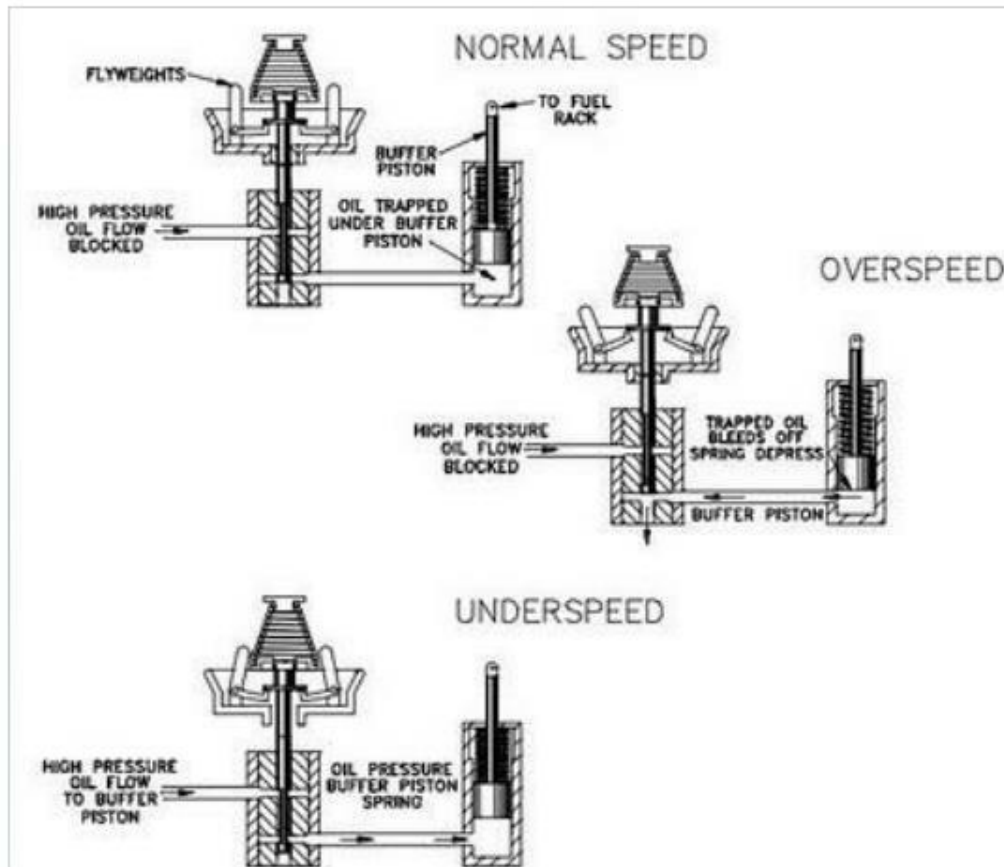


Controles en Centrales eléctricas

65.17 - Centrales Eléctricas FI - UBA



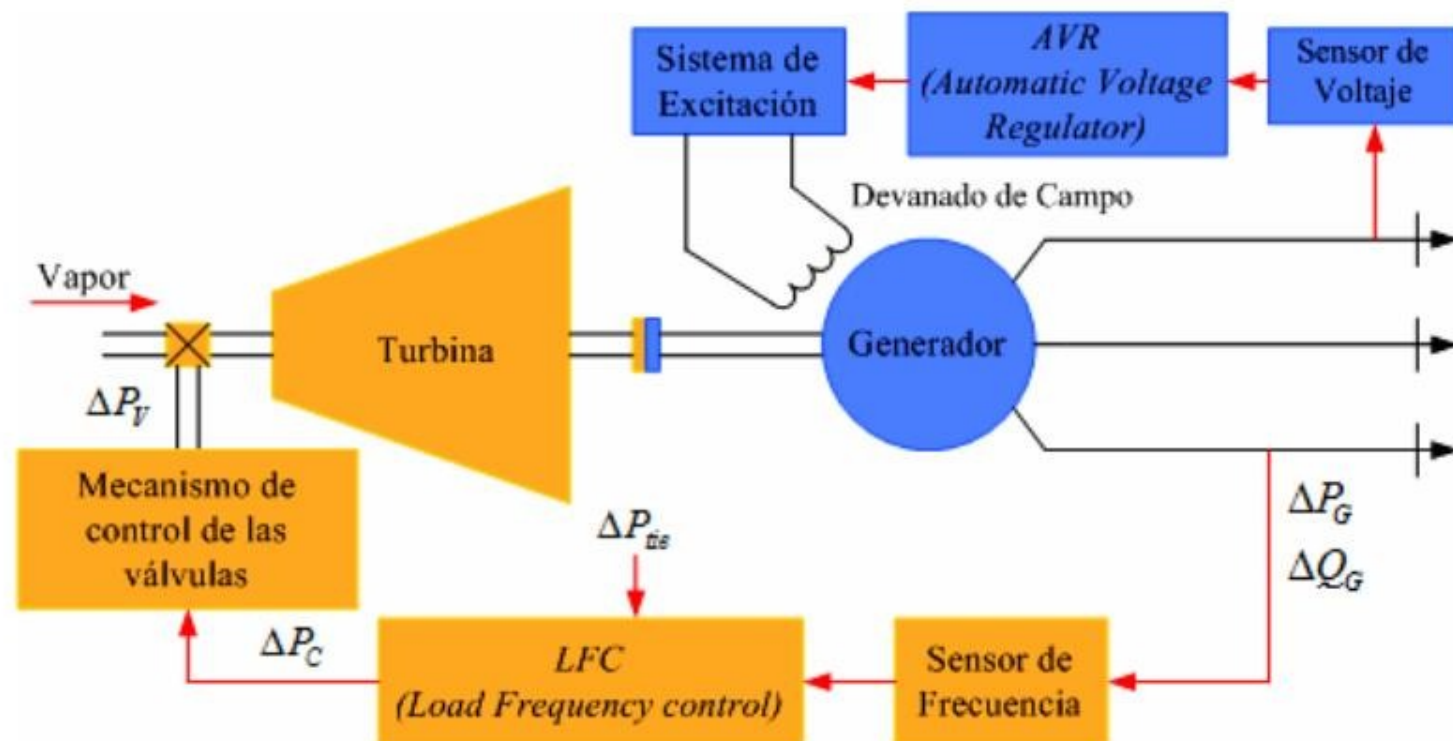
Introducción:

- En *generadores* y *EE.TT.* con *tensión controlada* se utilizan *controles locales*.

- Los *centros de control* se encargan de mantener el funcionamiento dentro de límites operativos aceptables de áreas del sistema eléctrico, monitoreando la **niveles de tensión, frecuencia, producción de unidades generadoras y flujos de potencia** por líneas de interconexión.

- Las **variaciones en la potencia activa** afectan principalmente a la **frecuencia del sistema**.

Las **variaciones en la potencia reactiva** es menos sensible a cambios en la frecuencia y afecta localmente la magnitud de la **tensión**.



Para un sistema de potencia interconectado, cada generador posee:

- Regulador automático de velocidad (LFC o RAV), como lazo de control de potencia activa – frecuencia.
- Regulador automático de tensión (AVR o RAT), como lazo de control de potencia reactiva – tensión (QV).

- Los cambios en la **potencia activa** generada dependen de la **velocidad de rotación** (dinámica mecánico).
- La **potencia reactiva** depende principalmente de la **tensión en la excitación** del generador (dinámica eléctrica).

$$\tau_{\text{fenomeno electrico}} \ll \tau_{\text{fenomeno mecanico}}$$

=> **Acoplamiento despreciable** entre el LFC (P-f) y el lazo del AVR (Q-V) siendo posible **analizarlos de manera independiente**.

Cuando los generadores se sincronizan al sistema:

- El lazo de control LFC, se encarga de controlar la **distribución de potencia entre los generadores** mediante el ajuste de la potencia a un determinado valor de referencia, **según la frecuencia del sistema** (impuesta).
- El AVR actúa para **mantener la tensión** en valores cercanos al ajuste nominal y con la **demanda fluctuante de potencia reactiva**.

Ambos actúan continuamente para minimizar los cambios de tensión y frecuencia causados por cambios de carga aleatorios, que ocurren constantemente en un sistema interconectado de potencia.

Los controladores son ajustados a una condición particular de operación:

- Poder suplir cambios de la demanda colaborando en **mantener la frecuencia en 50 Hz.**
 - **Sostener la magnitud de tensión** dentro de los límites de operación.
-
- Para el SADI **los límites de operación** del sistema en régimen estacionario están establecidos en “Los Procedimientos” – PT 4 y Anexo 16

Frecuencia (PT 4): *Entre **49 Hz y 51 Hz indefinido** (luego esquema de corte de carga)*

Tensión (Anexo 16):

*Deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION entre **0,97 y 1,03 por unidad de 500 kV.***

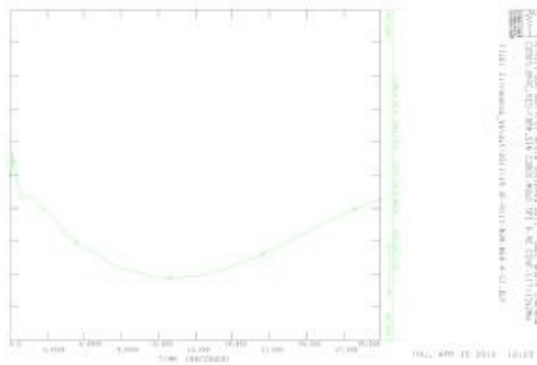
Control de potencia activa:

- Para la **operación satisfactoria** de un sistema de potencia la **frecuencia** debe permanecer **constante** (idealmente).
- La **frecuencia** de un sistema depende del **balance de potencia activa**:
generación = demanda + pérdidas sistema
- Partiendo de un estado de **equilibrio** y se produce un cambio en la **demanda**, aparecerá una **perturbación en la frecuencia del sistema**.
- La **energía almacenada** en las masas rotantes de las turbinas y generadores **circulará hacia o desde la red** en función del déficit o superávit de potencia.
- Si el aporte de energía mecánica es insuficiente (**conexión de demanda**) se reducirá la velocidad de rotación de las máquinas (**subfrecuencia**).
- Si el aporte de energía mecánica es superior a la demanda (**desconexión**) se incrementará la velocidad de rotación de las máquinas (**sobrefrecuencia**).
- Solución:
 - Modificar la potencia de la máquina impulsora (**válvulas de combustible**)
 - Modificar la demanda (**esquemas de corte de carga**)

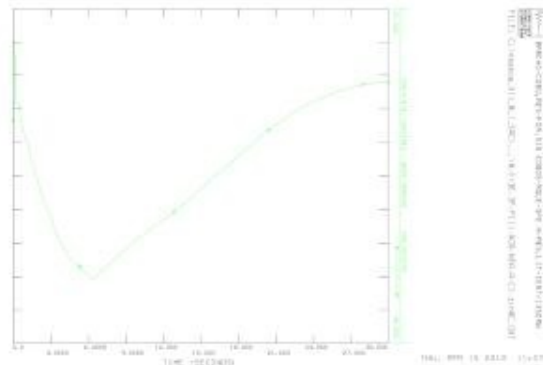
Control de potencia activa:

Si la frecuencia baja menos de 48 Hz, la frecuencia de excitación mecánica comienza a llevar a la resonancia los alabes de la turbina produciéndose una intensa fatiga.

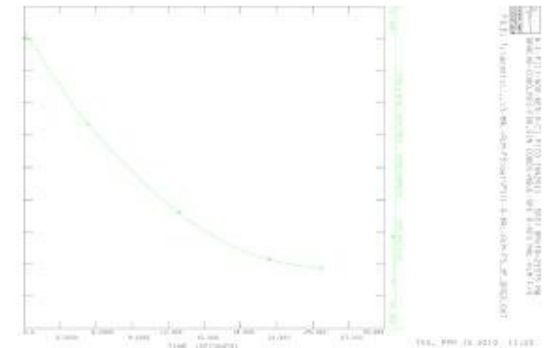
Como la fatiga es acumulativa, no se deben sumar más de 10 min expuestos a fatiga a lo largo de la vida útil.



f se restituye



f se restituye por corte de carga

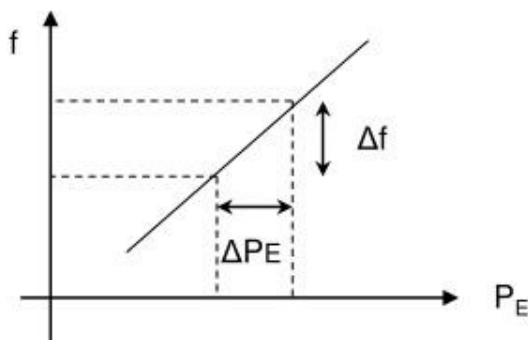


f no se restituye

Regulación propia del sistema:

- Si idealmente se bloquean las válvulas de admisión de vapor o de agua, el sistema evolucionará alcanzándose una frecuencia de valor distinto de la inicial.
- La propiedad del sistema de alcanzar un nuevo equilibrio, se debe al amortiguamiento del mismo, caracterizado por el parámetro D
- D = coeficiente de amortiguamiento, caracteriza la variación de la carga eléctrica, en función de la frecuencia.

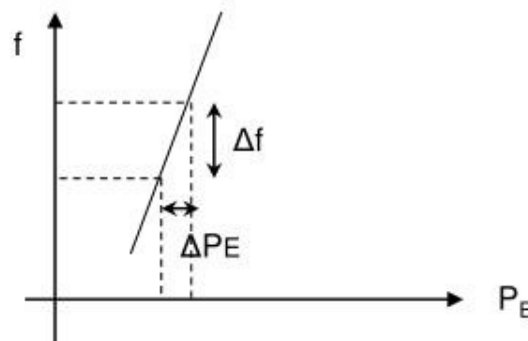
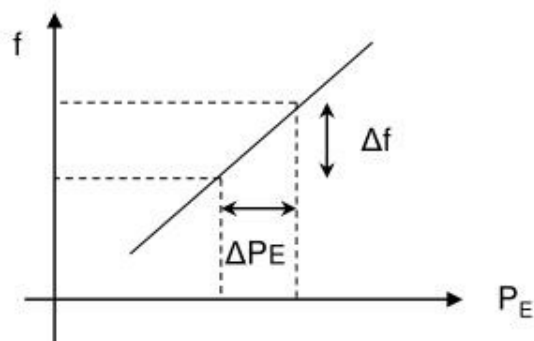
$$D = \frac{\Delta P_E}{\Delta f} \left[\frac{MW}{Hz} \right]$$



- El valor del coeficiente D, depende del tipo de carga.
- Cargas de Z cte (resistores) son insensibles a cambios en f
- Cargas de P cte (motores) son sensibles a cambios en f
- La carga en sistemas eléctricos esta compuesta en distinta proporción de las cargas de Z cte y P cte.

Regulación propia del sistema:

- El amortiguamiento del sistema varía durante el día, ya que la carga que depende de la frecuencia y la que no, varía en horas de alta carga respecto a estados de baja carga.
- A medida que la carga independiente de la frecuencia aumenta la pendiente de la curva $\Delta f / \Delta P_E$ se hace mas horizontal:



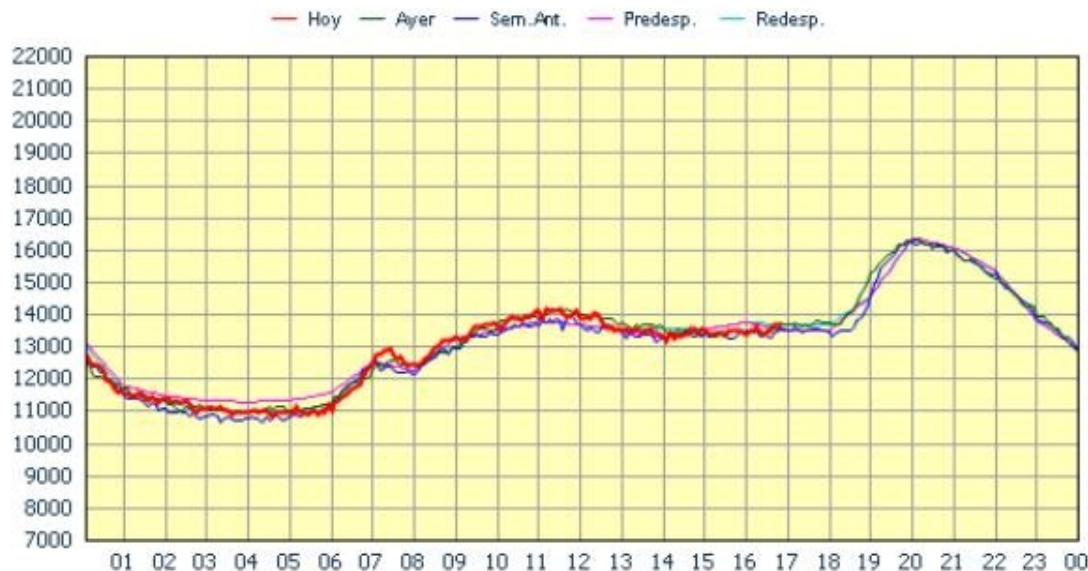
- En un sistema eléctrico importante, el amortiguamiento puede ser bajo y las variaciones en la frecuencia debida a las variaciones de carga pueden tener amplitudes inadmisibles.
- Es necesario que la turbina tenga un sistema que adapte la potencia eléctrica generada según las variaciones de carga.

Variación de la carga:

- La carga del sistema la constituyen una gran cantidad de cargas individuales (industrial, residencial, comercial).
- Los instantes de conexión y desconexión de cada una de ellas dependen del azar, pero la potencia media consumida por el conjunto de cargas, depende del nivel y tipo de actividad.
- Un sistema importante, como el SADI sigue la siguiente variación de carga durante el día:

15/04/2010 - 16:50 DEMANDA DE TOTAL DEL SADI INCLUYENDO PATAGONIA : 13615 MW.

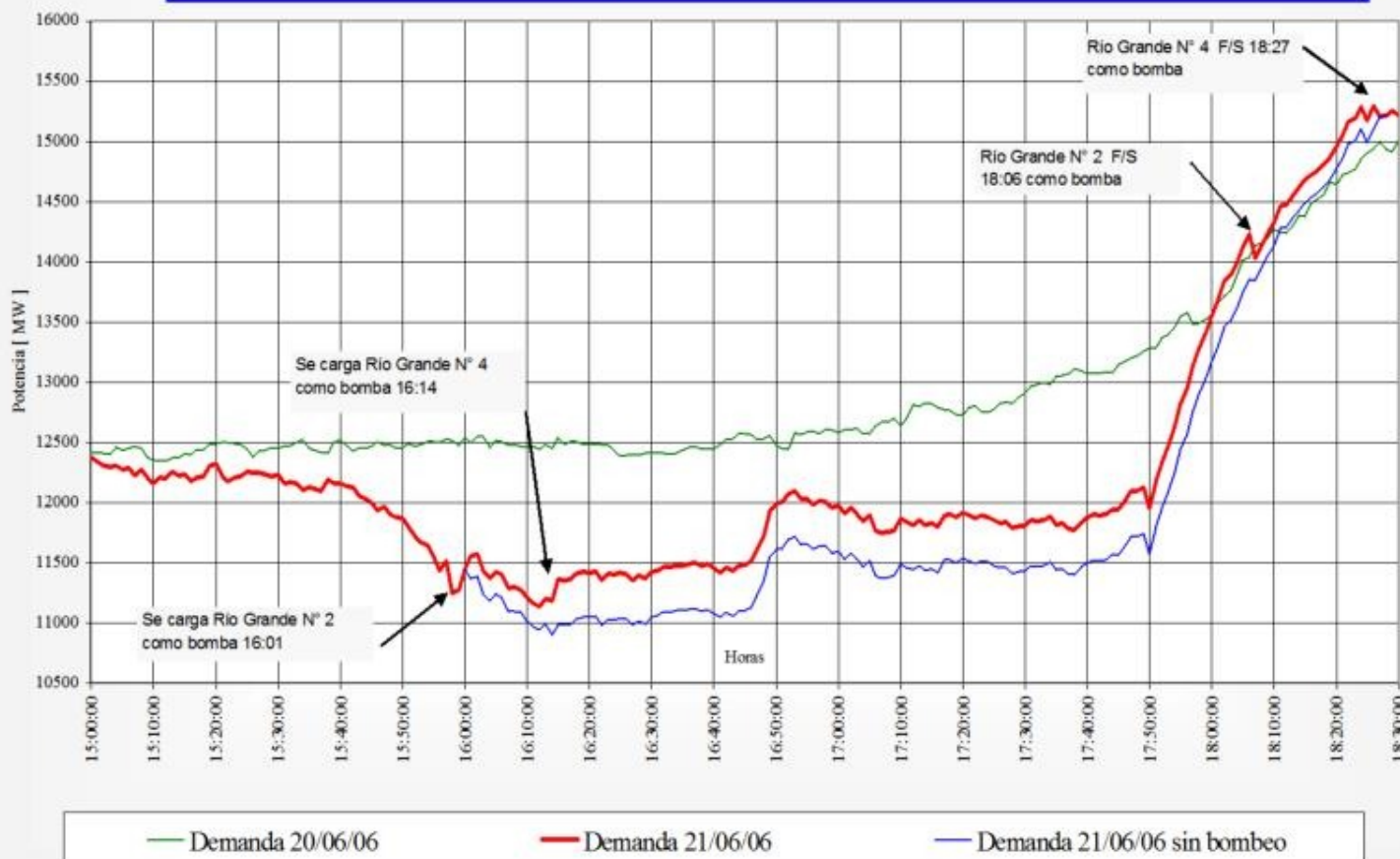
DEMANDA REAL (MW) - TEMP. PROMEDIO DE GBA Y LITORAL °C



Variación de la carga:

- Es posible prever con bastante aproximación la demanda y elaborar programas de despacho a partir de las previsiones.
- Sin embargo las previsiones no son perfectas y dependen de distintos factores que pueden no ser previsibles: climáticos, sociales, etc.

Demanda por minuto con y sin bombeo durante el Mundial Alemania 2006 el 21/06/06 de 15:00 a 18:30
Inicio del partido Argentina - Holanda a las 16:00
Comparada con el Martes 20/06/06



• Desde las 14:45 hs se registró un descenso de aprox. 1600 MW hasta las 16:15 (por disminución de las actividades).

• En el entretiempo se observó una subida de 530 MW. Al comenzar el segundo tiempo se observó una nueva disminución de 200 MW.

• Al finalizar el partido se inició un fuerte incremento de la demanda de casi 2150 MW desde las 17:50 hasta las 18:05 hs (aprox. 150 MW/min).

Variación de la carga:

- Sin un sistema de regulación automática, la potencia generada por estaría determinada por el despacho programado.
- Así existiría una diferencia entre la potencia que consume la demanda y la generada por las centrales:

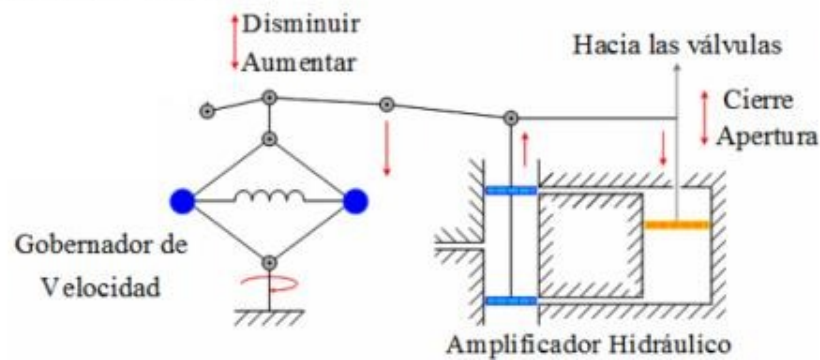
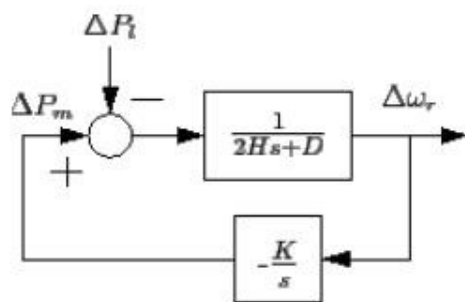
-Errores inevitables en la previsión del consumo.

-Carácter aleatorio de los momentos de conexión y desconexión de cargas, originando fluctuaciones alrededor del valor medio.

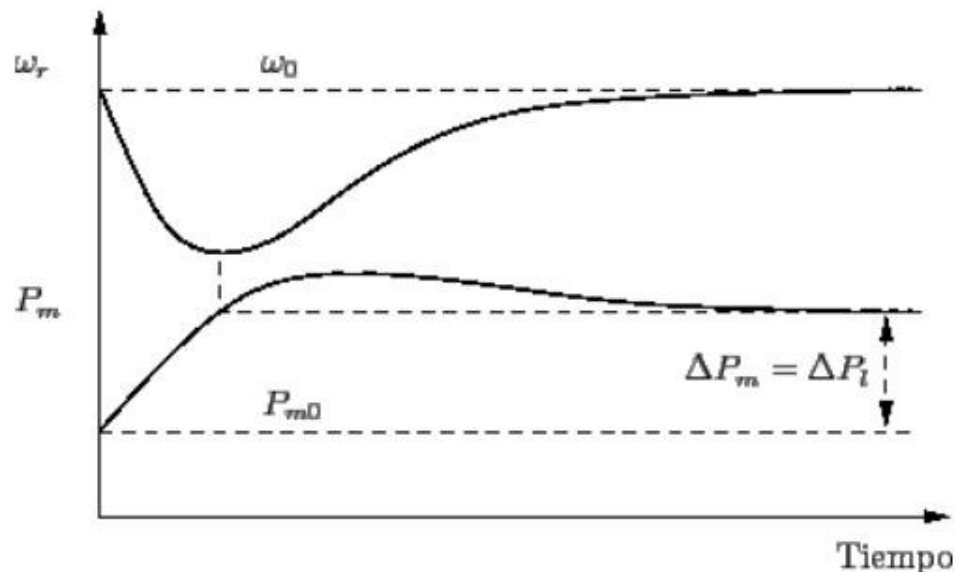
=> Estas diferencias, sin un sistema de regulación automático, producirán variaciones en la frecuencia cuyo valor dependerá del amortiguamiento del sistema.

Regulación primaria de frecuencia (RPF):

- Para evitar las variaciones de frecuencia, se provee de reguladores de velocidad, que actúan sobre las válvulas de admisión cuando la velocidad de la turbina se aparta de la velocidad de referencia del regulador.
 - Los reguladores de velocidad (governors) son dispositivos individuales, instalados en cada turbina.
 - Se encargan de regular la velocidad de la maquina que controlan.
-
- Regulador Isócrono (astático con realimentación)
 - Por simplicidad se desprecian variables dinámicas intermedias (accionamiento de la válvula de admisión, turbina, etc).
 - Ante un error negativo de la frecuencia, el regulador aumenta la potencia mecánica aplicada sobre el eje, lo cual tiende a reducir el error de frecuencia.
 - El efecto integrador del regulador hace que el régimen permanente se alcance cuando el error de frecuencia es cero.



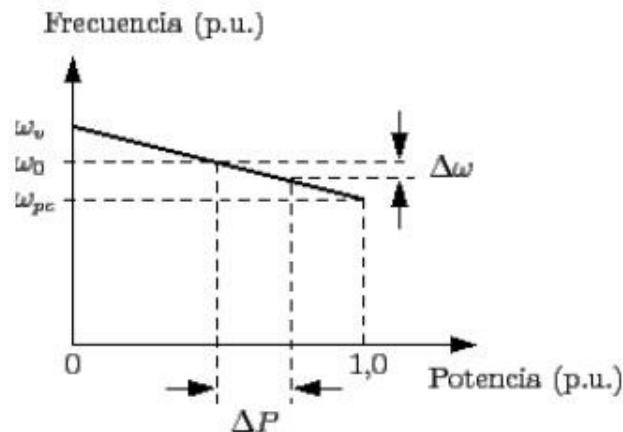
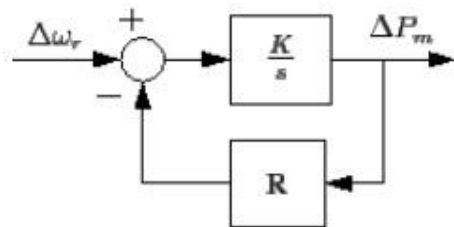
- Respuesta ante escalón + de carga:



- La **velocidad se restituye a la de referencia** y la potencia generada aumenta con la carga.
- Este regulador, mantiene la frecuencia constante en régimen permanente, **funciona correctamente en un sistema aislado** donde existe un único generador, o bien donde un único generador balancea todos los cambios de carga (imposible).
- Presenta un polo en el origen.
- Respuesta lenta en régimen transitorio, y es inestable para valores bajos de ganancia.
- Como **en un sistema eléctrico** es deseable que un elevado número de generadores participen en la regulación primaria, el regulador isócrono **no se aplica en la práctica**.

• Regulador con estatismo

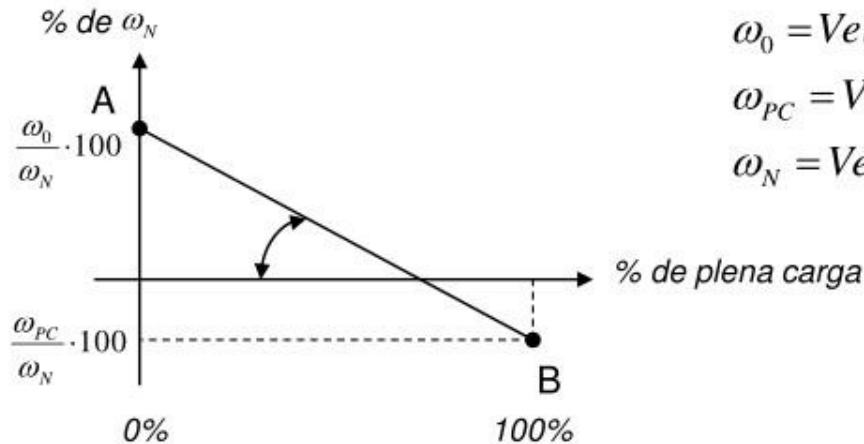
- Para permitir que varios generadores participen en el control primario de frecuencia dentro de un mismo sistema, se aplica en cada uno de ellos una característica frecuencia-potencia en régimen permanente negativa.



- La constante R determina la característica del regulador en régimen permanente.
- La constante R se conoce como estatismo del generador.
- Gráficamente, el estatismo es la pendiente de la característica frecuencia/potencia cambiada de signo.

Estatismo:

Es el cambio de velocidad angular de la maquina cuando pasa de operar en vacío a plena carga.



ω_0 = Velocidad angular en vacío

ω_{PC} = Velocidad angulara plena carga

ω_N = Velocidad angular nominal

El cambio de velocidad angular esta dado por la pendiente de la recta:

$$R = \tan \alpha = \frac{\Delta \omega}{\Delta P} = \frac{\frac{\omega_0 - \omega_{PC}}{\omega_N} \cdot 100}{\frac{P}{P_N} \cdot 100}$$

Para el punto B: $P = P_N \Rightarrow$

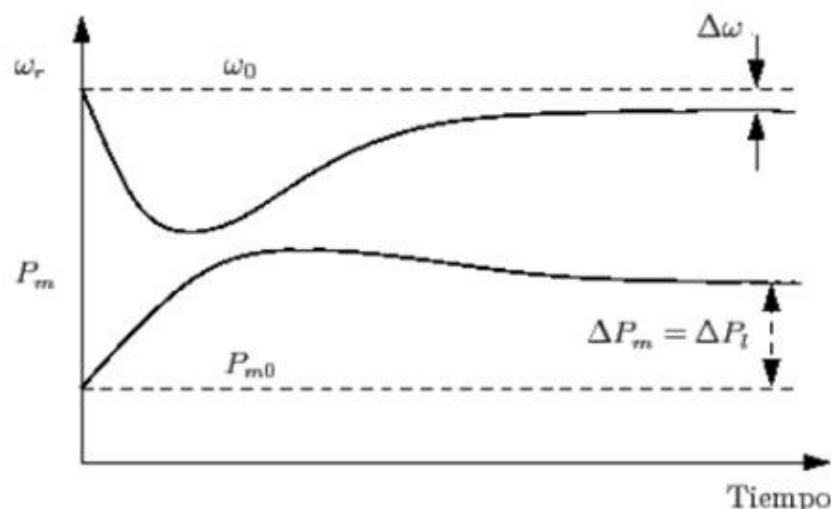
$$R = \frac{\omega_0 - \omega_{PC}}{\omega_N}$$

Como $f \propto \Omega$:

$$R = \frac{f_0 - f_{PC}}{f_N}$$

Estatismo:

- El estatismo permite un error en la frecuencia en régimen permanente, contrariamente de lo que sucedía en el caso del regulador isócrono.



Energía reguladora:

Es la relación entre la variación de la potencia generada y la respectiva variación de frecuencia en Hz.

$$K = -\frac{\Delta P}{\Delta f} \left[\frac{MW}{Hz} \right]$$

El signo negativo se debe a que según el estatismo del regulador, un aumento en la potencia generada se corresponde con una disminución en la frecuencia.

Si se considera la variación de la operación en vacío a plena carga:

$$\begin{array}{l} \Delta P = P_N \\ -\Delta f = f_0 - f_{PC} \end{array} \quad \Rightarrow \quad \text{Como: } R = \frac{f_0 - f_{PC}}{f_N} \quad \Rightarrow \quad -\Delta f = R \cdot f_N$$

Entonces:

$$K = \frac{P_N}{R \cdot f_N} \left[\frac{MW}{Hz} \right]$$

- Otra forma de expresar la energía reguladora es como el % de variación de potencia por décima de Hz que varia la frecuencia.
- Si se pasa de la operación en vacío a plena carga:

$$\Delta P = 100\%$$

$$\Delta f = f_0 - f_{PC}$$

Por décima de Hz:

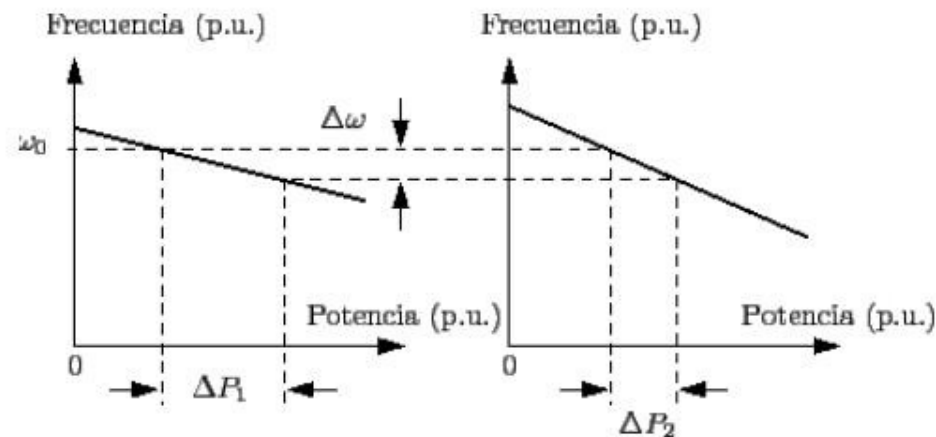
$$\frac{100}{(f_0 - f_{PC}) \cdot 10} \quad \Rightarrow \quad K = \frac{10}{(f_0 - f_{PC})}$$

Como:

$$f_0 - f_{PC} = R \cdot f_N \quad \Rightarrow \quad K = \frac{10}{R \cdot f_N}$$

El estatismo del control primario de frecuencia permite que varios generadores participen simultáneamente en dicho control.

La unidad con menor estatismo (izq) contribuye a la regulación primaria con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal, y la que tiene mayor estatismo (der) contribuye con menor porcentaje de potencia.



Si varias unidades en paralelo tienen el mismo estatismo, todas ellas contribuyen al control primario de manera proporcional a su potencia nominal.

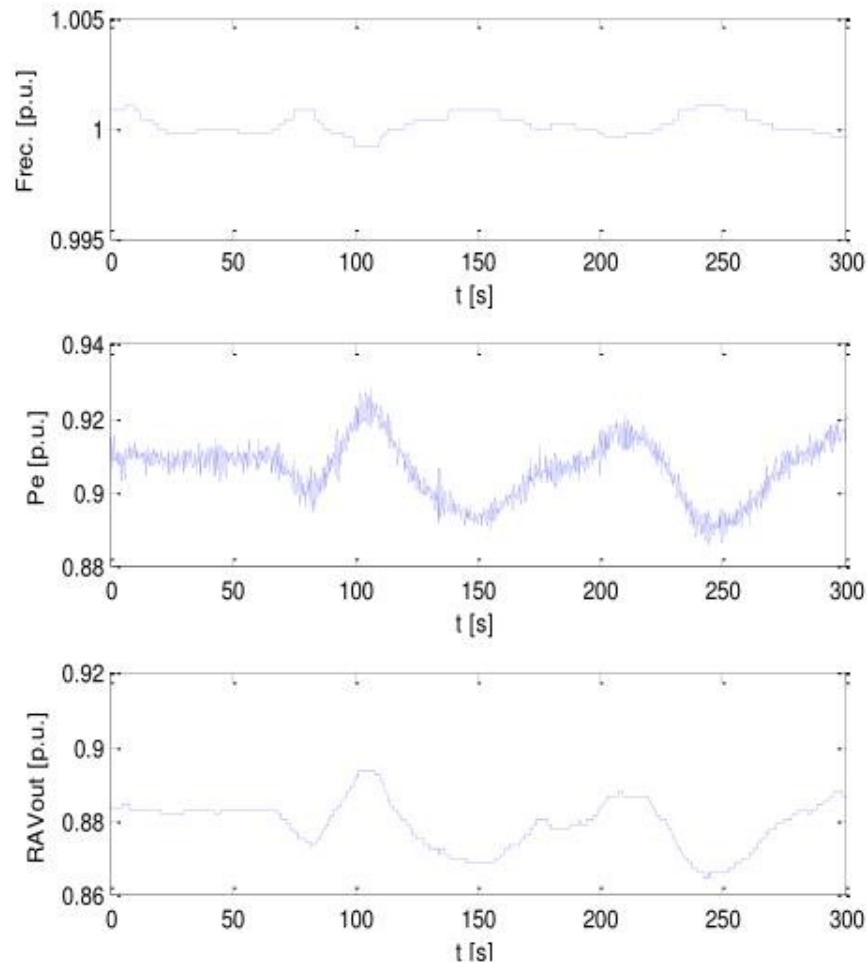
La variación de frecuencia:

$$K = -\frac{\Delta P}{\Delta f} \left[\frac{MW}{Hz} \right] \qquad K = \frac{P_N}{R \cdot f_N} \left[\frac{MW}{Hz} \right]$$

Entonces:

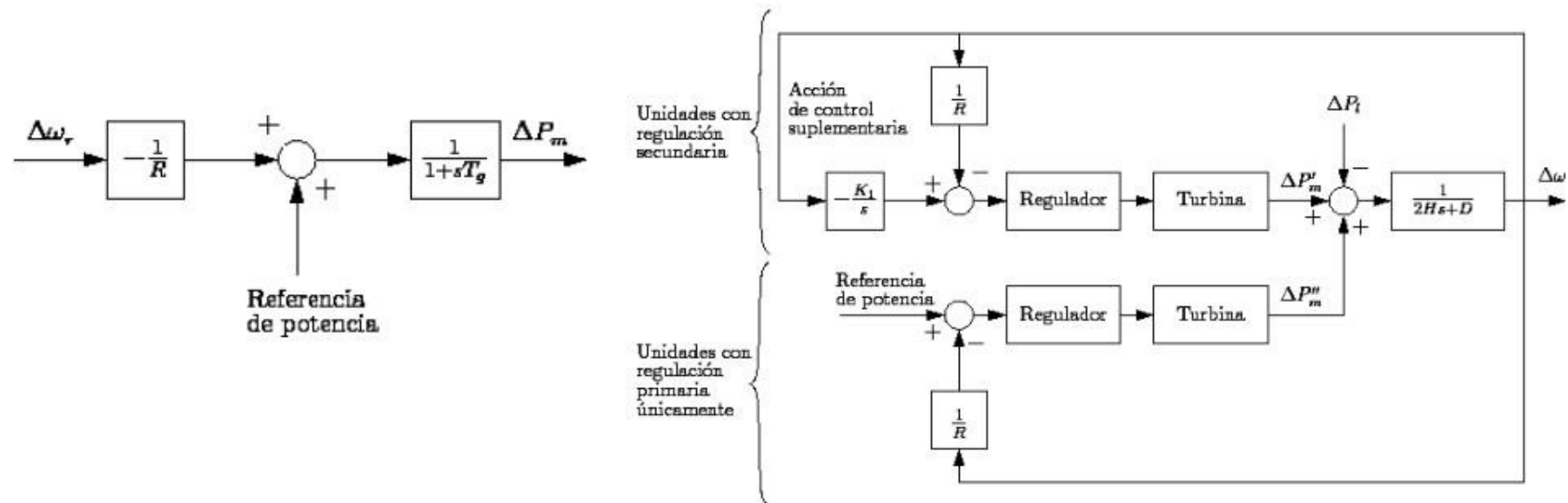
$$\Delta f = \frac{\Delta P}{\frac{P_{N1}}{R_1 \cdot f_N} + \frac{P_{N2}}{R_2 \cdot f_N}} \text{ [Hz]} \qquad \Delta f = \frac{\Delta P}{K_1 + K_2} \text{ [Hz]}$$

Registro temporal de maquina que contribuye con RPF



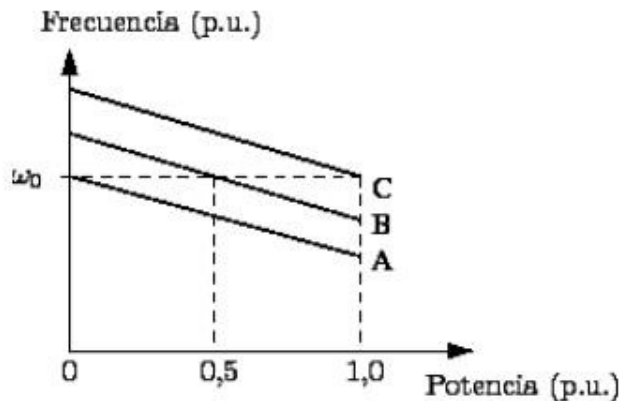
Regulación secundaria de frecuencia (RSF):

- Ante cualquier variación de carga, la acción de control de la regulación primaria permite recuperar el balance entre potencia consumida (incluyendo pérdidas) y potencia generada, pero no logra resolver dos efectos no deseados:
- La frecuencia queda en un valor distinto respecto a la de referencia.
- El reparto del incremento de carga entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.
- Es posible modificar la potencia de referencia en el generador introduciendo una consigna de potencia en el lazo de regulación primaria, tal como indica la figura:



Regulación secundaria de frecuencia (RSF):

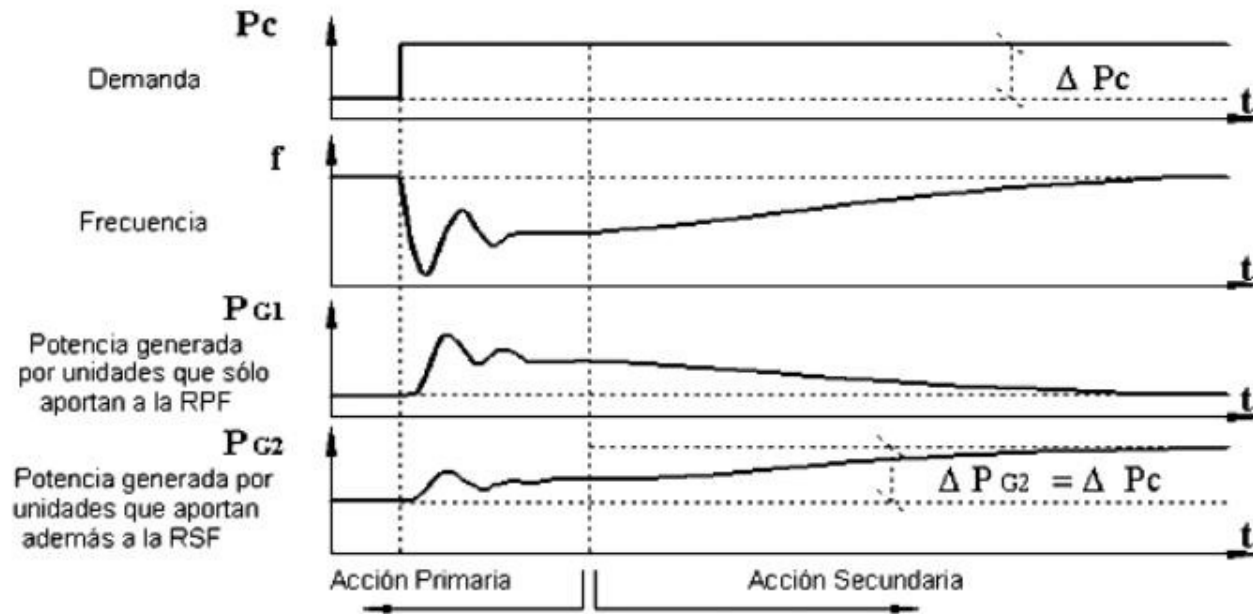
- Cualquier variación de la referencia de potencia se traduce, en régimen permanente, en una variación de la apertura de la válvula de admisión, y por tanto en una variación de la potencia de salida del generador.
- La acción de modificar la consigna de potencia equivale a desplazar verticalmente la característica frecuencia-potencia, como muestra la figura:



Ajusta la referencia de potencia de las unidades sobre las que actúa.

Un grupo de centrales, pertenecientes a uno o más Generadores que estén habilitadas para RSF, podrán participar en forma conjunta en dicha regulación si cuentan con un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) habilitado.

Regulación secundaria de frecuencia (RSF):



Evolución de la frecuencia y de las potencias, poniendo en evidencia la actuación de la regulación primaria y de la regulación secundaria ante una perturbación de tipo escalón en la demanda.

Participación en la Regulación Secundaria de Frecuencia:

- Por sus características, en cada hora la RSF se asigna a una sola central o en forma conjunta a un grupo de centrales si las mismas cuentan con un Centro de Control Automático de Generación (CCAG) habilitado.
- La central asignada con este servicio debe estar en condiciones de aportar hora a hora, un porcentaje para Reserva Regulante Secundaria establecido por el OED en 2,1 % de la Potencia Total Despachada en el SADI en cada hora (depende de la variación de la demanda).

Las Centrales que están habilitadas oficialmente por el PT N°: 9, para realizar el servicio de RSF:

- Piedra del Águila
- El Chocón
- Yacyretá

Efectúan igualmente el servicio de RSF pero con habilitación provisoria, las siguientes centrales:

- Salto Grande.
- Planicie Banderita.
- Alicurá.

El Chocón - Piedra del Águila. Único conjunto de centrales con CCAG habilitado provisoriamente que opera en el MEM.

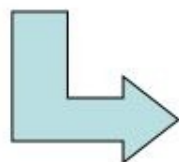
Control de tensión:

- Los problemas de tensión se corrigen localmente, ya que las medidas a llevar a cabo tienen alcance fundamentalmente local.
- Determinadas ET del sistema poseen la capacidad de mantener una consigna de tensión en un determinado valor.
- Este tipo de control es automático y tiene un tiempo de actuación del orden de segundos (lento).
- Se insertan o desconectan reactores/capacitores shunt.
- Cada generador de una central, mantiene la tensión local “sin información” del sistema en su conjunto.
- Tiene como objetivo mantener una consigna la tensión en un determinado nodo del sistema.
- Este tipo de control es automático y tiene un tiempo de actuación del orden de los ms.
- Este control actúa sobre la I_F del generador mediante el AVR.

- Necesidad de mantener dentro de límites adecuados la tensión del sistema.
- Según “Los Procedimientos – CAMMESA”, Anexo 4:
“CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA”:

Barras de:	Tolerancia admitida:
500 kV	+/-3%
de 345 hasta 132 kV	+/-5%
menores a 132 hasta 66 kV	+/-7%

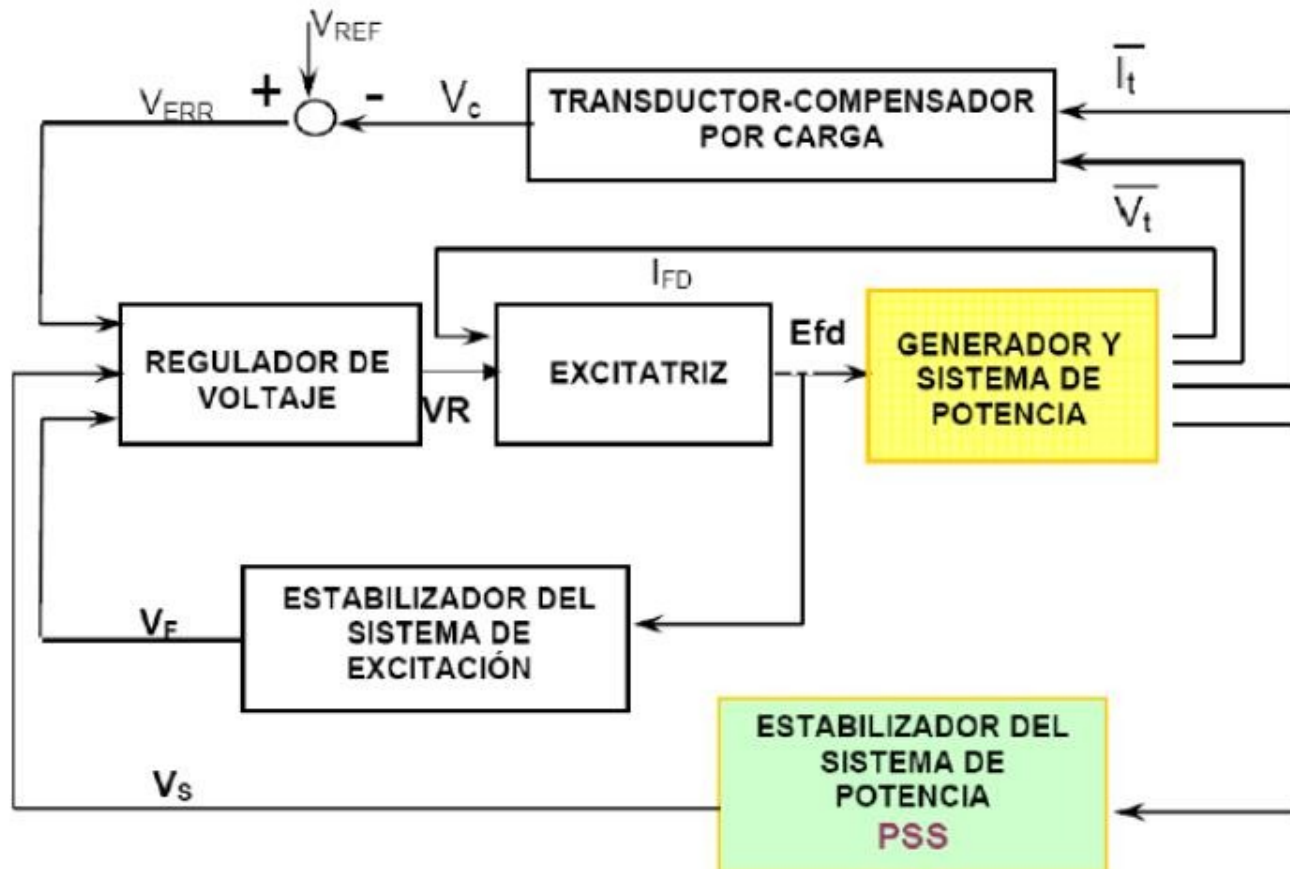
- Cambio de la posición del TAP del transformador de unidad.
- Cambio en el aporte de potencia reactiva de los generadores de la central.



RAT (regulador automático de tensión) o AVR.

- El AVR es un dispositivo electrónico que actúa sobre la tensión aplicada al campo del generador, con el objetivo de mantener la tensión en bornes del mismo en un nivel determinado.
- Con un aumento en la demanda de potencia reactiva se produce una caída en la magnitud de la tensión en las barras cercanas a la carga.
- La magnitud de la tensión se mide con un transformador de tensión en una de las fases de la máquina, se rectifica y compara con una señal de referencia de corriente continua.
- La señal amplificada de error controla el devanado de campo y aumenta la tensión en la excitatriz, aumentando también la corriente del devanado de campo, lo cual resulta en un aumento de la FEM generada.
- La generación de potencia reactiva aumenta y se alcanza un nuevo equilibrio al mismo tiempo en que se aumenta la tensión en bornes en el valor de consigna.

Esquema general del RAT

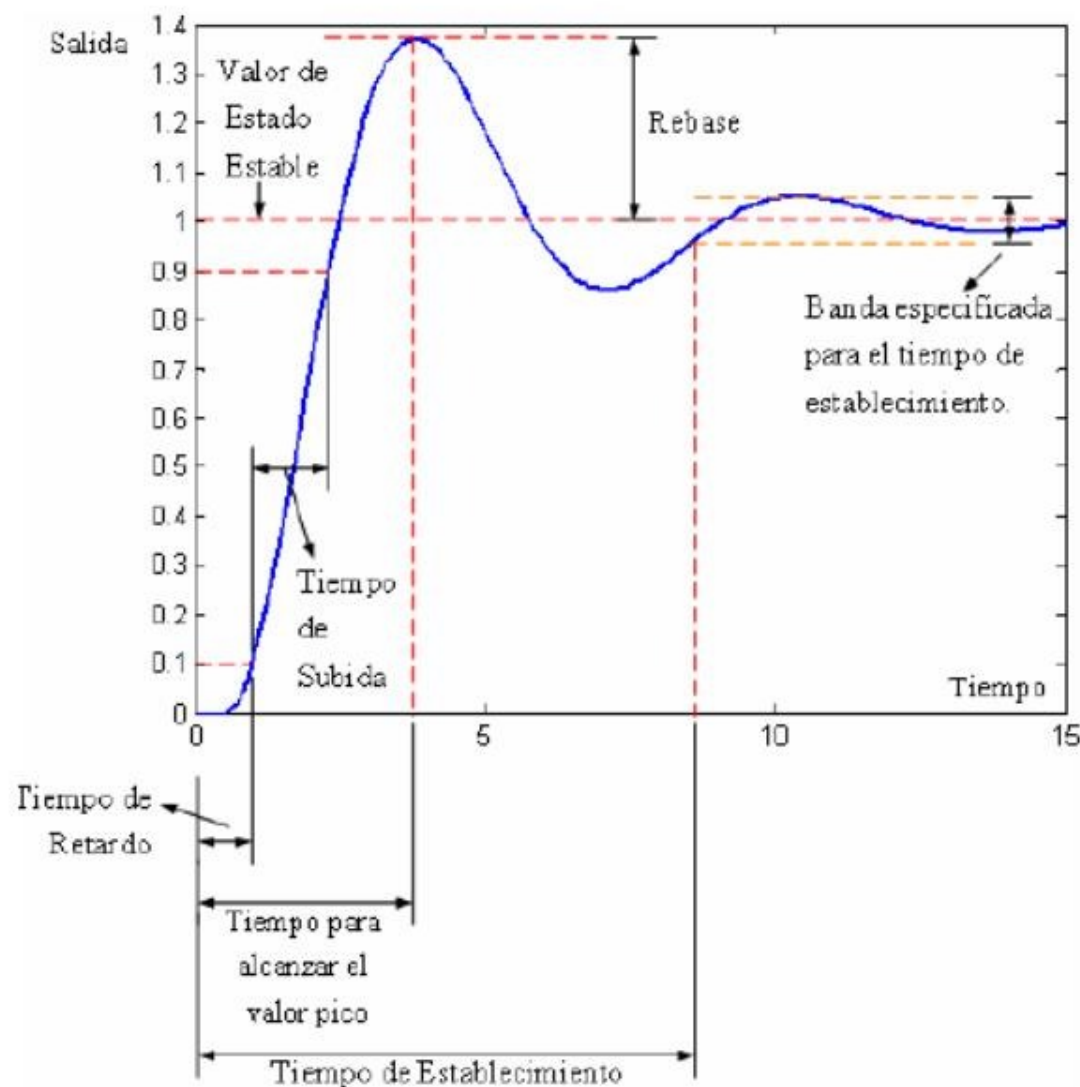


- (1) **Excitatriz:** Provee corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona, constituyendo la etapa de potencia del sistema de excitación.
- (2) **Regulador:** Procesa y amplifica las señales de control a un nivel y de forma apropiada. Incluye la regulación y las funciones de estabilización del sistema de excitación retroalimentación y compensación de adelanto-retraso.
- (3) **Transductor de tensión en bornes y compensador de carga:** monitorea, rectifica y filtra la tensión en bornes para comparar el valor con la referencia de tensión.
La compensación de carga se utiliza para mantener la tensión constante en una barra remota, eléctricamente, del terminal del generador. Por ej: barra de 500 kV de una central.
- (4) **Estabilizador de sistemas de potencia (PSS):** provee una señal adicional de entrada al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia. Algunas señales comúnmente utilizadas son: la desviación de la velocidad del rotor, potencia de eléctrica y la desviación de frecuencia.

Requisitos de un sistema de regulación de tensión:

1. **En operación normal** debe ser capaz de mantener la tensión en bornes del generador en el valor de consigna establecido por el operador, con un error mínimo en régimen permanente.
2. **Ante perturbaciones transitorias** que provoquen una variación de brusca de la tensión nominal, debe ser capaz de forzar la excitación a su valor de techo y restablecer rápidamente la tensión a su valor de consigna.
3. **Ante oscilaciones de baja frecuencia** y escaso amortiguamiento del rotor, debe ser capaz de suplementar el amortiguamiento natural del generador a través de la acción del estabilizador de potencia (PSS).
4. **Durante una falla**, la reactancia de transferencia (X_T) aumenta notablemente, disminuyendo la potencia transferida. El regulador debe poder forzar la tensión de campo del generador a su valor máximo para restablecer la tensión en un valor razonable.
5. **Al desaparecer la falla** y cambiar X_T debe poder actuar rápidamente para adecuar la respuesta dinámica del generador.

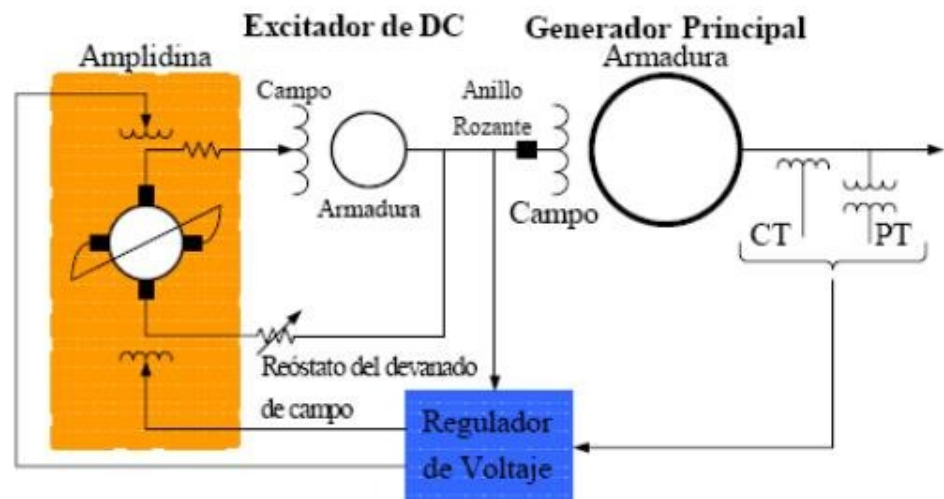
Requerimientos de desempeño del RAT



- **Overshoot** < 15%
- **Tiempo de establecimiento** del orden del seg.
- Requisitos de margen de ganancia según IEEE 421.5

Sistemas de excitación de corriente continua (DC):

- Primeros sistemas utilizados en el control de la excitación, entre 1920-1960.
- Estos sistemas de excitación están desapareciendo gradualmente debido a que muchos de los sistemas antiguos se están reemplazando por sistemas de corriente alterna o sistemas estáticos.
- Respuesta lenta
- Elevado desgaste (resistencias de regulación, colector)



Sistemas de excitación de corriente alterna (AC):

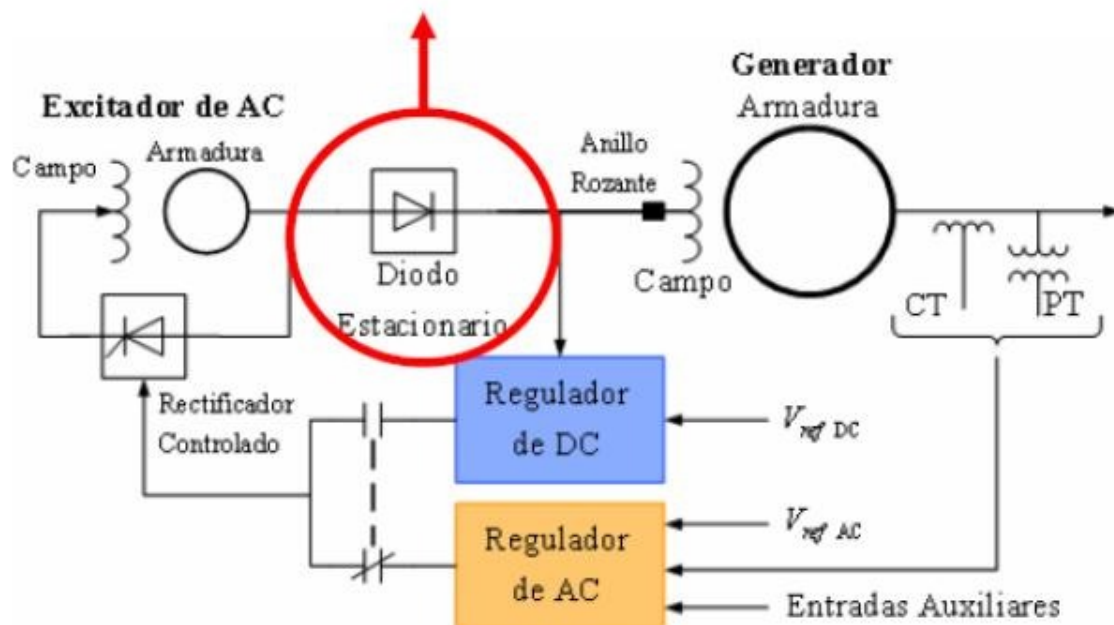
- Utilizan alternadores (generadores de ac) como fuente de potencia para el generador primario.
- Es común que la excitatriz este en el mismo eje que la maquina impulsora (TG, TV,etc).
- La salida de corriente alterna es rectificada por rectificadores (controlados o no controlados por compuerta) para producir la corriente continua necesaria para el devanado de excitación del generador principal.
- Los sistemas de excitación de corriente alterna pueden tomar muchas formas dependiendo del arreglo de rectificadores y la fuente de excitación.

Sistemas de excitación de corriente alterna (AC):

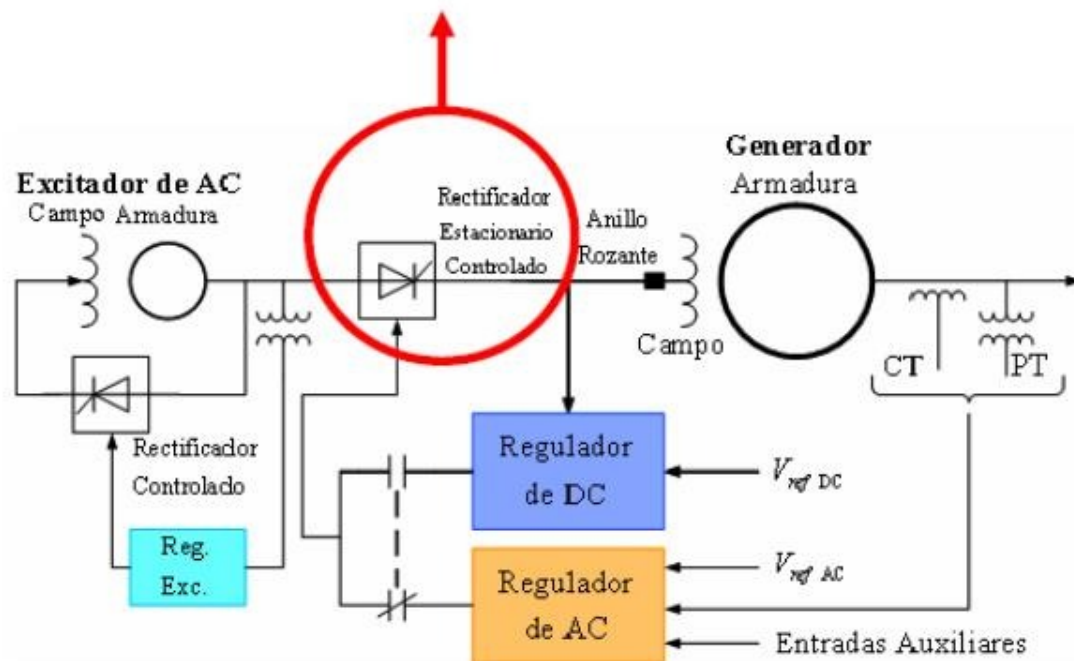
Sistemas de excitación de corriente alterna con rectificadores estacionarios

- La salida de corriente continua alimenta al devanado de excitación del generador a través de anillos rozantes.

Rectificador no controlado.

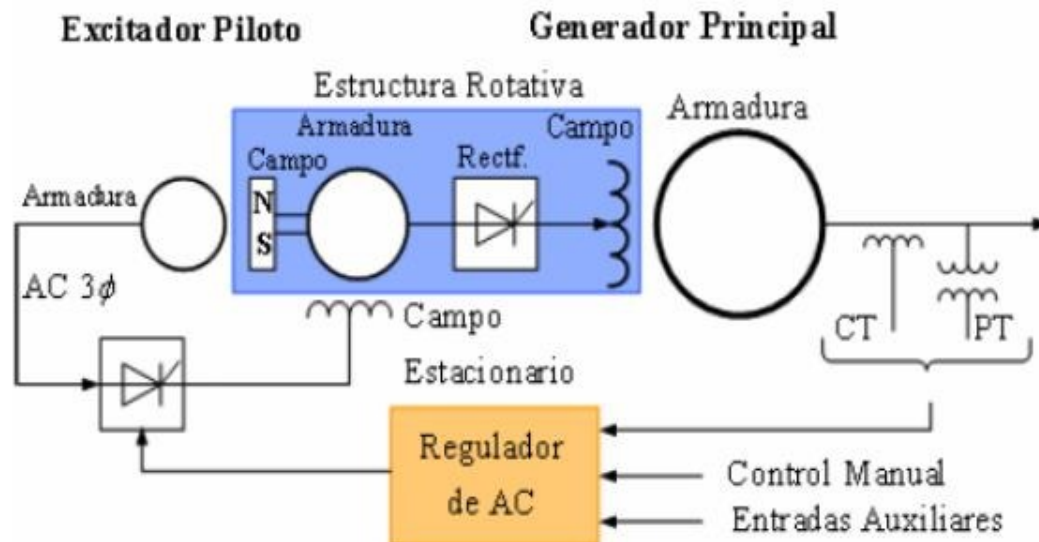


Rectificador controlado.

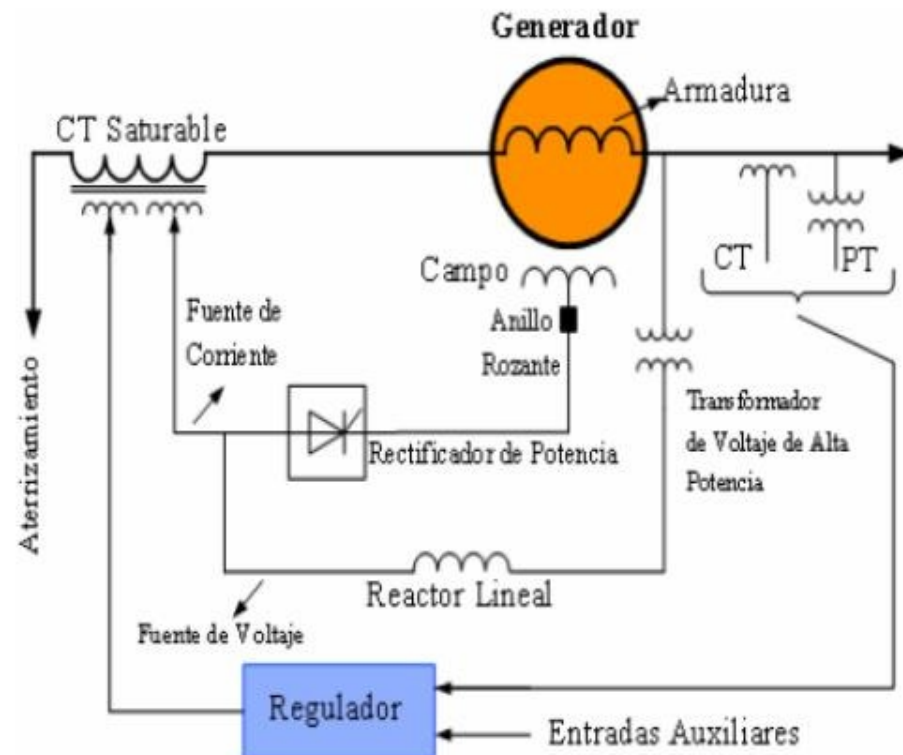


Sistemas de excitación de corriente alterna (AC):

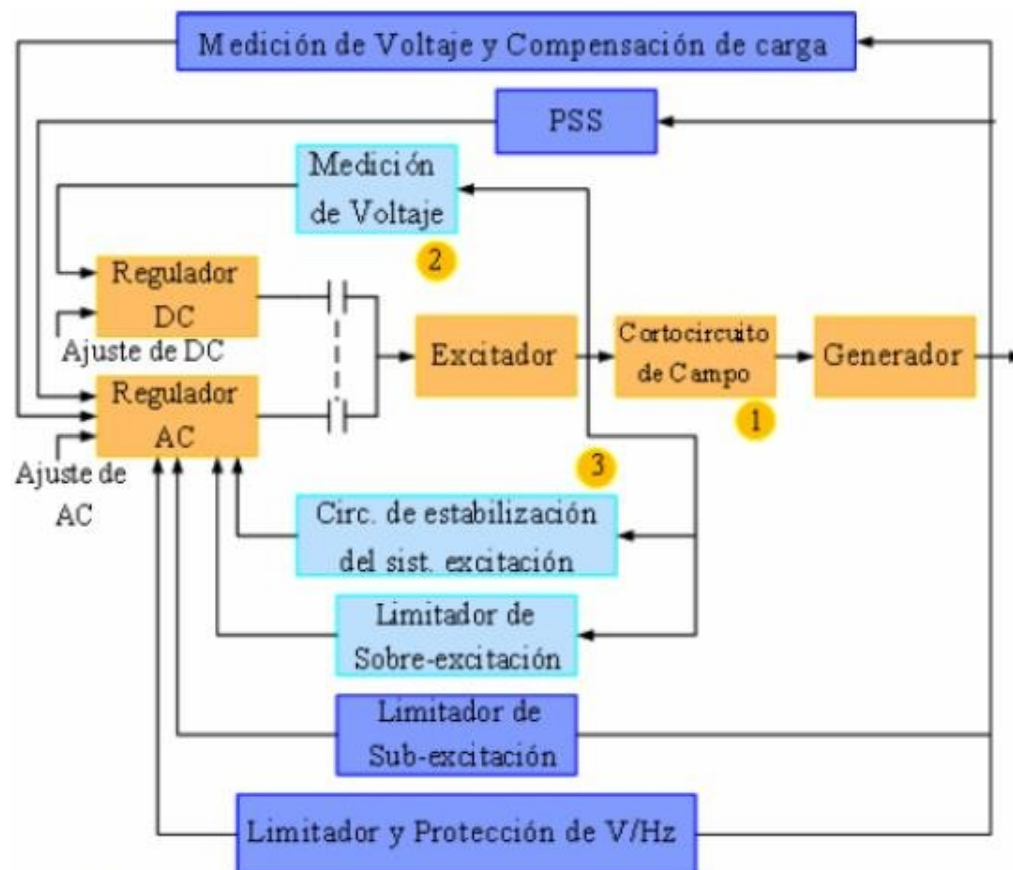
- Sistemas de excitación de corriente alterna con rectificadores rotantes



Sistema de excitación estáticos (ST):



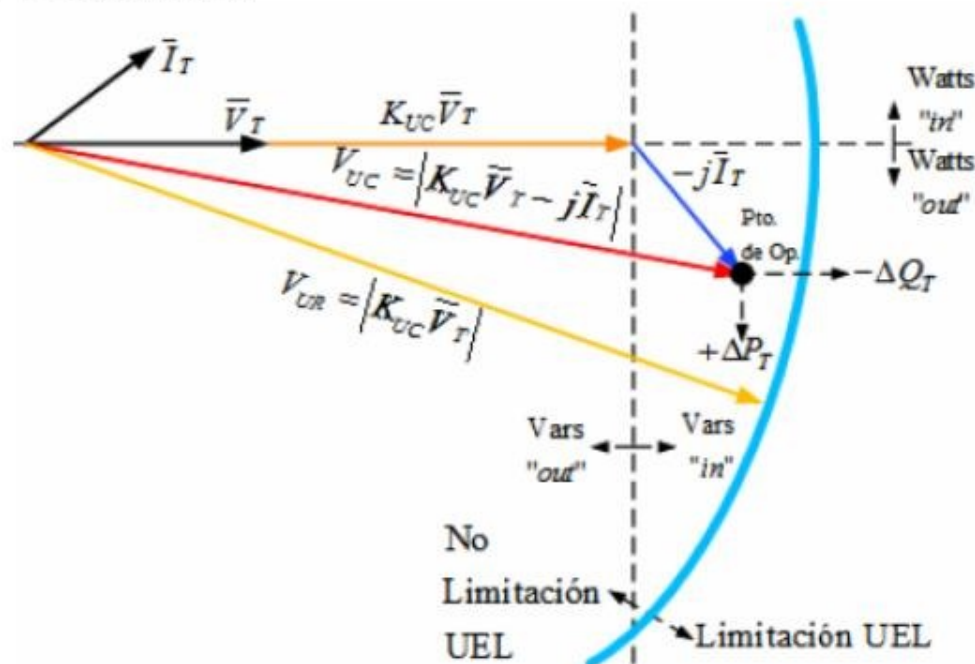
Elementos de protección del RAT



- 1 Los circuitos de corto-circuito de campo solo son aplicables en excitadores de ac y estáticos.
- 2 Algunos sistemas tienen un regulador de dc de lazo abierto.
- 3 El limitador de sobre-excitación puede ser utilizado con el regulador de dc.

Limitador de subexcitación (UEL)

- Se utiliza para prevenir que el generador al operar subexcitado exceda el límite por calentamiento de cabezas de bobina.
- Cuando se alcanza el ajuste del limitador, el mismo toma el control evitando que el generador siga consumiendo potencia reactiva.



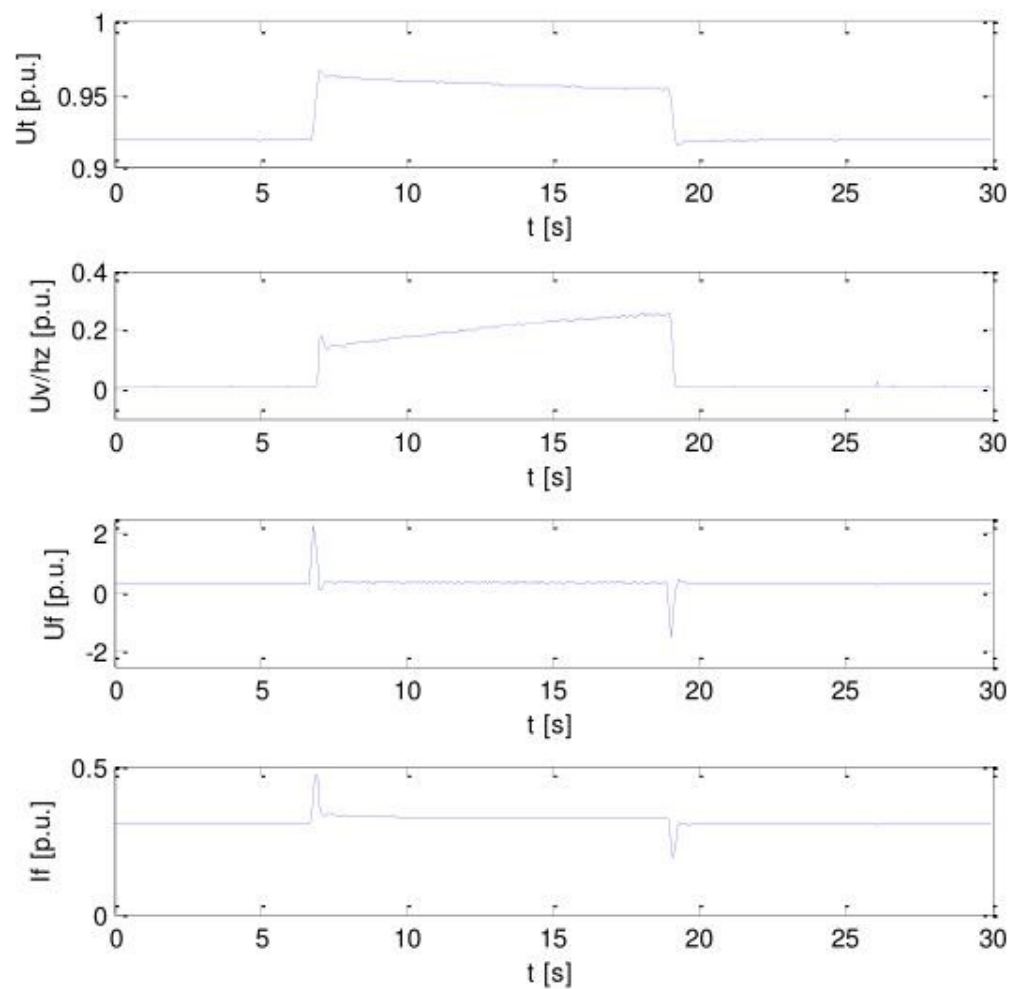
Limitador de sobreexcitación (OXL)

- Se utiliza para proteger el devanado de campo del generador de sobrecalentamientos producto de prolongadas sobrecorrientes.
- También se conoce como limitador de máxima excitación.
- Un generador esta diseñado para operar a corriente de campo nominal de forma indeterminada, aunque algunos fabricantes admiten sobrecargas de hasta un 50%. Cuando se detecta una condición de alta corriente, el limitador actúa bajando al excitación.
- Generalmente se disponen de limitadores de actuación “instantánea” y limitadores que actúan con limites dinámicos, es decir que luego de la primera actuación, tienen una constante de tiempo prolongada que baja el limite y permite lograr el enfriamiento y volver a subir el limite.

Limitador de V/Hz

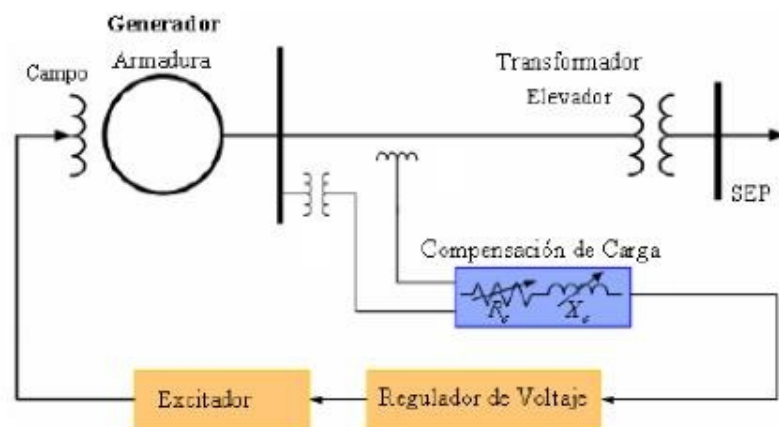
- Este sistema tiene por objeto proteger al generador de los daños que puede producir un excesivo flujo magnético, resultante ya sea de una disminución de la frecuencia o de un aumento en la tensión.
- La relación tensión/frecuencia (Volt/Hz) es proporcional al flujo magnético y se obtiene de magnitudes fácilmente medibles, por esta razón se la utiliza como señal de entrada en este tipo de protecciones.
- El limitador de V/Hz controla la tensión de campo para limitar la tensión del generador cuando el valor de V/Hz excede el ajuste.
- Esta protección tiene un tiempo de actuación lenta.
- Cuando la frecuencia supera los 50 Hz, actúa como protección contra sobretensiones.

Limitador de V/Hz



Compensación de carga

- El compensador tiene una resistencia variable R_c , y una reactancia inductiva X_c que simula la impedancia en bornes del generador y el punto en el cual la tensión es efectivamente controlado.
- La magnitud de la tensión compensada, que ingresa al RAT:
$$V_c = \left| \tilde{E}_t + (R_c + jX_c) \tilde{I}_t \right|$$
- Este sistema permite una caída de tensión en un punto entre el generador.
- Esto permite que al tener mas de un generador conectados a la misma barra, todos aporten de manera pareja potencia reactiva.
- Es común en centrales hidráulicas de media potencia y ciclos combinados.
- Si en cambio se utiliza un valor invertido del ajuste del compensador de carga, se puede compensar la caída de tensión en la reactancia del transformador elevador de tensión.

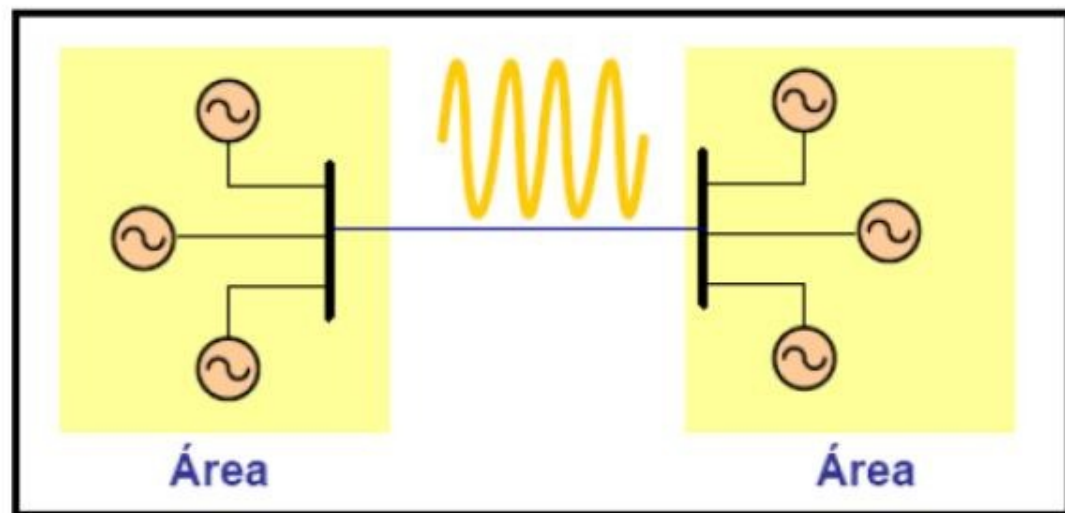


Oscilaciones de baja frecuencia en sistemas eléctricos

- Existen oscilaciones electromecánicas dentro del sistema de potencia generadas por grandes y pequeñas perturbaciones, estas se reflejan en el rotor de la máquina sincrónica, afectando la potencia generada, haciendo que se disminuya la transferencia de potencia eléctrica y pudiendo generar la pérdida del sincronismo.
- El análisis mediante los autovalores del sistema permite determinar los modos de oscilación presentes en el sistema de potencia, el amortiguamiento y los generadores que participan.
- La frecuencia natural y el amortiguamiento relativo de los modos interárea dependen en gran medida de la debilidad de la interconexión y el despacho de potencia entre las áreas de intercambio.
- El objetivo de la inclusión de los PSS es extender los límites de transferencia de potencia, evitar fuertes oscilaciones en las máquinas y en el sistema de potencia las cuales pueden disminuir su vida útil y evitar las indisponibilidades, las cuales afectan al cliente final y los entes vinculados en el sistema.

- Su frecuencia natural de oscilación está entre 0.1 Hz - 0.7 Hz.

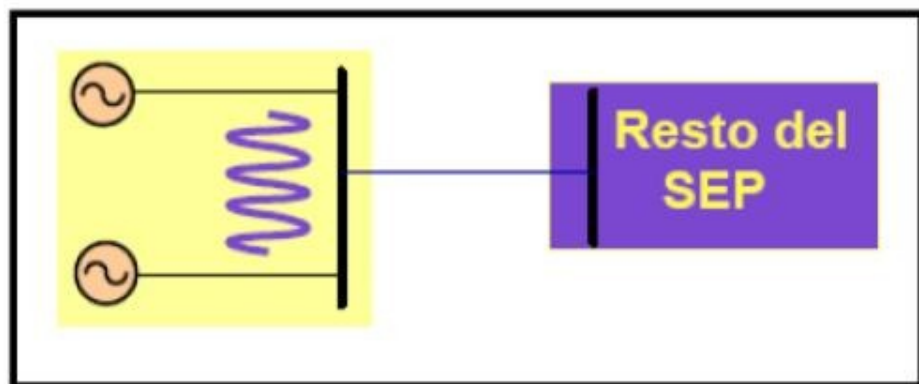
Modos interarea



Están asociados a la oscilación de un grupo de maquinas en una parte del sistema en contra de maquinas en otras partes. Son ocasionados por dos o más grupos de maquinas acopladas que están interconectadas por vínculos débiles.

- Frecuencia natural de oscilación está en el rango de 1.5Hz - 3Hz

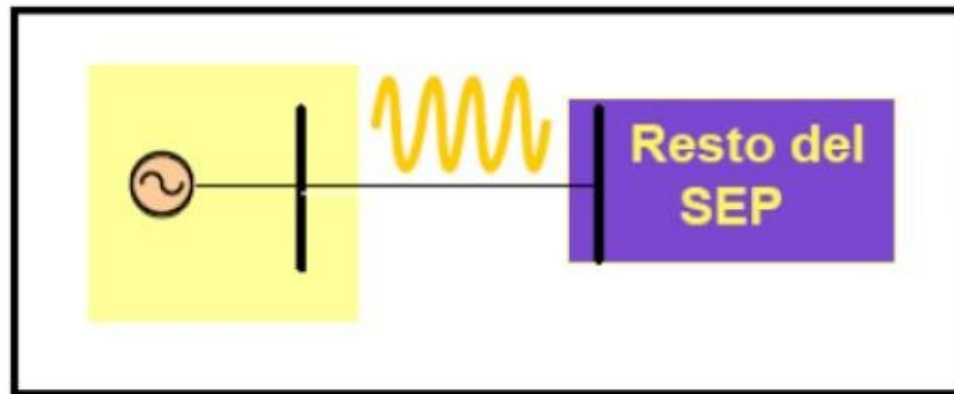
Modos Intra-planta



Ocurre entre unidades dentro de una misma planta

- Frecuencia de oscilación está típicamente en el rango de 0.7 Hz – 2 Hz.

Modos locales



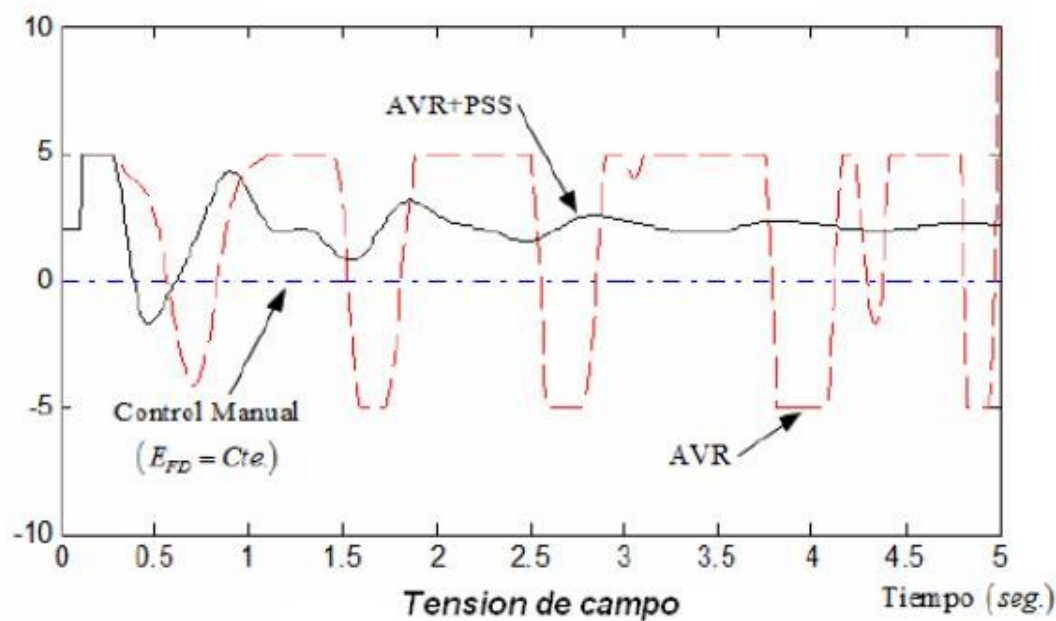
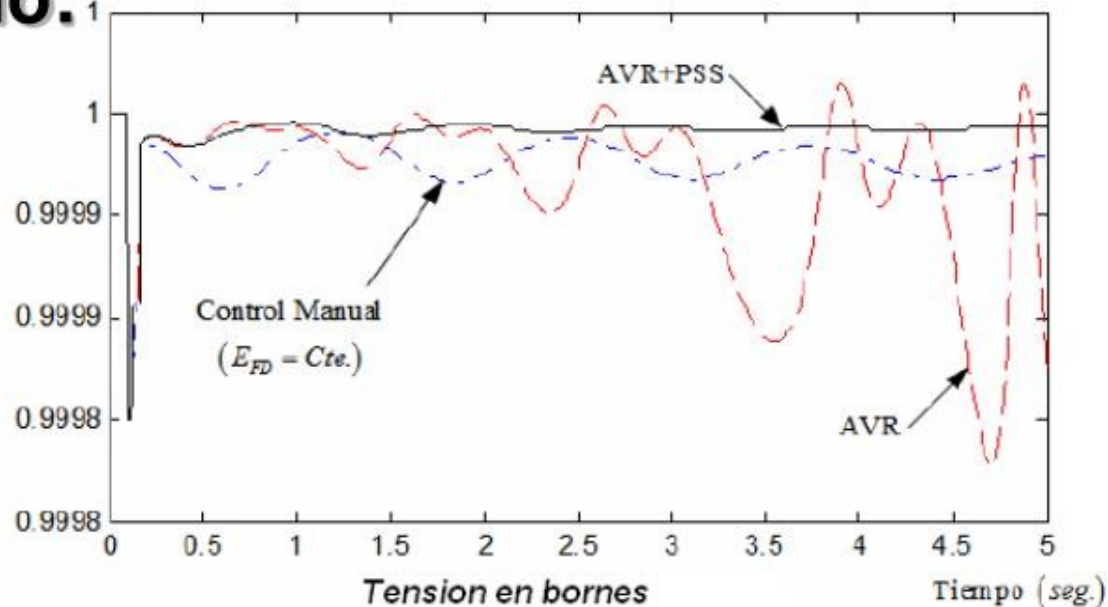
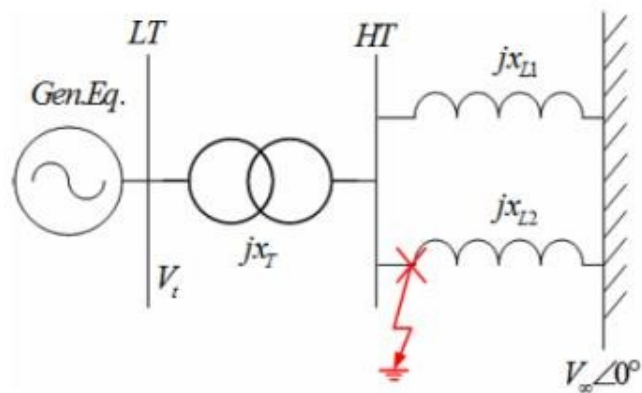
Esta asociado con la oscilación de las unidades en la estación generadora con respecto al resto del sistema de potencia.

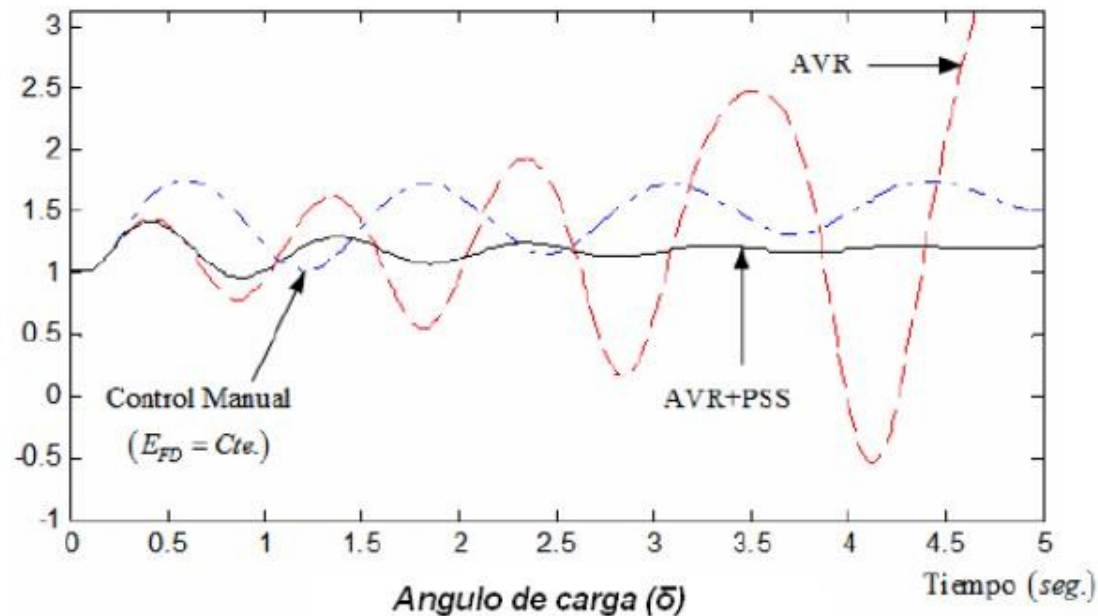
Estabilizador de sistemas de potencia (PSS)

- El PSS tiene como objetivo cambiar la referencia de tensión de excitación en el AVR para provocar un cambio en la potencia eléctrica (P_e), tal que la Potencia acelerante (P_a) en el eje de la máquina sea cero y no aparezcan oscilaciones de potencia; esto lo hace entregando una señal de tensión al AVR.
- El objetivo de la aplicación de los estabilizadores de los sistemas de potencia es mejorar el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas para determinadas frecuencias, en uno o más puntos de operación del sistema

Respuesta ante falla en el sistema de la central, considerando:

- *Ef constante*
- *AVR*
- *AVR + PSS*





- Control a E_f constante: la respuesta es pobremente amortiguada, con mayor error en estado estacionario.

Control con AVR de alta ganancia: la respuesta es inestable, perdiéndose el sincronismo del generador con el sistema.

Control con AVR+PSS: el estabilizador contribuye al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia eléctrica entre la central y el sistema