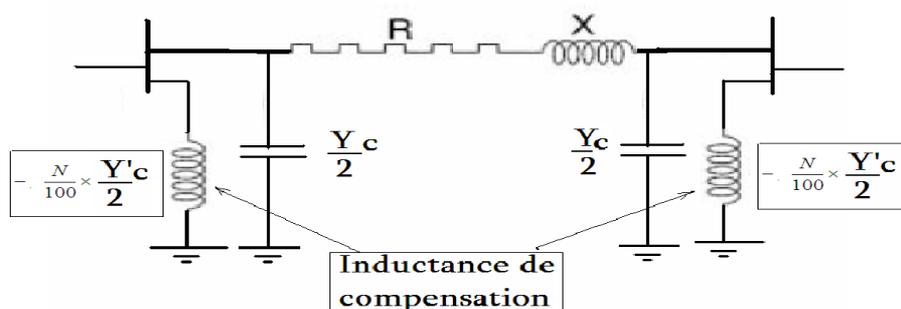
Compensation avec condensateur shunt :

Durant les périodes où la charge est forte, la tension sur la ligne chute. On peut utiliser des condensateurs Shunt pour fournir de la puissance réactive requise et par conséquent faire augmenter la tension à une valeur proche de la valeur nominale.



- Les inductances (Shunt)

Les inductances sont souvent utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longue ligne dans le réseau de transport et par suite réduire les surtensions pendant les périodes de faibles charges. Elles peuvent être raccordées en direct ou via le tertiaire de transformateurs. Leur puissance peut aller de 50 à 400 MVAR.

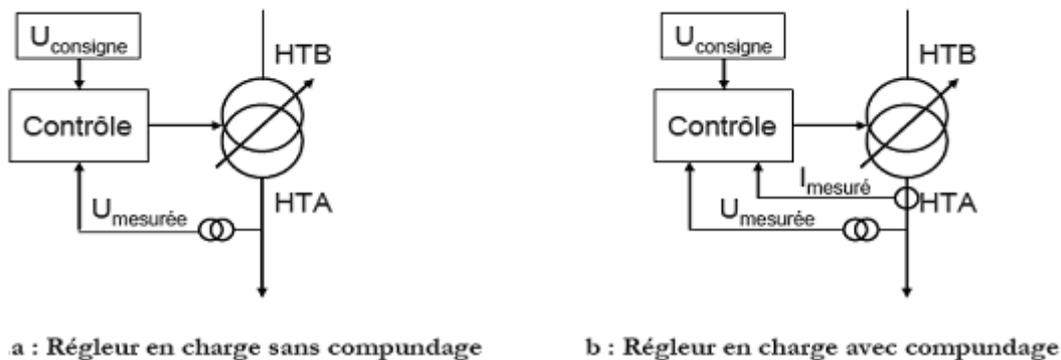


- Compensateurs synchrones

Cette solution utilise des générateurs du réseau pour produire ou absorber du réactif. En effet, une machine synchrone peut être commandée de manière à préserver la tension via la puissance réactive qu'elle produit. Le principe du contrôle est le même que celui des machines soumises au réglage primaire avec un régulateur en charge du maintien de la tension. Une sous excitation permet à la machine synchrone d'absorber de la puissance réactive et donc de diminuer la tension ; inversement, une sur excitation lui permet d'en fournir et donc d'augmenter la tension.

- Transformateurs avec prises réglables en charge

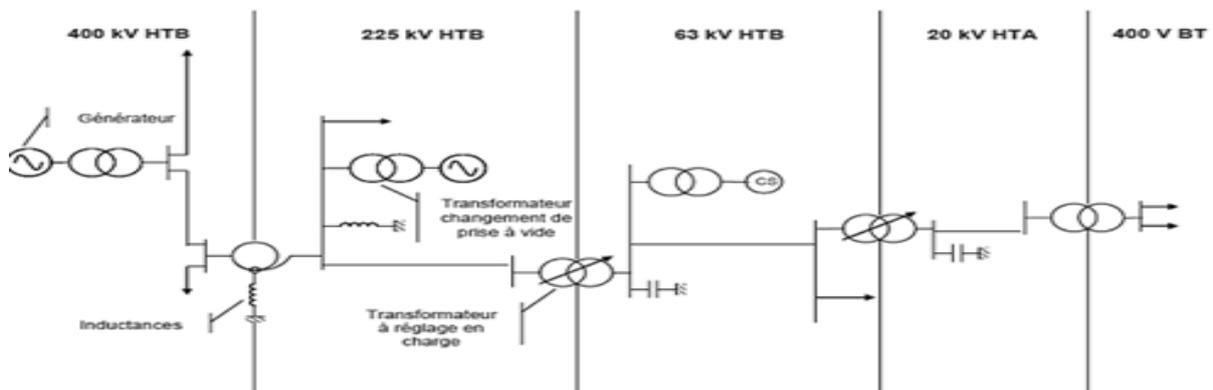
Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur. La Figure 2 montre les deux types de régleurs en charge existants :



Un régleur en charge peut être avec ou sans compundage. Le régleur en charge sans compundage change de prise lorsque la tension mesurée au secondaire du transformateur est supérieure ou inférieure à un écart de tension par rapport à une consigne donnée ($U_{consigne}$). Ainsi si la tension du secondaire dépasse les bornes fixées pendant un temps supérieur à T_{min} (généralement de 60s), le changement de prise s'opère. Si un changement de prise n'est pas suffisant un deuxième suit après un temps plus court T_{pmin} (avec $T_{pmin} < T_{min}$).

Le régleur en charge avec compundage fonctionne quasiment de la même façon, une mesure de courant est ajoutée. La tension comparée aux tensions limites est une somme vectorielle de la tension au secondaire et de la chute de tension dans la résistance de compundage.

Ceci permet d'avoir une image de la puissance transitée via le transformateur et donc de l'état de charge du réseau aval. L'introduction de cette résistance permet d'estimer la chute de tension en un point du réseau.



Réseau avec organe de régulation de tension

- Les systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems)

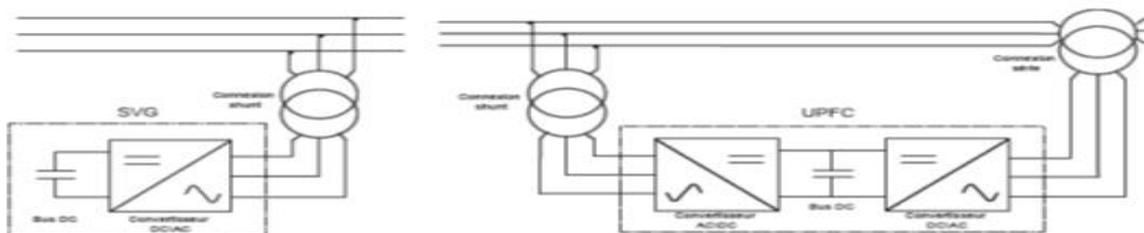
Le réglage de tension est réalisé de manière locale sur le réseau de distribution par des systèmes de gestion de puissance réactive capable de maintenir la tension dans les limites admissibles et de limiter les transits de puissance réactive depuis le réseau de transport. Les systèmes FACTS sont développés à cet effet, ces systèmes à base l'électronique de puissance utilisent les performances de contrôle offertes par l'utilisation de cette technologie.

Une liste non exhaustive des moyens de réglages par compensation d'énergie réactive va être donnée, nous nous intéresserons uniquement aux compensateurs les plus connus. Le fonctionnement de ces systèmes ne sera pas développé ici.

Les moyens de compensation par compensateur statique : l'électronique de puissance a permis la réalisation de compensateurs statiques composés de capacités et d'inductances commandées. Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) ainsi que le SVC (Static Var Compensator) sont des systèmes basés sur ce principe. Ces compensateurs fournissent ou consomment de l'énergie réactive grâce à une commande de thyristor adaptée comme un variateur de courant pour les inductances ainsi qu'un commutateur à thyristors pour contrôler les gradins du banc de condensateurs. Les applications de ces systèmes sont diverses, ils servent notamment à améliorer le maintien de la tension, réduire les oscillations de puissance ou encore augmenter le transfert de puissance.

Les moyens de compensations utilisant un convertisseur : Ces systèmes comme le SVG (Static Var Generator) ou STATCON ou le UPFC (Unified Power Flow Controller) utilisent des convertisseurs AC\DC ou DC\AC pour réaliser une source de tension commandable. Le SVC met en œuvre un convertisseur DC\AC avec un élément de stockage, généralement une capacité sur le bus continu. Cet onduleur est connecté en parallèle (connexion shunt) sur le réseau. La tension de ce dernier doit être en phase avec celle du réseau, ainsi, il va être possible de gérer via le courant, l'échange de puissance réactive entre le réseau et le bus continu du système. Ceci est réalisable en commandant l'onduleur pour que le système fonctionne soit comme un récepteur de puissance réactive soit comme un générateur.

L'UPFC lui est composé de deux convertisseurs avec un bus continu en commun. Le premier convertisseur est un convertisseur AC\DC relié au réseau par une connexion shunt. Le deuxième est un convertisseur DC\AC relié au réseau avec une connexion série. Grâce à ce type de système il va être possible d'utiliser un des deux convertisseurs pour intervenir sur la tension du réseau en se servant du deuxième pour alimenter le bus continu. La connexion shunt permet de se servir de l'UPFC comme d'un SVG et donc de gérer l'injection ou l'absorption de puissance réactive. La connexion série elle permet de gérer statiquement les puissances active et réactive transmises par la ligne.



Système FACTS shunt de type SVG et hybride (shunt+série) de type UPFC

CHAPITRE III. PRINCIPE DE L'ANALYSE D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

L'analyse d'écoulement de puissance (ou répartition de puissance) fait partie des études de planification et d'opérations des réseaux électriques.

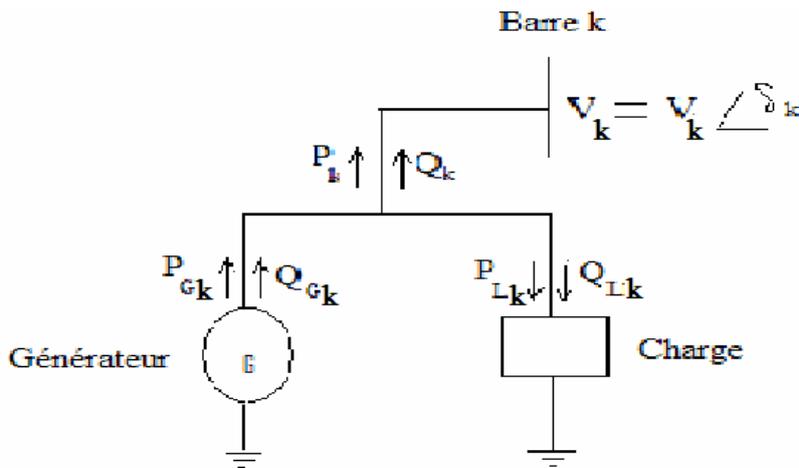
Cette analyse d'écoulement de puissance est basée sur les calculs de la tension, l'angle de déphasage à chaque barre d'un réseau triphasé équilibré en régime permanent et les puissances actives et réactives transitées dans le réseau ainsi que les pertes. (power flow ou load flow)

Cette connaissance des transits de puissance est fondamentale. On doit assurer l'équilibre entre la production et la consommation pour ne pas mettre en dangers la stabilité du réseau. De même, on doit s'assurer que les lignes ne sont pas surchargées.

Il en résulte généralement des équations non-linéaires de sorte qu'une résolution basée sur une méthode itérative, telle la technique de Newton-Raphson est nécessaire.

III.1 Représentation du réseau de transport d'énergie

En générale les charges du réseau sont imposées à l'exploitant. Elles se traduisent simplement par une consommation de puissance active et réactive en certains points du réseau. Le réseau est représenté par un diagramme unifilaire constitué des barres auxquelles sont connectés des équipements (lignes, transformateurs, inductances de compensation, charges ...).



A chaque barre du réseau, deux des quatre variables sont spécifiées. Les deux autres sont des inconnues à calculer.

On définit trois types de barres.

- La barre de référence (swing bus) ou nœud pivot ou Slack

Il n'y a qu'une seule barre de référence dans un réseau (on lui attribue normalement le numéro 1)

- Variables spécifiées (imposées) : V_1 et δ_1 ($V_1=1.0$ et $\delta_1=0$)
- Variables à calculer : P_1 et Q_1

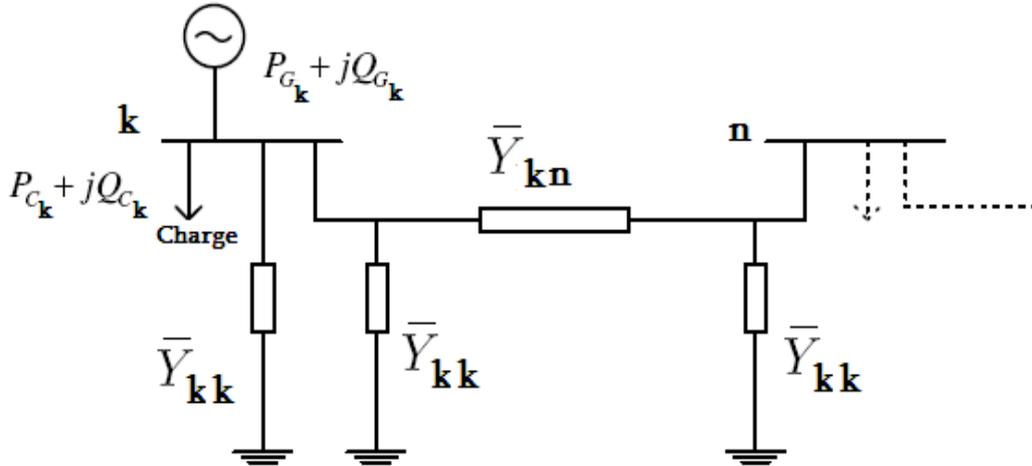
- La barre de génération (voltage controlled bus) ou nœuds générateurs(PV)

- Variables spécifiées : P_k et V_k
- Variables à calculer : Q_k et δ_k

La barre de charge (load swing) ou nœuds charges (PQ)

- Variables spécifiées : P_k et Q_k
- Variables à calculer : V_k et δ_k

III.2. Equations générales du load flow



$$\bar{I}_{total, \mathbf{kn}} = \bar{I}_{shunt} + \bar{I}_{serie} = \bar{V}_{\mathbf{k}} \cdot \bar{Y}_{\mathbf{kk}} + (\bar{V}_{\mathbf{k}} - \bar{V}_{\mathbf{n}}) \cdot \bar{Y}_{\mathbf{kn}}$$

$$\bar{S}_{\mathbf{kn}} = P_{\mathbf{kn}} + jQ_{\mathbf{kn}} = \bar{V}_{\mathbf{k}} \cdot \bar{I}_{total, \mathbf{kn}}^*$$

$$\bar{I}_{total, \mathbf{kn}}^* = [\bar{V}_{\mathbf{k}} \cdot \bar{Y}_{\mathbf{kk}} + (\bar{V}_{\mathbf{k}} - \bar{V}_{\mathbf{n}}) \cdot \bar{Y}_{\mathbf{kn}}]^*$$

$$\bar{S}_{\mathbf{kn}} = \bar{V}_{\mathbf{k}} \cdot \bar{I}_{total, \mathbf{kn}}^*$$

$$= [V_{\mathbf{k}}^2 \cdot (\bar{Y}_{\mathbf{kk}} + \bar{Y}_{\mathbf{kn}})^* - V_{\mathbf{k}} V_{\mathbf{n}} e^{j(\delta_{\mathbf{k}} - \delta_{\mathbf{n}})} \cdot \bar{Y}_{\mathbf{kn}}^*]$$

Les équations générales du load flow, traduisant la conservation de la puissance en chaque nœud, sont les suivantes :

$$\begin{aligned} P_{\mathbf{k}} &= P_{\mathbf{k}, gen} - P_{\mathbf{k}, cons} \\ &= V_{\mathbf{k}}^2 \sum_{\mathbf{n} \in \mathbf{m}(l)} (G_{\mathbf{kk}} + G_{\mathbf{kn}}) - V_{\mathbf{k}} \sum_{\mathbf{n} \in \mathbf{m}(l)} V_{\mathbf{n}} [G_{\mathbf{kn}} \cos(\delta_{\mathbf{k}} - \delta_{\mathbf{n}}) + B_{\mathbf{kn}} \sin(\delta_{\mathbf{k}} - \delta_{\mathbf{n}})] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\mathbf{k}} &= Q_{\mathbf{k}, gen} - Q_{\mathbf{k}, cons} \\ &= -V_{\mathbf{k}}^2 \sum_{\mathbf{n} \in \mathbf{m}(l)} (B_{\mathbf{kk}} + B_{\mathbf{kn}}) - V_{\mathbf{k}} \sum_{\mathbf{n} \in \mathbf{m}(l)} V_{\mathbf{n}} [G_{\mathbf{kn}} \sin(\delta_{\mathbf{k}} - \delta_{\mathbf{n}}) - B_{\mathbf{kn}} \cos(\delta_{\mathbf{k}} - \delta_{\mathbf{n}})] \end{aligned}$$

Où :

- { K désigne le nœud considéré
- { P et Q sont les puissances actives et réactives

III.3 Résolution des équations d'écoulement de puissance pour un réseau à N barres

Les équations nodales pour un réseau à N barres :

$$\bar{Y}_{bus} \times \bar{V} = \bar{I} \quad \text{avec :}$$

$$\bar{I} = [\bar{i}_1 \quad \bar{i}_2 \quad \dots \quad \bar{i}_n]^T = \text{Vecteur des sources de courant injectées à des barres}$$

$$\bar{V} = [\bar{v}_1 \quad \bar{v}_2 \quad \dots \quad \bar{v}_n]^T = \text{Vecteur des tensions des barres}$$

Dans la matrice Ybus :

$$Y_{kk} = \sum Y \text{ connectées à la barre } k$$

$$Y_{kn} = -\sum Y \text{ connectées entre les barres } k \text{ et } n$$

Et la matrice Ybus sera comme suit :

$$\bar{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \dots & \bar{Y}_{1k} & \dots & \bar{Y}_{1n} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \dots & \bar{Y}_{2k} & \dots & \bar{Y}_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{k1} & \bar{Y}_{k2} & \dots & \bar{Y}_{kk} & \dots & \bar{Y}_{kn} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{n1} & \bar{Y}_{n2} & \dots & \bar{Y}_{nk} & \dots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} = \text{matrice des admittances du réseau}$$

L'équation nodale pour la barre K est :

$$\bar{I}_k = \sum_{n=1}^N \bar{Y}_{kn} \cdot \bar{V}_n$$

La puissance complexe délivrée à la barre K est donnée par :

$$\bar{S}_k = P_k + jQ_k = \bar{V}_k \cdot (\bar{I}_k)^*$$

On peut résoudre les équations nodales (6.3) par la méthode de Gauss-Seidel en remplaçant chaque source de courant I_k par sa valeur donnée par l'équation (6.4)

On combinant (6-3) et (6-4), On obtient :

$$P_k + jQ_k = \bar{V}_k \cdot (\sum_{n=0}^N \bar{Y}_{kn} \cdot \bar{V}_n)^* \quad k = 1, 2, \dots, N$$

Avec :

$$V_n = V_n \cdot e^{j\delta_n} \text{ et } Y_{kn} = Y_{kn} \cdot e^{j\theta_{kn}}$$

D'où :

$$P_k + jQ_k = V_k e^{j\delta_k} \sum_{n=1}^N Y_{kn} e^{j-\theta_{kn}} \cdot V_n e^{j-\delta_n}$$

où :

$$P_k + jQ_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n e^{j(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})}$$

On peut séparer Les puissances actives et réactives :

$$P_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$$

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} \cdot V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (6-8)$$

On peut résoudre ces deux équations non- linéaires par la méthode de Newton-Raphson pour trouver les tensions des barres.

Résolution d'une équation non- linéaire par la méthode de Newton-Raphson :

Considérons l'équation non- linéaire suivante : $f(x) = y$

On peut décomposer la fonction $f(x)$ en série de Taylor autour d'un point X_0 :

$$y = f(x_0) + \frac{df}{dx} \Big|_{x=x_0} (x - x_0) + \frac{1}{2!} \frac{d^2 f}{dx^2} \Big|_{x=x_0} (x - x_0)^2 + \dots$$

En négligeant les termes d'ordre élevé, on a :

$$y = f(x_0) + \frac{df}{dx} \Big|_{x=x_0} (x - x_0)$$

On déduit :

$$x = x_0 + \left[\frac{df}{dx} \Big|_{x=x_0} \right]^{-1} [y - f(x_0)]$$

Dans la méthode de Newton- Raphson :

$$x_0 = x(i) \quad \text{Valeur présente}$$

$$x = x(i+1) \quad \text{Valeur prochaine}$$

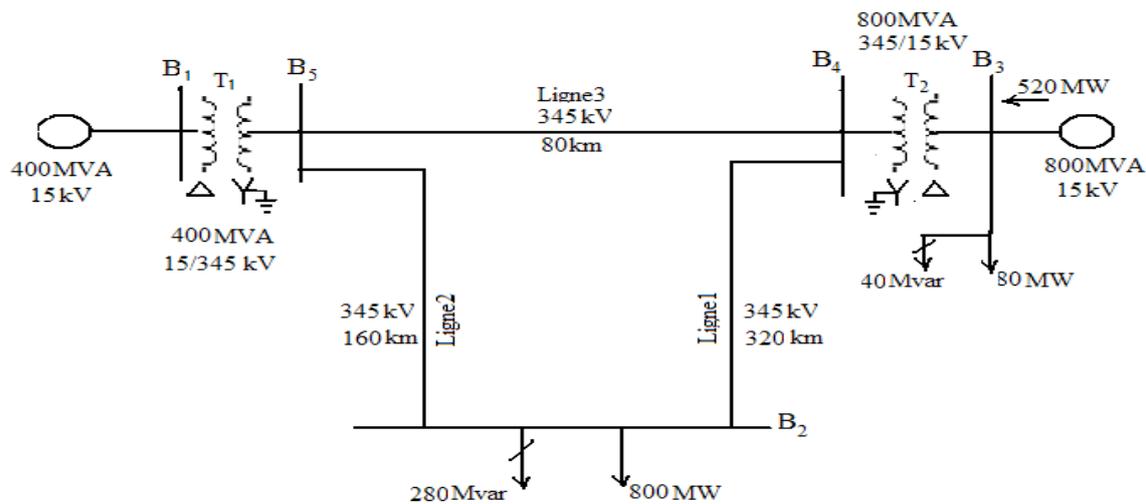
Alors :

$$x_{(i+1)} = x_{(i)} + \left[\frac{df}{dx} \Big|_{x=x_{(i)}} \right]^{-1} \{ y - f[x_{(i)}] \}$$

III.4 Le calcul d'écoulement de Puissance du réseau à N barres par Power Word

La solution la plus simple consiste à résoudre le système constitué par les équations non linéaires 3.8 à l'aide d'un logiciel informatique adapté tel que Mathematica...ou, encore plus directement, par un logiciel spécialisé dans le calcul de load flow tel que Power World,... D'autres solutions, basées sur les méthodes itératives de Gauss-Seidel et Newton-Raphson sont envisageables.

Exemple : Considérons le réseau de 5 barres montré dans la figure suivante :



Note: $S_{base} = 400 \text{ MVA}$ $V_{base} = 15 \text{ kV}$ aux barres 1, 3 $V_{base} = 345 \text{ kV}$ aux barres 2, 4, 5
Les paramètres du réseau sont donnés dans le tableau suivant :

Barre	Type	V (pu)	δ (degré)	P_G (pu)	Q_G (pu)	P_L (pu)	Q_L (pu)	Q_{Gmax} (pu)	Q_{Gmin} (pu)
1	Référence	1.0	0			0	0		
2	Charge			0	0	8.0	2.8		
3	Génération (Tension constante)	1.05		5.2		0.8	0.4	4.0	-2.8
4	Charge			0	0	0	0		
5	Charge			0	0	0	0		

Les paramètres de lignes sont donnés dans le tableau suivant :

Ligne	Connexion	R (pu)	X (pu)	G (pu)	B (pu)	S _{max} (pu)
1	2 - 4	0.009	0.1	0	1.72	12.0
2	2 - 5	0.0045	0.05	0	0.88	12.0
3	4 - 5	0.00225	0.025	0	0.44	12.0

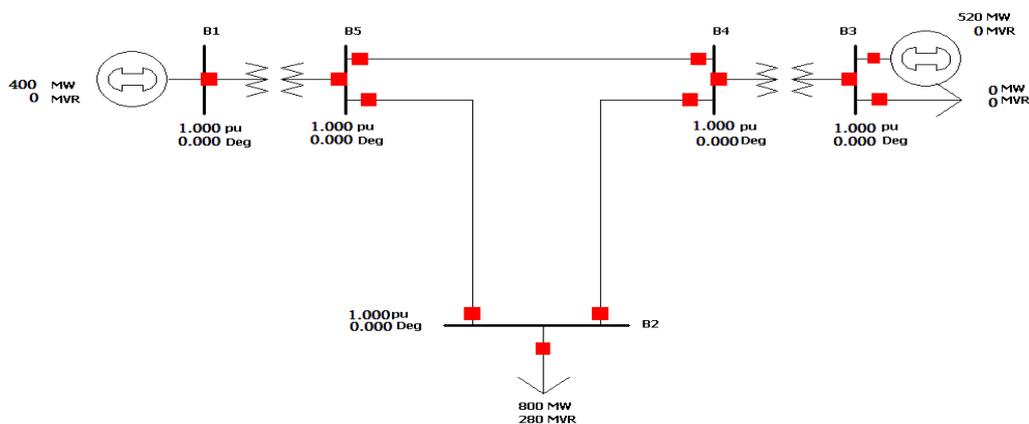
Les paramètres des transformateurs sont données dans le tableau suivant :

Transformateur	Connexion	R (pu)	X (pu)	G _c (pu)	B _m (pu)	S _{max} (pu)	Rapport de prise (pu)
1	1 - 5	0.0015	0.02	0	0	6.0	
2	3 - 4	0.00075	0.01	0	0	10.0	

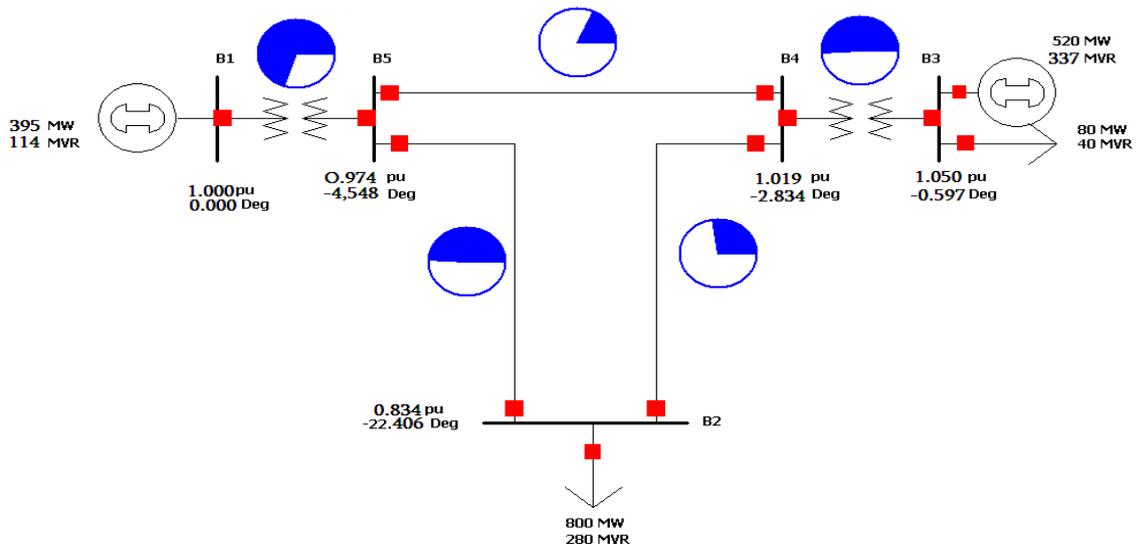
Le tableau suivant montre les données et les inconnues pour chaque barre du réseau :

Barre	Type	Données	Inconnues
B1	Référence	$V_1=1.0$ $\delta_1=0$	P_1 Q_1
B2	Charge	$P_2=P_{G2}-P_{L2}=-8$ $Q_2=Q_{G2}-Q_{L2}=-2.8$	V_2 δ_2
B3	Génération (Tension constante)	$V_3=1.05$ $P_3=P_{G3}-P_{L3}=4.4$	Q_3 δ_3
B4	Charge	$P_4=0$ $Q_4=0$	V_4 δ_4
B5	Charge	$P_5=0$ $Q_5=0$	V_5 δ_5

Ce réseau peut être modélisé dans le logiciel POWERWORLD



Le résultat du calcul de l'écoulement de puissance est affiché comme suit :



Les paramètres des différents jeux de barres sont montrés dans le tableau suivant :

Bus Records										
	Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	1	B1	1	1.00000	15.000	0.00			394.84	114.28
2	2	B2	1	0.83377	287.650	-22.41	800.00	280.00		
3	3	B3	1	1.05000	15.750	-0.60	80.00	40.00	520.00	337.48
4	4	B4	1	1.01930	351.659	-2.83				
5	5	B5	1	0.97429	336.130	-4.55				

CHAPITRE IV : CONDUITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension afin d'assurer l'alimentation des différentes charges et par la suite le distributeur doit assurer la conduite et la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, dont le but est d'assurer la stabilité du système électrique.

Les différentes actions qui doivent être assurées par les gestionnaires et les distributeurs d'énergie en HT sont comme suit :

- La prévision journalière
- Le réglage de la fréquence
- La maîtrise des transits de puissance et le respect de la règle de N-K
- Le réglage de la tension
- Les protections

La conduite des réseaux électriques devient plus difficile lorsque les centrales de production d'énergie électriques sont au bout de leur limite en puissance ce qui nécessite une parfaite maîtrise du système électrique tout en disposant des moyens nécessaires permettant d'établir un bon diagnostic de l'état du réseau électrique et de proposer les stratégies nécessaires à la mise à niveau du système.

IV.1 Vulnérabilité du réseau électrique HT

La genèse d'un incident de grande ampleur est toujours caractérisée par quelques phases de fonctionnement typiques liées à quatre grands phénomènes qui, indépendamment de leurs causes initiales, qui peuvent être multiples, se succèdent ou se conjuguent tout au long de l'incident.

Ces phénomènes sont :

- Les surcharges en cascade,
- L'écroulement de tension,
- L'écroulement de fréquence,
- La rupture de synchronisme.

➤ Les surcharges en cascade

Le maintien d'intensités trop élevées dans un ouvrage conduit à des échauffements pouvant endommager des constituants de la liaison (ligne ou câble) elle-même. En outre, pour les lignes aériennes, l'échauffement des conducteurs induit aussi leur allongement : ils se rapprochent du sol, réduisant les distances d'isolement (risques d'amorçages) et créant des risques pour les personnes et les biens.

Pour se prémunir contre ces risques, on utilise des protections dites de surcharge.

Si la surcharge n'est pas levée avant un temps donné (20 minutes, par exemple, voire quelques dizaines de secondes, selon l'ampleur du dépassement constaté), l'ouvrage concerné déclenchera, par action de sa protection de surcharge. Le transit supporté auparavant par cet

ouvrage va alors se reporter sur d'autres ouvrages, en fonction des impédances apparentes relatives.

Selon la gravité des phénomènes, et tout particulièrement l'état de charge initial des ouvrages concernés, on conçoit que ce déclenchement puisse générer de nouvelles surcharges, de nouveaux déclenchements et, par reports de charge successifs, l'apparition d'un phénomène cumulatif, les nouvelles surcharges étant plus nombreuses et de plus en plus difficiles à lever dans les délais impartis.

➤ **L'écroulement de tension**

Outre son aspect contractuel vis-à-vis des clients, le contrôle de la tension en tout point du système électrique est nécessaire pour assurer un comportement correct des matériels, garantir le bon fonctionnement global du Système et éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension.

La tension est une grandeur locale, fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive. Celle-ci se transporte mal et au prix de chutes de tension importantes. La tension est donc réglée à partir de sources de puissance réactive (groupes, condensateurs, réactances, ...) réparties sur le réseau.

Pour une zone donnée, les sources de puissance réactive peuvent ne plus être suffisantes pour satisfaire les besoins à la suite, par exemple, d'un événement du type déclenchement d'ouvrages de transport ou de groupes, évolution imprévue de la consommation.

L'importation de la puissance réactive manquante à partir des zones voisines provoque des chutes de tension importantes sur le réseau HTB.

Sans autres dispositions, ceci se traduirait, au niveau des charges des clients, par le non respect des plages contractuelles de tension. Pour pallier cet inconvénient, des régulateurs en charge automatiques, installés au niveau des transformateurs des réseaux alimentant la clientèle, permettent, normalement, de rattraper ces chutes de tension. Ceci a cependant pour conséquences de réduire l'impédance du dipôle entre la source et la charge, d'augmenter le courant et donc d'abaisser un peu plus la tension de la zone au rythme des changements de prise des transformateurs.

Si, en outre, l'appel de puissance réactive de la zone dépasse les capacités de secours des zones voisines -qui sont par nature limitées.

➤ **L'écroulement de fréquence**

La stabilité de la fréquence, sur un réseau électrique, traduit l'équilibre entre la production et la consommation, c'est-à-dire entre les forces motrices des centrales et le couple résistant que représentent les charges. Si la demande (la consommation) excède l'offre (la production), le Système est en déséquilibre, la vitesse des machines et par voie de conséquence la fréquence du réseau baisse. A contrario, si c'est l'offre qui est supérieure à la demande, le Système voit les groupes accélérer et la fréquence augmenter.

Comme la consommation fluctue par nature, il est nécessaire d'adapter, en permanence, le niveau de la production pour maintenir la fréquence à une valeur stable de référence : 50 Hz au Maroc et en Europe.

La fréquence doit être tenue autour de cette valeur de référence, d'une part parce qu'une fréquence évoluant sans cesse rendrait l'électricité inutilisable pour de multiples usages, d'autre part, parce que la plupart des composants du Système sont optimisés et spécifiés pour fonctionner dans une plage de fréquence donnée. En dehors de cette plage de tolérance, des dysfonctionnements graves de matériels apparaissent (en particulier sur les dispositifs de régulation) et, si le déséquilibre est trop important, les groupes se séparent du réseau entraînant inévitablement l'effondrement de tout ou partie du système électrique.

➤ La rupture de synchronisme

Sur un réseau non perturbé, tous les rotors des alternateurs tournent à la même vitesse électrique. On parle alors de fonctionnement synchrone et la vitesse commune définit la fréquence du système électrique.

Ce synchronisme est dû à l'existence d'un lien élastique appelé "couple synchronisant" qui, au travers des grandeurs électriques, solidarise les générateurs entre eux.

Tant que le couple moteur appliqué au rotor par la turbine et le couple résistant dû aux charges raccordées au stator ne s'éloignent pas trop de l'équilibre, le synchronisme est assuré par l'action des régulateurs de tension et de vitesse. Le Système est stable.

Dans certaines situations, comme par exemple lors d'un court-circuit de durée excessive, le lien élastique qui solidarise les générateurs peut être rompu. Des glissements peuvent se produire entre les alternateurs qui ne tournent plus à la même vitesse. La fréquence du Système n'a plus de sens précis. L'onde de tension observée en chaque point du réseau résulte de la composition de sources de tension à des fréquences différentes ; il apparaît alors des battements de tension et de courant à l'origine de contraintes inacceptables sur les matériels : surintensités, surtensions, ...

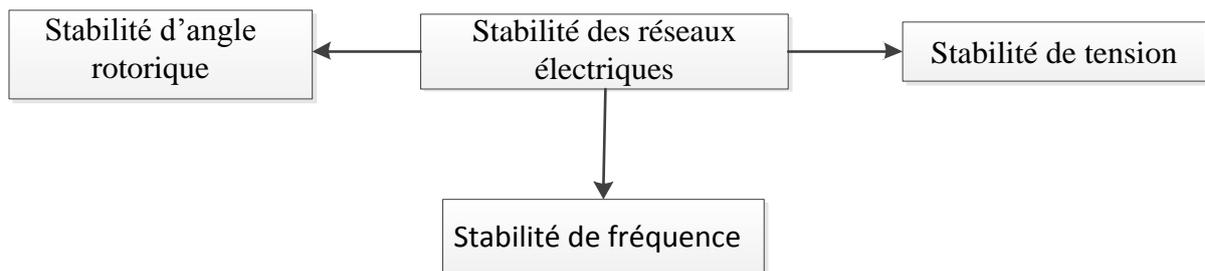
Le Système a perdu la stabilité.

Sous l'action de leurs systèmes de protection, les ouvrages se séparent alors du réseau si aucune mesure n'est prise, ce qui conduit à la dislocation du Système.

IV.2 Stabilité du système électrique

Un système électrique moderne est un processus multi-variables d'ordre élevé dont la réponse dynamique est influencée par un grand nombre de dispositifs (générateurs, charges, actionneurs divers, etc.) ayant des caractéristiques et des temps de réponse différents. La stabilité est un état d'équilibre entre des forces d'opposition. Selon la topologie du réseau, les conditions d'exploitation du système et les formes de perturbation, les différentes séries de forces d'opposition peuvent mener à différentes formes d'instabilité.

Comme présenté dans la figure ci-dessous le problème de stabilité du réseau électrique peut être classifié en trois catégories: la stabilité d'angle rotorique, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension.



Stabilité des réseaux électriques

Les systèmes électriques sont soumis à de petites et grandes perturbations. Les petites perturbations sont des changements de charge continuels. Les grandes perturbations sont des courts circuits sur des lignes, des pertes de générateurs, des pertes de postes de transformation, etc. Ils peuvent changer la structure (topologie) des réseaux électriques du fait de l'isolation des éléments en défaut par les protections.

Selon la forme des perturbations, la stabilité d'angle rotorique peut être répartie en stabilité d'angle de petite perturbation et en stabilité transitoire (la stabilité d'angle de grande perturbation).

La stabilité de tension peut également être répartie en stabilité de tension de grande perturbation et stabilité de tension de petite perturbation. Le cadre de temps des problèmes de stabilité est différent. Il est variable de quelques secondes à quelques dizaines de minutes.

- **Stabilité d'angle rotorique**

La stabilité d'angle rotorique est la capacité des machines synchrones d'un système électrique interconnecté à rester au synchronisme après une perturbation. Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité d'angle rotorique se produit sous forme d'une apparition suivie d'une augmentation des oscillations angulaires de quelques générateurs menant à la perte du synchronisme de ces derniers avec d'autres générateurs.

- **Stabilité de fréquence**

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système électrique à maintenir sa fréquence à la suite d'une grave perturbation résultante d'un déséquilibre significatif entre la production et la consommation. L'instabilité se manifeste sous la forme de variations de fréquence soutenues menant au déclenchement de générateurs et/ou de charges.

Si la demande (la consommation) excède l'offre (la production), le Système est en déséquilibre, la vitesse des machines et par voie de conséquence la fréquence du réseau baisse. A contrario, si c'est l'offre qui est supérieure à la demande, le système voit les groupes accélérer et la fréquence augmente.

Comme la consommation fluctue par nature, il est nécessaire d'adapter, en permanence, le niveau de la production pour maintenir la fréquence à une valeur stable de référence : 50 Hz au Maroc.

La fréquence doit être tenue autour de cette valeur de référence parce qu'une fréquence évoluant sans cesse rendrait l'électricité inutilisable pour de multiples usages. Si le déséquilibre est trop important, les groupes se séparent du réseau entraînant inévitablement l'effondrement de tout ou d'une partie du système électrique.

- **Stabilité de tension**

La stabilité de tension est la capacité d'un système électrique à maintenir, à partir d'un état, initial donné, les tensions stables en tous ses nœuds après une perturbation.

Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre la demande de charge et la puissance fournie du réseau électrique. L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation de tension progressive dans certains nœuds. Un résultat possible d'une instabilité de tension est la perte de charges dans une zone, ou le déclenchement de lignes de transport et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des pannes en cascade.

La diminution progressive des tensions aux nœuds peut également être associée à l'instabilité d'angle rotorique. Par exemple, la perte de synchronisme de machines d'une centrale (l'angle rotorique entre deux groupes de machines approche 180°) provoque une baisse rapide de la tension à proximité de la centrale.

IV.3 Caractéristique du réglage de tension

La tension en un point du réseau dépend d'une part des forces électromotrices des moyens de production qui sont raccordés à proximité de l'endroit concerné, et d'autre part des chutes de tension dans les divers équipements du réseau tels que les lignes et les transformateurs.

La tension est naturellement fluctuante : elle est soumise à des variations lentes en fonction de l'évolution de la consommation ; elle peut également varier rapidement suite à des fluctuations aléatoires de charges, à des changements de topologie de réseau, à des déclenchements d'ouvrages de production, etc.

La tension et la puissance réactive étant des grandeurs fortement liées, le réglage de la tension s'effectue par le contrôle de la puissance réactive. Celui-ci est réalisé d'une part à l'aide de moyens passifs de compensation de réactif (batteries de condensateurs, bobines d'inductance) installés sur le réseau et manœuvrables depuis les dispatchings, et d'autre part à l'aide des groupes de production pour un réglage rapide de la tension suite aux aléas d'exploitation.

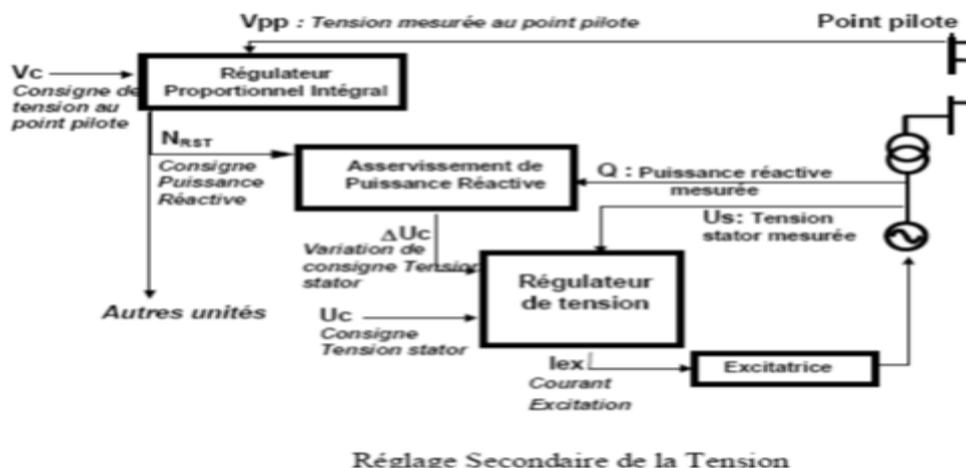
1. Réglage Primaire de la Tension

Les alternateurs des installations de production doivent être équipés d'un régulateur primaire de tension, dispositif automatique qui asservit des grandeurs locales (la tension, ou la puissance réactive) à des valeurs de consigne en agissant sur la tension d'excitation de l'alternateur. L'action de ce régulateur est quasiment instantanée et permet de compenser les variations de tension rapides et aléatoires du réseau, tant que l'unité de production n'a pas atteint ses limites de réactif.

2. Réglage Secondaire de la Tension

Afin d'augmenter l'efficacité du réglage primaire de la tension et de coordonner l'action des alternateurs, certaines installations de production participent au réglage secondaire de la tension qui agit de façon automatique et coordonnée sur la consigne du régulateur primaire avec une constante de temps d'environ 3 minutes.

Le principe du Réglage Secondaire de la tension (**RST**) consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « point pilote ». Un calculateur centralisé situé dans le dispatching régional élabore pour chaque zone de réglage un signal de commande NRST, appelé niveau, pouvant varier entre -1 et 1. Pour chaque zone, le niveau correspondant est envoyé à l'ensemble des groupes réglant de la zone et est transformé localement en variations de tension de consigne appliquées au régulateur primaire de tension. La Figure 1 explicite le fonctionnement de ce réglage.



3. Le réglage tertiaire de tension

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes.

Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB\HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires.

IV.4 Caractéristique du réglage de la tension

L'évolution de la fréquence est l'image directe du déséquilibre entre la production et la consommation. Une augmentation de la fréquence signifie que le bilan production-consommation est excédentaire ; une diminution signifie que ce même bilan est déficitaire.

Ceci est valable pour des réseaux interconnectés par des liaisons synchrones où l'ensemble des charges et des groupes de production forment un même réseau de fréquence uniforme.

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (déclenchements d'installations de production ou de charges, etc.) le maintien de l'équilibre production-consommation et le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessitent d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande.

Pour réaliser cette adaptation de la production, il faut disposer de réserves de puissance mobilisables automatiquement (réglages primaire et secondaire) ou par l'action des opérateurs (réglage tertiaire).

Trois objectifs majeurs gouvernent l'exploitation du système électrique :

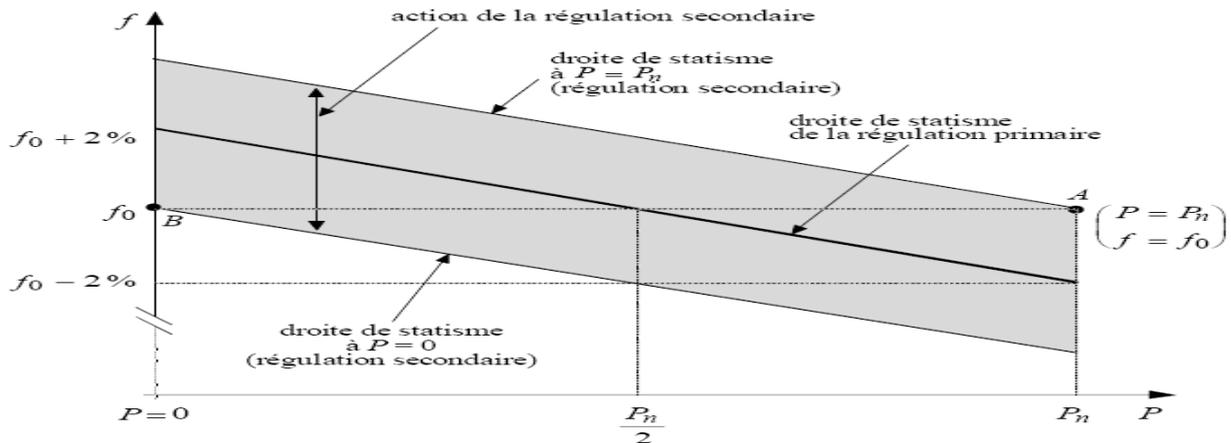
- garantir la sûreté de fonctionnement,
- favoriser la performance économique et l'ouverture du marché électrique,
- satisfaire les engagements contractuels vis-à-vis des clients raccordés au réseau de transport.

1. Réglage Primaire de Fréquence

Ce réglage permet de rétablir automatiquement et en quelques secondes l'équilibre production-consommation et la fréquence à une valeur proche de la fréquence de référence. Le réglage de fréquence est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production qui agissent en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse du groupe, image de la fréquence du réseau, s'écarte de la vitesse de consigne suite à un déséquilibre production-consommation sur le système électrique interconnecté.

Prenons le cas simple d'un alternateur, unique source de tension d'un réseau îloté, que l'on munit d'un régulateur de vitesse.

La fréquence du réseau, proportionnelle à la vitesse de rotation de l'alternateur, est fixée par la régulation primaire de la vitesse de l'entraînement mécanique ; la puissance mécanique s'adapte à la puissance à fournir afin de maintenir la fréquence requise. La régulation automatique ainsi réalisée est définie par son statisme qui exprime la variation de la fréquence par rapport à la puissance.

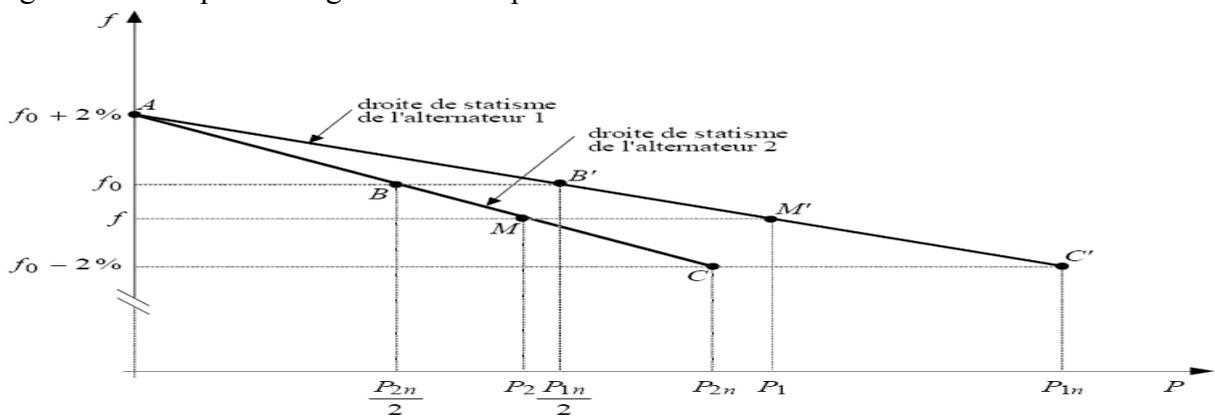


*Droite de statisme d'un alternateur (régulation primaire)
et action de la régulation secondaire*

Toute augmentation de la puissance active fournie provoque une baisse de fréquence, et inversement. Ainsi, par exemple, un statisme de 4 % garantit une fréquence variant de 49 à 51 Hz (50 Hz x 4 % = 2 Hz) lorsque la puissance fournie varie de 0 à P_n

Pour s'affranchir de cette variation, il est possible d'introduire une compensation qui déplace la droite de statisme parallèlement à elle-même en fonction de la vitesse grâce à une régulation secondaire. Ainsi, la fréquence est maintenue à f_0 quelle que soit la puissance fournie.

Toute variation de puissance s'accompagne d'une variation de fréquence et la répartition de puissance entre les alternateurs est au prorata de leur statisme respectif. On peut ainsi imaginer de multiples configurations d'exploitation.



Points de fonctionnement de deux alternateurs en fonction de leur droite de statisme

Le statisme de la régulation :

$$\partial = \frac{P_n}{f_0} \times \frac{1}{K}$$

Le gain statique est :

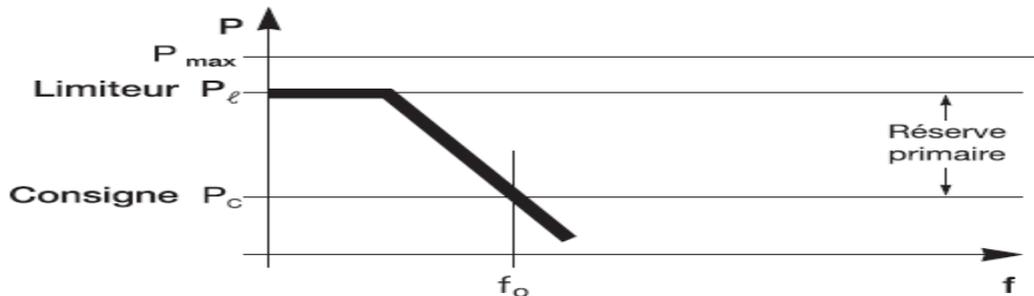
$$g = \frac{1}{\partial}$$

Avec :

- P_n : Puissance nominale du groupe (MW)
- K : Énergie réglante primaire du groupe (MW/Hz)
- f_0 : Fréquence de référence (50Hz)

Pour un groupe donné

Le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à imposer, à l'équilibre, une relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance. En tenant compte des limitations liées au matériel, la caractéristique statique de ce réglage est celle de la figure ci-dessous.



P_{max} : Puissance maximale constructive

P_l : Puissance affichée au limiteur (puissance maximale autorisée au moment considéré)

P_c : Consigne de puissance affichée

f_0 : Fréquence de référence (50 Hz)

Cette relation linéaire s'écrit sous la forme : $P - P_0 = K (f - f_0)$

Pour l'ensemble des groupes du réseau :

Compenser une variation brutale du bilan ΔP_{bil} nécessite une action répartie sur tous les groupes telle que, en fin d'action du réglage :

$$\Delta P_{bil} = \sum K_j (f_1 - f_0)$$

$\sum K_j$: Énergie réglante primaire du réseau.

f_1 : Fréquence atteinte en fin d'action du réglage.

Le réglage primaire rétablit l'équilibre offre-demande si la réserve primaire est suffisante, mais la fréquence finale est différente de la fréquence de référence.

2. Réglage Secondaire Fréquence/Puissance

L'action du réglage primaire laisse subsister un écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence. Elle provoque également des écarts sur les échanges entre les pays du système électrique interconnecté.

Le système électrique européen est organisé en zones de réglage. Le réglage secondaire a pour objectif de ramener en moins de quinze minutes la fréquence à sa valeur de référence et les échanges entre pays à leur valeur contractuelle, restituant ainsi l'intégralité de la réserve primaire engagée par les membres de l'interconnexion européenne. Cette restitution permet de pouvoir pallier rapidement tout nouveau déséquilibre production-consommation.

Objectifs du réglage secondaire

Soit Δf l'écart de fréquence résiduel et ΔP_i l'écart entre le bilan P_i des puissances observées sur les lignes d'interconnexion internationales d'un pays donné (exemple : la France) et le bilan P_{io} des échanges contractuels à respecter ($\Delta P_{io} > 0$)

Pour un incident localisé en France, représentant une perte de production ΔP_i la réaction de l'ensemble des groupes interconnectés se traduit par :

$$\Delta P_i + K \Delta f = \Delta P$$

ΔP_i = écart d'échange. Représente l'aide apportée par nos partenaires.
 $K \Delta f$ = action du réglage primaire français.

En divisant par K , on obtient un écart homogène à une fréquence :

$$\Delta E = \Delta f + \Delta P_i / K$$

En fait, le réglage secondaire utilise le paramètre λ , appelé "énergie réglante secondaire" tel que :

$$\Delta E = \Delta f + \Delta P_i / \lambda$$

(à titre d'exemple, le réglage secondaire français inclut la péninsule ibérique, ce qui conduit à choisir $\lambda = K_{\text{France}} + K_{\text{péninsule ibérique}}$).

Le réglage secondaire va alors intervenir avec un double objectif :

- ramener la fréquence à sa valeur nominale $f = f_0$
- ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles.

• Principe du réglage secondaire

Un organe centralisé situé au dispatching national a pour rôle de modifier le programme de production des groupes afin d'annuler l'écart de puissance $\Delta P_i + \lambda \Delta f$.

Pour cela, il élabore, à partir des télémesures de la fréquence et des transits sur les lignes d'interconnexion, un signal $N(t)$ appelé niveau de télé-réglage, compris entre -1 et +1, et l'envoie aux groupes de production participant au réglage secondaire afin de modifier leurs puissances de consigne.

Expression du niveau $N(t)$:

$$N(t) = -\frac{\alpha}{Pr} \int (\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda}) dt - \frac{\beta}{Pr} (\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda})$$

Certains paramètres sont à la disposition du dispatching national :

α : gain intégral (ou pente) du réglage (MW/tour),

Pr : demi-bande de réglage (MW),

λ ; énergie réglante secondaire (MW/Hz),

β : gain proportionnel.

Choix des paramètres du réglage secondaire

• Choix des paramètres α et λ

Prenons l'exemple simple de deux pays, A et B, interconnectés. On note P_A et P_B leurs productions, C_A et C_B leurs consommations intérieures, K_A et K_B leurs énergies réglantes primaires, λ_A et λ_B leurs énergies réglantes secondaires, P_{io} la puissance transitant de A vers B.

À la suite d'une perturbation en A (par exemple une variation de consommation ΔC_A), en admettant que l'action du réglage secondaire est lente devant celle du réglage primaire, ce qui se vérifie si on choisit une constante de temps de l'intégrateur suffisamment grande (de l'ordre de 100 s), on peut considérer que le réglage primaire établit un premier équilibre.

On peut alors écrire :

$$\Delta P_A = \Delta C_A + \Delta P_i = K_A \cdot \Delta f \text{ et } \Delta P_B = -\Delta P_i = -K_B \cdot \Delta f$$

Les termes à intégrer sont :

$$\Delta E_A = \left(\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda_A} \right) = \left(1 + \frac{K_B}{\lambda_A} \right) \Delta f$$

et :

$$\Delta E_B = \left(\Delta f - \frac{\Delta P_i}{\lambda_B} \right) = \left(1 - \frac{K_B}{\lambda_B} \right) \Delta f$$

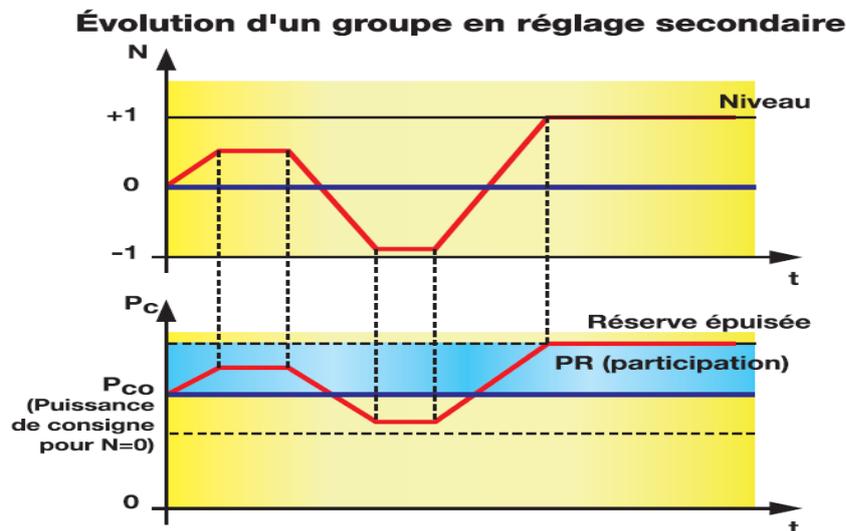
Participation des groupes au RSFP

Les producteurs sélectionnent les groupes participant au RSFP en fonction de leurs capacités dynamiques à moduler leur production et de leur coût. La constitution de la bande de réglage peut nécessiter le démarrage de groupes supplémentaires.

Pour chaque groupe participant au RSFP, la puissance de consigne $P_c = P_{co} + N \text{ pr}$ varie entre $(P_{co} - \text{pr})$ et $(P_{co} + \text{pr})$

(P_{co} consigne à 50 Hz et pr participation du groupe).

La relation $\sum \text{pr} = \text{Pr}$ permet d'assurer l'utilisation de toute la bande de réglage pour $N = \pm 1$.



• Valeurs possibles de la participation

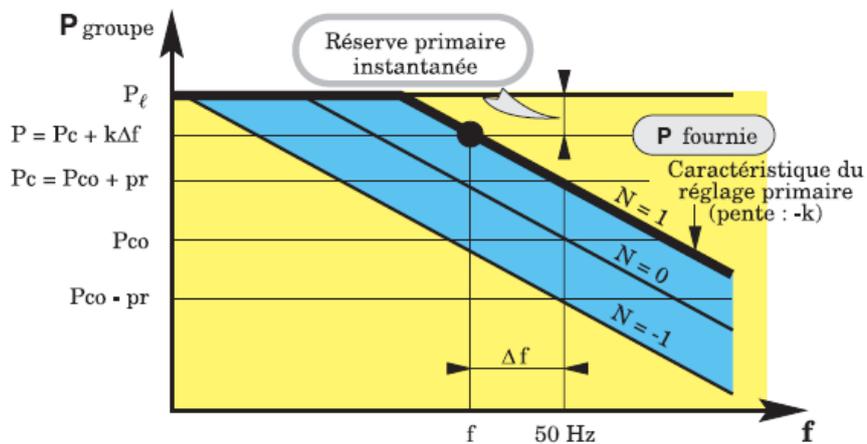
- Tranches nucléaires : $\text{pr} = 5\% P_n$, soit 50 MW pour un REP 900 MW.
- Tranches thermiques classiques à puissance nominale : $\text{pr} = 10\% P_n$.
- Groupes hydrauliques : variable, pr peut atteindre, voire dépasser, $25\% P_n$.

Mais ces participations peuvent être réduites pour certains groupes, de façon provisoire ou permanente.

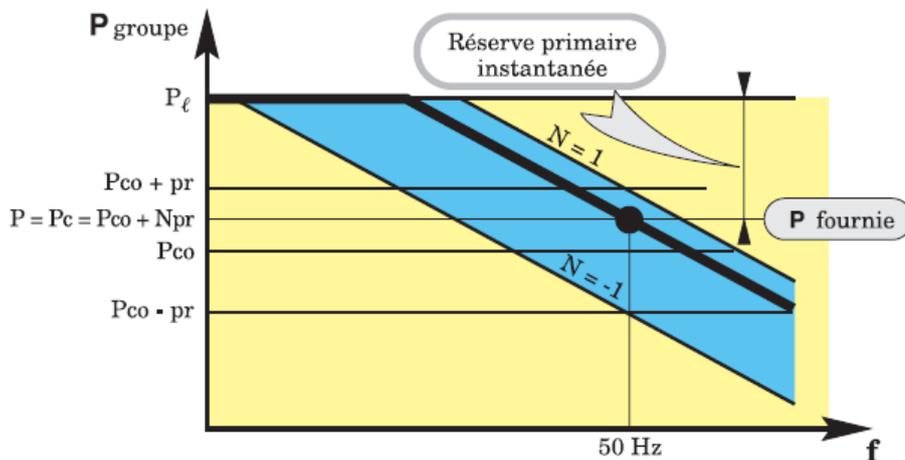
• Pente de variation de la puissance

Tous les groupes de production ne sont pas aptes à supporter fréquemment des variations rapides de leur production. En fonctionnement normal, la pente du niveau est limitée à environ $0,15/\text{mn}$ (7 MW/mn pour un groupe REP 900 MW, soit une traversée de la bande de réglage en 13 mn). Sur incident ($E > \text{seuil prédéfini}$), le régulateur passe en pente rapide : $0,9/\text{mn}$, soit une exploration de la bande de réglage en 2 mn.

En fin d'action des réglages primaire et secondaire sur une perturbation... deux situations possibles



Utilisation de toute la réserve secondaire : $P_c = P_{co} + p_r$; $N = 1$ (niveau en butée). Les écarts ne sont pas entièrement résorbés.



Utilisation d'une partie seulement de la réserve secondaire $P_c = P_{co} + N.p_r$. Les écarts sont corrigés : $f = 50$ Hz, $P_i = P_{io}$.

La droite ($N = 1, N = 0, \dots$) caractérise le régulateur du groupe. Le niveau décale la droite parallèlement à elle-même.

Notations :

- P_{ℓ} : puissance au limiteur
- P_{∞} : consigne à 50 Hz et $N = 0$
- P_c : consigne à 50 Hz
- p_r : demi-bande de réglage secondaire pour un groupe
- P_n : puissance nominale
- N : niveau
- P : puissance active fournie
- Δf : écart de fréquence
- P_i : puissance échangée avec l'étranger

3. Réglage tertiaire Fréquence/Puissance

L'action du réglage secondaire, suite à une perturbation, peut ne pas résorber entièrement les écarts de fréquence et de transit de puissance sur les interconnexions, le niveau atteignant sa butée ($N = \pm 1$).

En prévision de telles circonstances, il est prévu, par contractualisation journalière en J-1, une réservation de puissance qui est décomposée en plusieurs produits selon son délai de mobilisation et sa durée d'utilisation : réserve tertiaire rapide 15 minutes, réserve tertiaire complémentaire 30 minutes, réserve à échéance, ... Cette puissance est mobilisée, selon les besoins en temps réel et les échéances, par appel sur le mécanisme d'ajustement, afin de recalibrer les programmes de production sur la réalisation et de reconstituer les réserves primaires et secondaires ($f = 50 \text{ Hz}$, $N = 0$).

La réserve de puissance à mobilisation rapide est constituée avec des groupes qui ne sont pas à la puissance maximale ou qui peuvent démarrer rapidement (groupes hydrauliques, turbines à combustion). À noter qu'une réserve à la baisse est également prévue, toujours par contractualisation.

Le réglage tertiaire, coordonné par le dispatching national, a pour but de mobiliser tout au long de la journée, autant que de besoin, la réserve tertiaire tout en cherchant à la reconstituer ou à l'ajuster en fonction des évolutions du Système.