

CONTROL DE CARGA Y FRECUENCIA

Autor: Sergio Carvalhaes Moreira

ÍNDICE	PÁG.
1 - OBJETIVO	3
2 - SISTEMAS CON UNA SOLA UNIDAD GENERADORA.....	4
3 - SISTEMAS AISLADOS CON MÚLTIPLES UNIDADES GENERADORAS.....	4
3.1 - Control Primario Carga-Frecuencia	6
3.2 - Control Secundario o Suplementario Carga-Frecuencia	9
4 - SISTEMAS INTERCONECTADOS	9
4.1 - Control de Frecuencia Constante	10
4.2 - Control Selectivo de Frecuencia	10
4.3 - Control de Potencia con Corrección por Frecuencia.....	10
5 - DESPACHO ECONÓMICO.....	13
5.1 - Concepto y Objetivo.....	13
5.2 - El Papel del ONS en el Despacho Económico	13
5.3 - Relación entre el Despacho Económico y el Control Carga-Frecuencia...	14
5.4 - Despacho Económico con Fuentes Renovables Variables	14
6 - CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD ..	14
6.1 - Estatismo Permanente (<i>bp</i>)	14
6.2 - Estatismo Transitorio y Constante de Tiempo de Estatismo Transitorio .	14
6.3 - Constante de Tiempo de la Señal Acelerométrica (<i>TN</i>)	15
6.4 - Constante de Tiempo del Agua (<i>TW</i>).....	15
6.5 - Inercia Efectiva del Rotor (<i>Ta</i>)	15
6.6 - Constante de Inercia <i>H</i>	15
6.7 - Sobreoscilación (Overshoot)	16
6.8 - Función de Transferencia	16
6.9 - Constante de Tiempo (<i>T</i>)	17
6.10 - Ganancia (<i>K</i>)	18
6.11 - Ejemplo Específico de un Fabricante	20
7 - REFERENCIAS SOBRE LA OPERACIÓN DEL SIN Y DEL ONS	21
8 - BIBLIOGRAFÍA	22

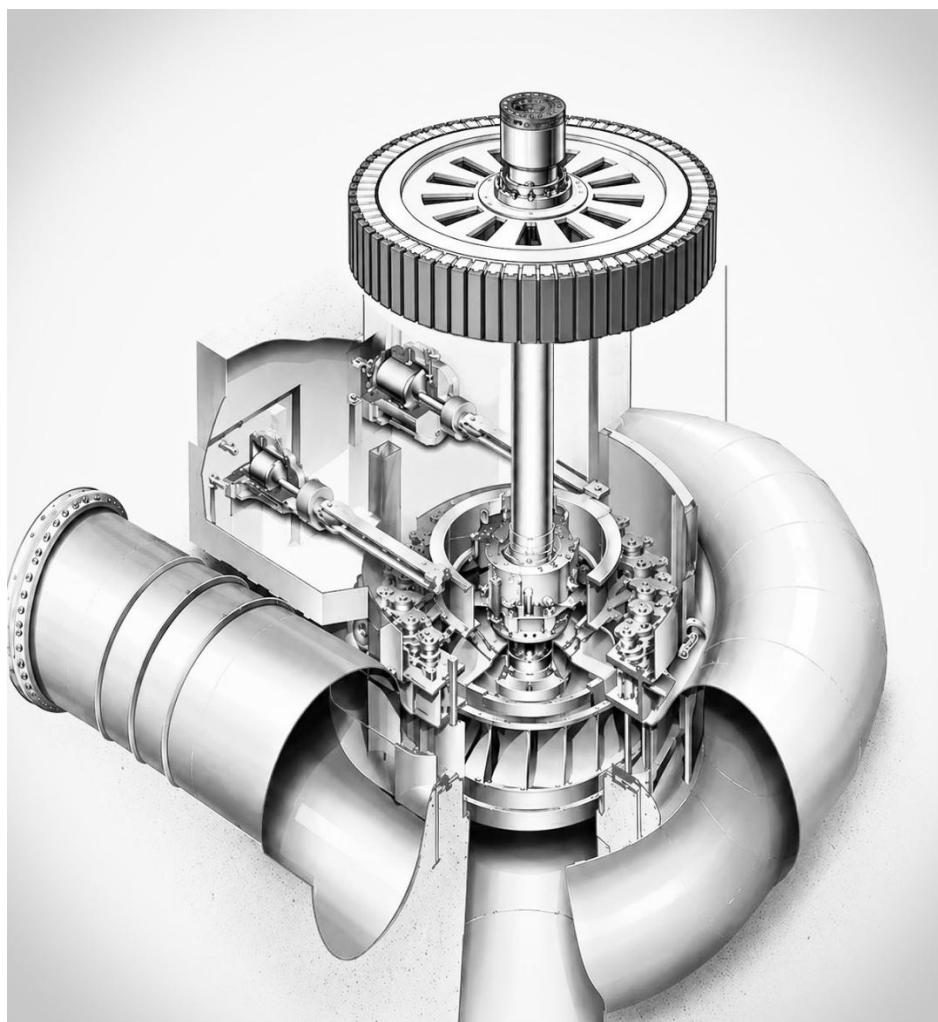
1 - OBJETIVO

El objetivo de un sistema eléctrico es suministrar energía eléctrica a los consumidores manteniendo niveles aceptables de tensión y frecuencia.

Aunque la tensión y la frecuencia son variables interdependientes en un sistema eléctrico, en este documento se analizará únicamente el control de potencia activa y frecuencia, denominado CONTROL CARGA-FRECUENCIA.

Establecer el control carga-frecuencia significa mantener la potencia generada igual a la potencia consumida, estabilizando así la frecuencia en su valor nominal.

Debido a que la carga eléctrica presenta variaciones continuas, se producen desequilibrios entre generación y demanda. Estos desequilibrios se reflejan en variaciones de la velocidad de rotación de los generadores y, por consiguiente, de la frecuencia del sistema. Tales variaciones son procesadas por un dispositivo de control que actúa sobre la generación para ajustarla al valor de la carga, aunque no necesariamente para restablecer la frecuencia a su valor nominal. Este dispositivo es el regulador de velocidad, que realiza esta función controlando la admisión de energía al elemento motor primario, es decir, a la turbina, como se indica en la figura.

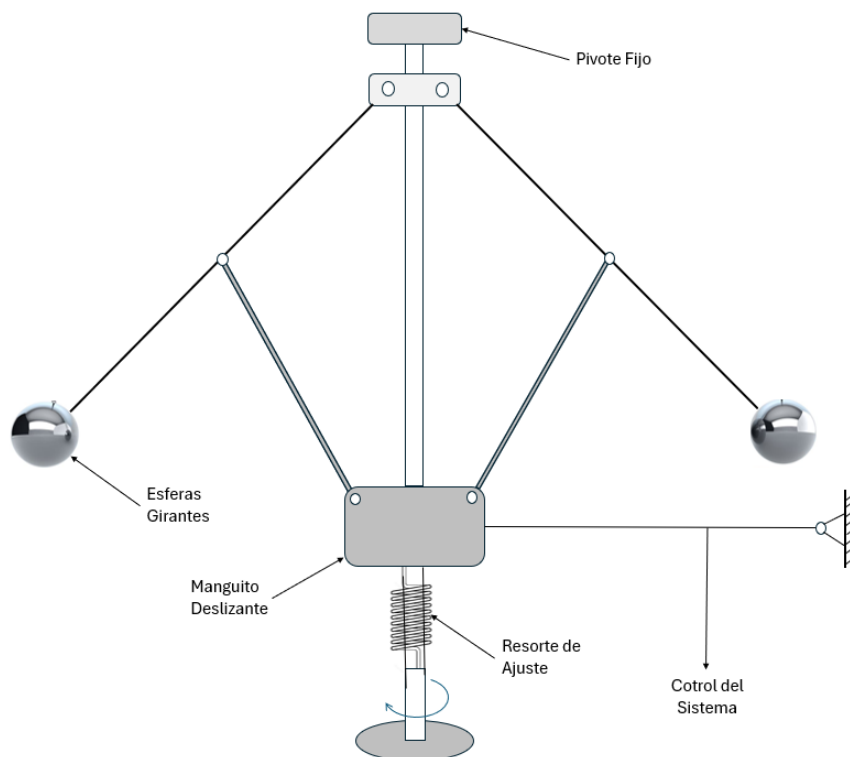


Un análisis histórico de la evolución del suministro de energía eléctrica muestra que, a medida que los sistemas eléctricos crecieron, los criterios de control de potencia y frecuencia se hicieron progresivamente más complejos. Por esta razón, los sistemas eléctricos pueden clasificarse en tres generaciones:

- Sistemas con una sola unidad generadora.
- Sistemas aislados con múltiples unidades generadoras.
- Sistemas interconectados.

2 - SISTEMAS CON UNA SOLA UNIDAD GENERADORA

Los primeros sistemas eléctricos estaban constituidos por pequeñas unidades generadoras que operaban de forma independiente y suministraban energía a cargas ubicadas en las proximidades de la central generadora. Las ciudades eran pequeñas y normalmente cada una disponía de su propio generador. En este tipo de sistema, corresponde al regulador de velocidad satisfacer la demanda de los consumidores manteniendo la frecuencia en su valor nominal. De esta manera, cuando ocurre una variación de carga, el dispositivo detector de velocidad, por ejemplo, un PMG (Permanent Magnet Generator), envía una señal al regulador, que a su vez actúa mediante un servomotor controlando la admisión de vapor o agua a la turbina, restableciendo así el valor nominal de la frecuencia. Los reguladores que operan bajo este criterio reciben el nombre de reguladores INTEGRALES y son adecuados únicamente para sistemas que poseen una sola unidad generadora. La figura (regulador centrífugo de Watt) muestra la actuación del regulador integral procurando mantener la frecuencia en el valor de referencia independientemente de las variaciones de carga.



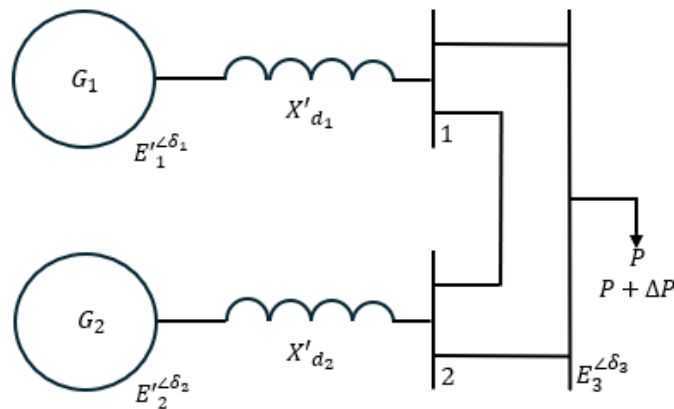
3 - SISTEMAS AISLADOS CON MÚLTIPLES UNIDADES GENERADORAS

A medida que las ciudades fueron creciendo y se industrializaron, los sistemas eléctricos pasaron a disponer de muchas unidades operando en paralelo y surgió entonces la cuestión de cómo distribuir la variación de carga entre las diversas unidades, restableciendo el valor de la frecuencia.

Antes de iniciar el análisis de este problema en sistemas con más de una unidad, describiremos el comportamiento dinámico de las unidades sin considerar la acción de los reguladores de velocidad.

Así, cuando ocurre un aumento de carga, la distribución entre las unidades se modifica, provocando oscilaciones en el movimiento rotacional de los generadores. Se pueden distinguir dos etapas en la distribución de esta variación de carga entre las unidades. La primera etapa, en el instante de la variación, hace que la potencia se distribuya proporcionalmente a los coeficientes de potencia sincronizante de cada generador. En la segunda etapa, el aumento de carga es absorbido por la energía cinética de las máquinas, provocando su desaceleración y ajustando la distribución de la carga entre las unidades de acuerdo con la constante de inercia de cada una.

A continuación, se presenta el estudio de la distribución de una perturbación entre unidades.



En el instante de la perturbación:

$$\Delta P_1 = \frac{K_{31}}{K_{31} + K_{32}} \Delta P$$

$$\Delta P_2 = \frac{K_{32}}{K_{31} + K_{32}} \Delta P$$

Como la potencia activa es:

$$P = \frac{EV}{X_d} \sin \delta$$

Se obtiene una función sinusoidal con P en el eje vertical y δ en el eje horizontal, siendo K la tangente en el punto de operación de la unidad.

Posteriormente, el comportamiento de la velocidad queda definido por:

$$\frac{dw_1}{dt} = \frac{-1}{2H_1} \Delta P_1$$

$$\frac{dw_2}{dt} = \frac{-1}{2H_2} \Delta P_2$$

Después de algunos segundos, dependiendo de $H_G = H_1 + H_2$ (constante de inercia del área) el comportamiento de la frecuencia pasa a estar representado por:

$$\frac{dw_G}{dt} = \frac{-1}{2H_G} \Delta P$$

Donde

$$w_G = \frac{w_1 H_1 + w_2 H_2}{H_1 + H_2}$$

Con ello, la frecuencia del sistema se estabiliza en un valor para el cual la potencia generada se hace igual a la potencia consumida.

Desarrollemos ahora el estudio de la variación de carga en función de la variación de frecuencia, ya que ésta también influirá en el control carga-frecuencia. Esto se debe a que la carga, dependiendo de la cantidad de motores eléctricos, es proporcional al valor de la frecuencia.

Suponiendo que la tensión no haya variado, el nuevo valor de la carga queda definido por el coeficiente de amortiguamiento del sistema $D = \Delta P_L / \Delta f$, de acuerdo con la siguiente expresión:

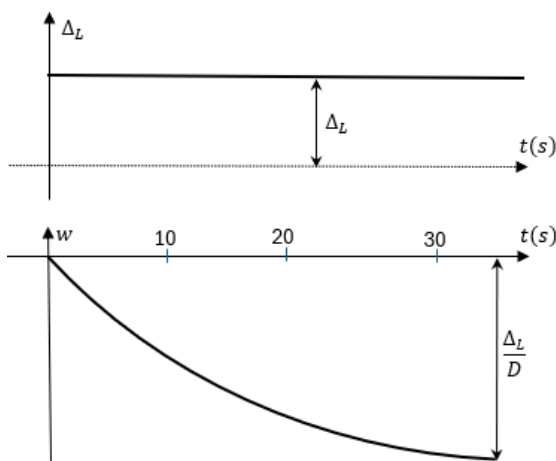
$$P_L = P_{LO} + D \Delta f$$

Donde:

- P_{LO} - potencia de carga a frecuencia nominal.

- Δf variación de frecuencia considerando una variación de potencia del 2% para una variación de frecuencia del 1%.
- D es el coeficiente de amortiguamiento, más comúnmente encontrado en sistemas eléctricos industrializados.

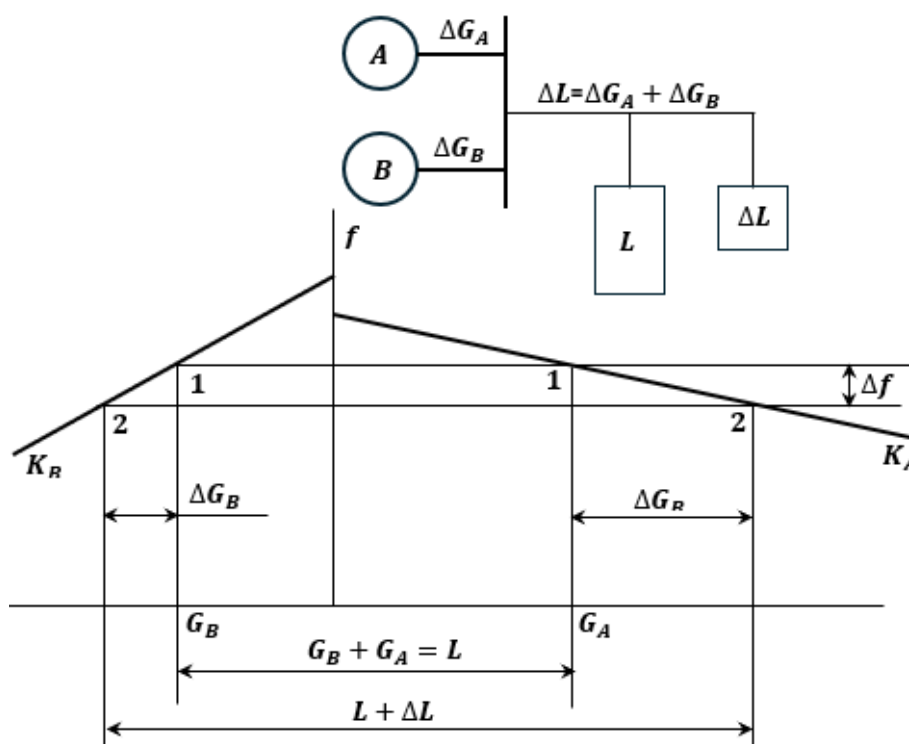
La figura muestra el comportamiento de la velocidad de una unidad después de una variación de carga, sin considerar la acción del regulador y sin considerar las oscilaciones durante el período transitorio.



3.1 - Control Primario Carga-Frecuencia

Después de esta descripción del comportamiento dinámico de las máquinas, podemos establecer los criterios de control para sistemas que operan con unidades en paralelo mediante reguladores conocidos como reguladores PROPORCIONALES, capaces de repartir variaciones de carga entre múltiples unidades.

El control carga-frecuencia está constituido por dos etapas de actuación. En la primera etapa, denominada control primario, los reguladores proporcionales de las unidades generadoras igualan la generación a la carga, sin ninguna responsabilidad de restablecer la frecuencia a su valor nominal. La actuación de los reguladores determina la potencia generada por cada unidad en proporción al valor del estatismo ajustado en cada regulador y en función del nuevo valor de frecuencia. En una segunda etapa se restablecerá el valor nominal de la frecuencia.



El estatismo (droop) es el valor en régimen permanente de la desviación de frecuencia Δf necesaria para producir una variación del 100% en la posición de los álabes directrices o en la potencia generada por la unidad. También puede expresarse en porcentaje mediante:

$$\frac{(f_a - f_b)}{f_0}$$

Donde:

- f_a es la frecuencia en vacío;
- f_b es la frecuencia a plena carga;
- f_0 es la frecuencia nominal;

Por ejemplo, consideremos una unidad generadora de 90 MW operando a una frecuencia nominal de 60 Hz y con el regulador ajustado a un estatismo del 5%. Calculemos la contribución de potencia de esta máquina ante una variación de frecuencia.

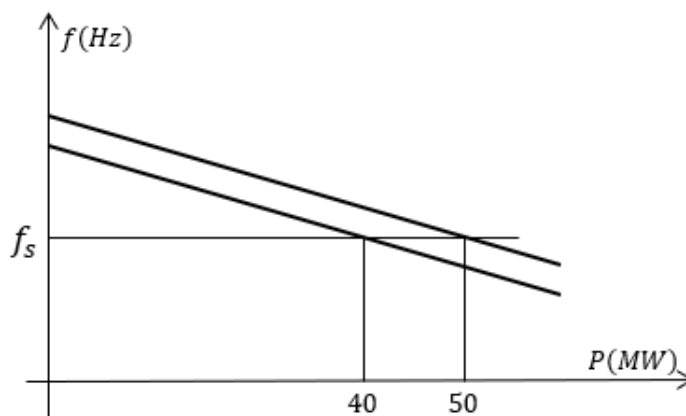
Sabemos que una variación total de la apertura de los álabes directrices, que produce una variación aproximada de 90 MW, requiere una variación de frecuencia del 5%; por lo tanto:

$$\Delta f = 0,05 \times 60 \text{ Hz} = 3 \text{ Hz}$$

$$K = \frac{90 \text{ MW}}{3 \text{ Hz}} = 30 \text{ MW/Hz}$$

Esta relación se conoce como la característica de regulación K y tiene gran importancia en el control primario carga-frecuencia, ya que establece la contribución de potencia en función de la variación de frecuencia.

Por ejemplo, consideremos una unidad generadora entregando 40 MW a una frecuencia de 59,2 Hz. Durante una redistribución de carga destinada a mejorar la frecuencia, se le solicita que genere 50 MW. El operador deberá entonces actuar sobre un mando normalmente instalado en el panel del regulador, denominado Ajuste de Referencia de Velocidad, desplazando la característica paralela mediante el ajuste del punto de referencia, de forma que la unidad genere la potencia especificada para la frecuencia del sistema, como indicado en la figura.



Obsérvese que, en el caso general de múltiples máquinas, la generación total se comporta como un sistema infinito respecto a una unidad individual. Por lo tanto, la acción sobre el Ajuste de Referencia de Velocidad de un regulador produce esencialmente una variación de la potencia generada por esa unidad y prácticamente ninguna influencia sobre el valor de la frecuencia del sistema.

Consideremos ahora un sistema constituido por dos unidades generadoras. La primera unidad posee un estatismo ajustado al 5% y una potencia nominal de 90 MW. La segunda unidad posee un estatismo del 4% y una potencia nominal de 120 MW. Determínese la nueva frecuencia del sistema y la contribución de cada máquina para una variación de carga de 40 MW.

Características de la Máquina 1:

$$\Delta f = 0,05 \times 60 \text{ Hz} = 3 \text{ Hz}$$

$$K_1 = \frac{90 \text{ MW}}{3 \text{ Hz}} = 30 \text{ MW/Hz}$$

Características de la máquina 2:

$$\Delta f = 0,04 \times 60 \text{ Hz} = 2,4 \text{ Hz}$$

$$K_2 = \frac{120 \text{ MW}}{2,4 \text{ Hz}} = 50 \text{ MW/Hz}$$

Por lo tanto:

$$K = K_1 + K_2$$

$$K = 30 + 50 = 80 \text{ MW/Hz}$$

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta f}$$

Nueva frecuencia:

$$60 \text{ Hz} - 0,5 \text{ Hz} = 59,5 \text{ Hz}$$

Contribución de la Máquina 1:

$$30 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} = \frac{\Delta P}{0,5 \text{ Hz}} \quad \Delta P = 15 \text{ MW}$$

Contribución de la Máquina 2:

$$50 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} = \frac{\Delta P}{0,5 \text{ Hz}} \quad \Delta P = 25 \text{ MW}$$

Otro aspecto importante es que, en centrales generadoras con muchas unidades, con frecuencia todas ellas quedan bajo la acción de un dispositivo de control denominado (JOINT-CONTROL), con el fin de facilitar la operación. Este dispositivo se comporta como un único regulador, poseyendo una característica propia y siendo capaz de distribuir equitativamente la generación de la central entre las diferentes unidades.

Para concluir el análisis del control primario carga-frecuencia, es fundamental definir el concepto de característica de un área constituida por un sistema con múltiples unidades generadoras.

Tenemos:

$$K_{\text{area}} = K_1 + K_2 + \dots + K_N$$

Suponiendo que

$$K_1 = 40 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \quad K_2 = 30 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \quad K_3 = 60 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \quad K_4 = 80 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}}$$

son las características de las cuatro unidades que suministran energía al área, y que $D = 15 \text{ MW/Hz}$ es el coeficiente de amortiguamiento del sistema.

$$K_{\text{area}} = 40 + 30 + 60 + 80 = 210 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}}$$

$$K_{\text{area}+D} = 210 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} + 15 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} = 225 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}}$$

Esto significa que, si la frecuencia disminuye 1 Hz, la carga del área habrá aumentado en 225 MW, ya que:

$$\Delta f = \frac{\Delta L}{K_{\text{area}} + D}$$

3.2 - Control Secundario o Suplementario Carga-Frecuencia

Después de concluida la regulación primaria, surge otro problema. Aunque la variación de carga ha sido distribuida entre las unidades del sistema, la frecuencia se estabiliza en un valor diferente del nominal.

En esta segunda etapa de regulación, denominada regulación secundaria o regulación suplementaria carga-frecuencia, la frecuencia es restablecida mediante una actuación manual o automática sobre el Ajuste de Referencia de Velocidad de todas o de algunas de las unidades generadoras del sistema.

Esta actuación automática es realizada por un Controlador de Área, constituido por un sistema computacional que actúa sobre los ajustes de referencia de velocidad de los reguladores de las unidades generadoras con el objetivo de restablecer la frecuencia a su valor nominal, es decir: $\Delta f = 0$.

4 - SISTEMAS INTERCONECTADOS

Hasta este punto hemos considerado un conjunto de máquinas operando en paralelo como un sistema eléctrico. En realidad, a medida que el uso de la energía eléctrica se fue expandiendo, las áreas de concesión de las diversas empresas eléctricas se volvieron adyacentes e incluso superpuestas.

Como consecuencia, las empresas de una región pasaron a constituir un ÁREA, y el conjunto de las ÁREAS interconectadas pasó a constituir un SISTEMA, dando origen al Sistema Interconectado Nacional de Brasil (SIN).

Con el fin de aumentar la confiabilidad de este sistema, las empresas vecinas que forman un área mantienen una reserva giratoria, de manera que puedan prestarse apoyo mutuamente cuando sea necesario, garantizando así la continuidad del suministro a los consumidores. Esta reserva permite atender emergencias tanto dentro de un área como entre diferentes áreas.

A través de las líneas de interconexión entre áreas se establecen intercambios programados de potencia y energía, haciendo que la operación siga los valores establecidos por los estudios de flujo de potencia y por los acuerdos comerciales celebrados entre las empresas, buscando siempre la reducción de los costos de instalación y de operación.

Como ejemplo de reducción de los costos de instalación puede citarse la no coincidencia de las demandas máximas de las distintas áreas, reduciendo así la cantidad de generación instalada necesaria.

Con el objetivo de reducir los costos de operación, se procura un mejor aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos mediante el uso de las diferencias entre los períodos de lluvias, es decir, generando energía en las áreas cuyos embalses se encuentran llenos, evitando así una mayor utilización de generación térmica.

Las interconexiones también permiten una operación más económica de las unidades generadoras, ya que es posible generar energía en un área a un costo inferior al que tendría producir esa misma energía simultáneamente en áreas vecinas.

Actualmente también se consideran otras fuentes renovables de energía dentro de la operación del SIN, tales como energía eólica, energía solar, biomasa y otras, con el objetivo de optimizar aún más la operación del sistema.

El criterio de regulación primaria en áreas interconectadas es idéntico al utilizado en un área aislada. Los reguladores se limitan a establecer un nuevo valor de frecuencia de acuerdo con la característica de estatismo definida. La regulación secundaria, sin embargo, es diferente en sistemas interconectados, ya que además de restablecer la frecuencia supervisa los flujos de potencia en las líneas de interconexión, procurando mantener los valores establecidos por los estudios de flujo de potencia y por los acuerdos comerciales celebrados entre las empresas y la ANEEL.

Existen tres métodos de regulación secundaria para sistemas interconectados:

4.1 - Control de Frecuencia Constante

En este método, Control de Frecuencia Constante (Flat Frequency-Flat Tie-Line Control), un área controla la frecuencia mientras otra área controla la potencia intercambiada por las líneas de interconexión. Este método no es satisfactorio porque no restringe la variación de generación al área donde ocurrió la variación de carga, provocando fluctuaciones en los flujos de potencia de las interconexiones.

4.2 - Control Selectivo de Frecuencia

En este método, Control Selectivo de Frecuencia (Selective Frequency Control), las áreas controlan simultáneamente la frecuencia y la potencia únicamente en el área donde ocurrió la variación de carga, bloqueando la actuación del control en las demás áreas y no permitiendo ayudas superiores a los valores programados. Este método normalmente se limita a sistemas donde existen grandes diferencias de capacidad de generación entre las áreas. El control de frecuencia permanece entonces bajo la responsabilidad del área que posee una capacidad de generación muy superior a la de las demás.

4.3 - Control de Potencia con Corrección por Frecuencia

Dado que este método, Control de Potencia con Corrección por Frecuencia (Tie-Line Bias Control-TLB), es el más utilizado en los grandes sistemas interconectados de Europa y de los Estados Unidos, y también constituye el criterio adoptado en Brasil, procederemos a analizarlo con mayor detalle.

Su objetivo básico es restablecer el equilibrio entre las variaciones de carga y generación dentro de un área, buscando reducir a cero tanto la desviación de frecuencia como la desviación de potencia en las líneas de interconexión.

Para ello se define una magnitud denominada Error de Control de Área (ACE – Area Control Error). Esta magnitud está compuesta por dos términos: uno correspondiente al error de potencia en la interconexión y otro correspondiente a la desviación de frecuencia multiplicada por un factor ajustable denominado B , que representa la característica de regulación secundaria (BIAS), expresada en MW/Hz, y que establece la participación del error de frecuencia en la regulación del área.

De esta forma se obtiene:

$$E = (T_1 - T_0) - B(f_1 - f_0)$$

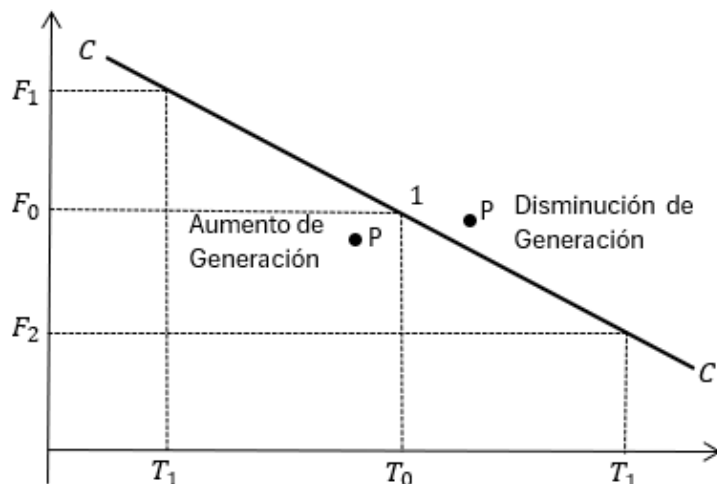
Donde:

- E - Error de Control de Área
- T_1 – Potencia en la interconexión después de la variación de carga
- f_1 - Frecuencia después de la variación de carga
- T_0 – Potencia programada en la interconexión
- f_0 - Frecuencia nominal
- B – Parámetro definido por la relación entre la variación de potencia activa y la variación de frecuencia del área, para ser considerado en el cálculo del ACE cuando ocurra una variación de carga dentro del área

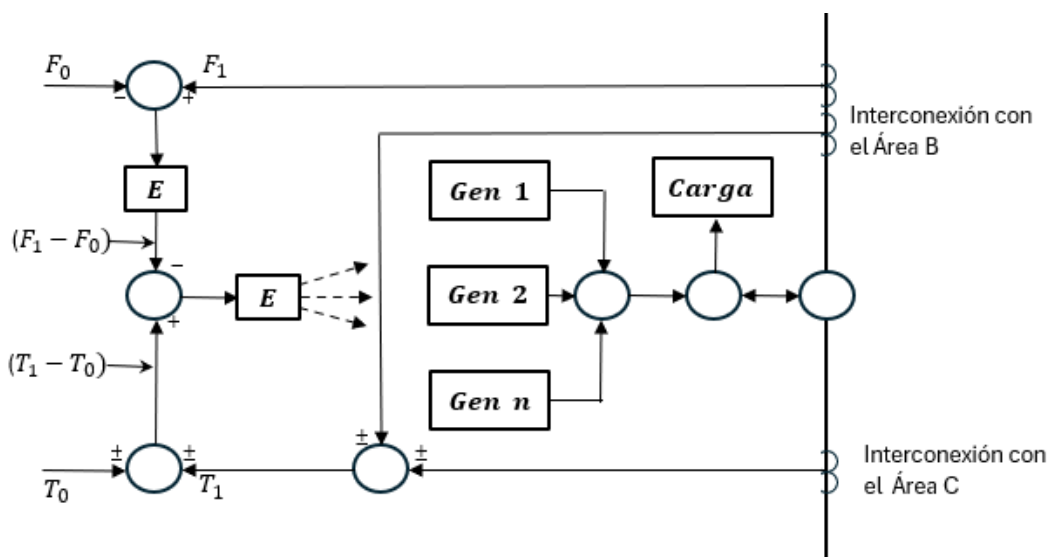
El objetivo de la regulación de área es calcular continuamente el valor de E y ajustar la generación del área afectada hasta llevar dicho valor a cero.

Para restringir la variación de generación al área donde ocurrió la variación de carga, el valor de BIAS se ajusta igual a la Característica del Área K , definida anteriormente en el apartado Control Primario Carga-Frecuencia.

Las características de control del método TLB (Control de Potencia con Corrección de Frecuencia) pueden representarse mediante la figura correspondiente. En dicha figura, la recta CC representa la característica de control del área, operando de tal manera que se reduzca E a cero. El punto 1 define la potencia de interconexión programada T_0 y la frecuencia nominal f_0 .



La figura presenta un diagrama de bloques del cálculo del error de control de área.



A partir de la ecuación:

$$E = (T_1 - T_0) - B(f_1 - f_0)$$

puede observarse que, siempre que un punto definido por las coordenadas $(T_1 - T_0)$ e $(f_1 - f_0)$, permanezca sobre la recta CC, el valor de E será igual a cero, ya que el desplazamiento horizontal es exactamente:

$$(T_1 - T_0) - B(f_1 - f_0)$$

es decir, el propio valor de E .

Cuando el punto se encuentra por encima de la recta CC, el valor de E es positivo, indicando la necesidad de reducir la generación del área. Cuando el punto se encuentra por debajo de la recta CC, el valor de E es negativo, indicando la necesidad de aumentar la generación del área.

En cada una de estas situaciones, el sistema automático de control del área donde ocurrió la variación de carga establece un nuevo nivel de generación mediante la actuación sobre los Ajustes de Referencia de Velocidad de algunas unidades generadoras (no es necesario actuar sobre todas ellas) pertenecientes al área afectada, hasta que el valor de E sea restablecido a cero.

En las demás áreas interconectadas, como no ocurrió ninguna variación de carga, la variación de potencia en las interconexiones es compensada por el término $B(f_1 - f_0)$ manteniendo el valor de E igual a cero. Para que esto ocurra, como ya se mencionó anteriormente, el valor de B para cada área debe ser igual a la característica de regulación primaria K de dicha área.

Esto se debe a que la variación de frecuencia Δf producirá en cada área, mediante la regulación primaria, una variación de potencia activa que circulará por las interconexiones, ya que en esas áreas no se produjo ninguna variación de carga.

Retomando la ecuación:

$$E = (T_1 - T_0) - B(f_1 - f_0)$$

y sustituyendo B por K_{area} , se obtiene:

$$E = (T_1 - T_0) - K_{area}(f_1 - f_0)$$

$$E = \Delta P - K_{area}\Delta f$$

Como

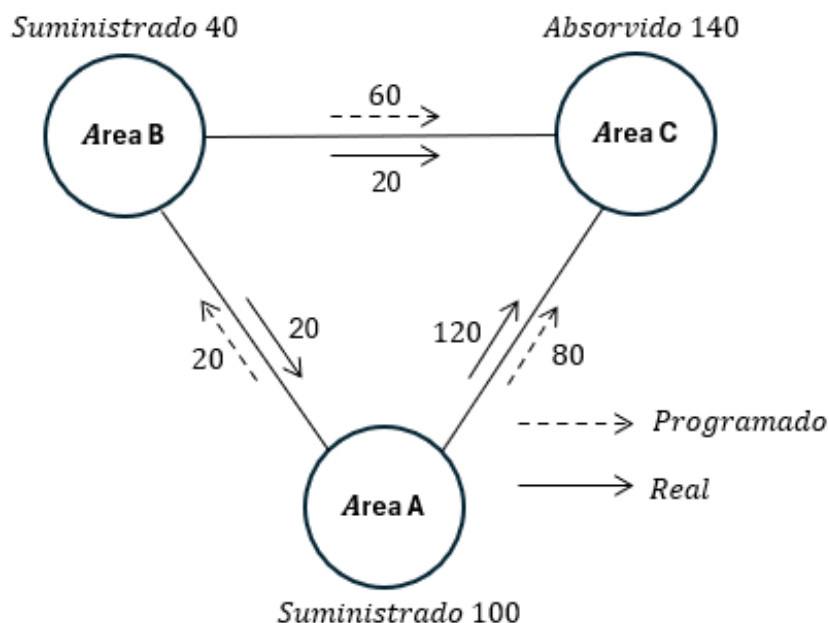
$$K_{area} = \frac{\Delta P}{\Delta f}$$

resulta:

$$E = \Delta P - \frac{\Delta P}{\Delta f}\Delta f = 0$$

Se concluye entonces que no existirá actuación de la regulación secundaria en las áreas donde no haya ocurrido variación de carga. Por razonamiento análogo, el valor de E será diferente de cero en el área donde efectivamente se haya producido la variación de carga.

Cuando un área posee líneas de interconexión con más de un área vecina, el valor de T_0 , correspondiente a la potencia programada de intercambio del área, se refiere a la suma de todos los intercambios realizados con las demás áreas. No existe ninguna obligación de mantener individualmente cada uno de esos intercambios en sus valores programados. Esta situación puede observarse en la figura siguiente.



INTERCONEXIÓN	INTERCAMBIO LÍQUIDO PROGRAMADO	INTERCAMBIO LÍQUIDO REAL
AB	20 PARA B	20 PARA A
AC	80 PARA C	120 PARA C
BC	60 PARA C	20 PARA C

ÁREA	INTERCAMBIO LÍQUIDO PROGRAMADO	INTERCAMBIO LÍQUIDO REAL
A	100 SUMINISTRADO	100 SUMINISTRADO
B	40 SUMINISTRADO	40 SUMINISTRADO
C	140 SUMINISTRADO	140 ABSORBIDO

Resumiendo, el control carga-frecuencia en áreas interconectadas se desarrolla según las siguientes etapas:

- Se produce un aumento de carga en una de las áreas y la frecuencia disminuye.
- Los reguladores de todas las unidades generadoras de todas las áreas participan en el aumento de generación para restablecer el equilibrio entre generación y demanda. Sin embargo, con un valor de frecuencia inferior al nominal. El área donde ocurrió el aumento de carga recibe una ayuda involuntaria denominada AYUDA DEL POOL (POOL ASSISTANCE).
- El CONTROLADOR DE ÁREA (AREA CONTROLLER) del área donde ocurrió la variación de carga actúa para restablecer simultáneamente la frecuencia y la potencia de intercambio de acuerdo con los criterios establecidos por el Error de Control de Área (ACE).

5 - DESPACHO ECONÓMICO

5.1 - Concepto y Objetivo

El control carga-frecuencia analizado en los capítulos anteriores opera en escalas de tiempo que van desde segundos, en el caso de la regulación primaria, hasta minutos, en el caso de la regulación secundaria, con el objetivo de mantener el equilibrio instantáneo entre generación y demanda. Sin embargo, la decisión acerca de qué centrales deben generar y cuánto debe generar cada una durante el día, la semana o el mes está orientada por un criterio económico denominado Despacho Económico.

El objetivo del Despacho Económico es distribuir la generación necesaria para atender la demanda entre las distintas unidades generadoras de un área, o de todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de manera que el costo total de operación sea mínimo, respetando simultáneamente las restricciones operativas y los criterios de seguridad del sistema. En el caso del sistema brasileño, predominantemente hidroeléctrico, esto implica decidir cuándo el agua debe almacenarse en los embalses y cuándo debe utilizarse para la generación de energía, considerando que el agua almacenada representa un recurso energético disponible para el futuro.

5.2 - El Papel del ONS en el Despacho Económico

En Brasil, corresponde al Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) coordinar y controlar la operación de las instalaciones de generación y transmisión integrantes del Sistema Interconectado Nacional. Para ello, el ONS desarrolla estudios y programas de operación destinados a garantizar que los recursos energéticos disponibles sean utilizados de la forma más eficiente posible, manteniendo simultáneamente los niveles adecuados de seguridad operativa.

La planificación de la operación del SIN se desarrolla en diferentes horizontes temporales:

- Plan Energético de Operación (PEN): El Plan Energético de Operación (PEN) se elabora anualmente y contempla un horizonte de varios años, definiendo las directrices estratégicas para la utilización de los recursos energéticos disponibles.
- Programa Mensual de Operación (PMO): El Programa Mensual de Operación (PMO) establece la planificación detallada para el mes siguiente, contando con la participación de los agentes del sector eléctrico.

- Programación Diaria de la Operación: La programación diaria define el despacho efectivo de generación y es actualizada a cada 30 minutos, para reflejar las condiciones reales del sistema.

La coordinación de la operación en tiempo real es realizada por el Centro Nacional de Operación del Sistema (CNOS), de acuerdo con las condiciones operativas (hidrológicas, demanda de energía, intercambios energéticos, programación de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, reservas operativas, etc.)

5.3 - Relación entre el Despacho Económico y el Control Carga-Frecuencia

El Despacho Económico actúa en escalas de tiempo mayores (minutos a horas) que las utilizadas por la regulación primaria y secundaria. Su función consiste en establecer los valores de referencia de potencia para las centrales generadoras. Estos valores de referencia son posteriormente enviados a las unidades generadoras, cuyos reguladores de velocidad realizan las acciones de regulación primaria y secundaria necesarias para mantener el equilibrio entre generación y carga.

En sistemas interconectados, el Despacho Económico también define los intercambios programados de potencia entre las distintas áreas. La regulación secundaria (TLB) actúa para mantener dichos intercambios próximos a los valores programados, mientras que el Despacho Económico recalcula periódicamente dichos valores en función de las condiciones energéticas y económicas del sistema.

5.4 - Despacho Económico con Fuentes Renovables Variables

La creciente participación de fuentes renovables intermitentes, como la generación eólica, solar fotovoltaica y biomasa, introduce nuevos desafíos para el Despacho Económico. Dado que estas fuentes presentan costos variables de producción reducidos y, al mismo tiempo, una generación dependiente de las condiciones meteorológicas, su incorporación exige una coordinación cada vez más compleja entre los procesos de planificación y operación del sistema.

Como consecuencia, resulta necesario disponer de modelos de previsión capaces de estimar con la mayor precisión posible la disponibilidad futura de estas fuentes. Asimismo, se requiere:

- Mayor flexibilidad operativa de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas para compensar las variaciones de generación de origen renovable;
- Requisitos de reserva operativa del sistema y los criterios utilizados para la programación de la generación.
- Redefinición de los conceptos de “reserva giratoria” para compensar la intermitencia.

Por esta razón, los modelos utilizados por el ONS para la planificación y operación del SIN incorporan de forma creciente las características operativas de estas fuentes renovables, reflejando la evolución de la matriz energética brasileña.

6 - CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD

Con el objeto de optimizar el funcionamiento de un regulador de velocidad, es decir, proporcionar condiciones adecuadas para la sincronización de una unidad generadora y mantener una operación estable frente a variaciones de carga, es necesario ajustar convenientemente sus parámetros.

Para ello se definirán inicialmente estos parámetros y las magnitudes utilizadas para determinar sus valores.

6.1 - Estatismo Permanente (*bp*)

Esta magnitud ya fue analizada anteriormente. El sistema eléctrico brasileño opera normalmente con un ajuste de estatismo permanente del 5%, siendo el rango de ajuste más común ofrecido por los fabricantes tradicionales de reguladores de velocidad de 0 a 10%.

6.2 - Estatismo Transitorio y Constante de Tiempo de Estatismo Transitorio

El Estatismo Transitorio (*bt*) y la Constante de Tiempo de Estatismo Transitorio (T_d) están relacionados con el hecho de que los sistemas hidráulicos, debido a sus características naturales, requieren reguladores con funciones adecuadas para obtener una regulación estable. Esta

característica natural del sistema hidráulico, del cual la turbina forma parte, es que inicialmente la variación de potencia desarrollada por la turbina ocurre en sentido contrario a la variación de la apertura de los álabes directrices. De esta manera, durante los primeros instantes posteriores a un aumento de apertura, la potencia mecánica desarrollada por la turbina disminuye y, en consecuencia, también disminuye la frecuencia.

Con el fin de compensar esta característica, se incorpora al circuito electrónico del regulador una función idéntica al estatismo permanente, pero que actúa únicamente durante el período oscilatorio. Por esta razón recibe el nombre de estatismo transitorio.

Por ejemplo, para una máquina de 120 MW, un ajuste de 5% de estatismo permanente y 50% de estatismo transitorio significa que las características de regulación K serán:

Estatismo permanente:

$$K = \frac{120MW}{0,05 \times 60Hz} = 40 \frac{MW}{Hz}$$

Estatismo Transitorio:

$$K = \frac{120MW}{0,5 \times 60Hz} = 4 \frac{MW}{Hz}$$

Esto significa que, para cada Hertz de aumento de frecuencia después de un alivio de carga, el sistema de control exige una contribución mucho menor de potencia de la turbina durante el período transitorio que durante el régimen permanente. Como resultado, el sistema de regulación transitoria puede, mediante un aumento significativo de la apertura de los álabes directrices, suministrar la potencia requerida por la característica de regulación en función de la variación de frecuencia.

6.3 - Constante de Tiempo de la Señal Acelerométrica (T_N)

Con el objetivo de mejorar sus características de regulación, el regulador dispone de una señal de aceleración proporcional a la derivada de la frecuencia respecto del tiempo. Esta señal tiene un efecto estabilizador, evitando oscilaciones prolongadas y reduciendo el tiempo de regulación, es decir, permitiendo que el sistema alcance más rápidamente su valor de régimen permanente. Se trata de un recurso extremadamente eficaz durante el proceso de sincronización de la unidad generadora, periodo en el que normalmente se producen grandes variaciones de frecuencia.

6.4 - Constante de Tiempo del Agua (T_W)

La Constante de Tiempo del Agua, representada por T_W , se expresa en segundos y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_W = \frac{LxVmax}{gxHn}$$

donde:

- L - longitud de la tubería forzada, en metros;
- $Vmax$, - velocidad máxima del agua, en metros por segundo;
- g - aceleración de la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$);
- Hn – salto nominal en metros

6.5 - Inercia Efectiva del Rotor (T_a)

La Inercia Efectiva del Rotor está definida por:

$$T_a = 2H$$

La constante de inercia H ($KW.s/kVA$ o segundos) representa el tiempo necesario para que la velocidad de la unidad varíe $0,5 pu$ bajo la acción de un par acelerador o desacelerador constante de $1,0 pu$.

6.6 - Constante de Inercia H

El valor de H puede determinarse mediante:

$$H = \frac{GD^2 n^2}{730000 x S}$$

donde:

- H – Constante de inercia en segundos
- GD^2 - Momento de inercia, del rotor, recordando que el momento de inercia es la integral de $R^2 dm$, en $t.m^2$
- n - velocidad del rotor en RPM;
- S - potencia nominal en MVA;

Ejemplo: Determinar el valor de H para:

$$P = 180 \text{ MVA}$$

$$n = 100 \text{ rpm}$$

$$GD^2 = 44.000 \text{ t.m}^2$$

$$H = \frac{44000 x 100^2}{730000 x 180} = 3,35s$$

El valor de H también puede determinarse por:

$$H = \frac{1,37 x 10^{-6} x GD^2 n^2}{S}$$

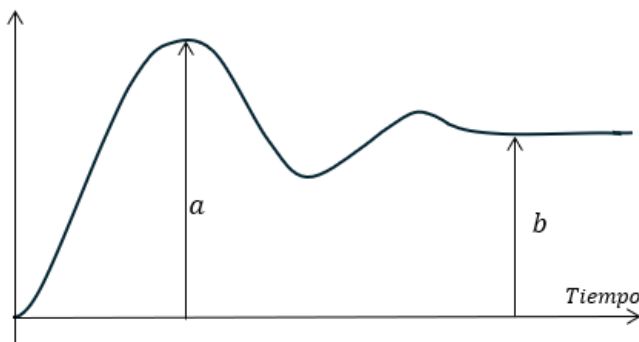
$$H = \frac{1,37 x 10^{-6} x 44000 x 100^2}{180}$$

$$H = 3,35$$

6.7 - Sobreoscilación (Overshoot)

La sobreoscilación se define como la relación entre la amplitud máxima de una oscilación y el valor de régimen permanente.

Así, si un sistema físico recibe una determinada excitación y su respuesta consiste en un movimiento oscilatorio amortiguado, la sobreoscilación estará dada por: $(a - b)/b$.



donde:

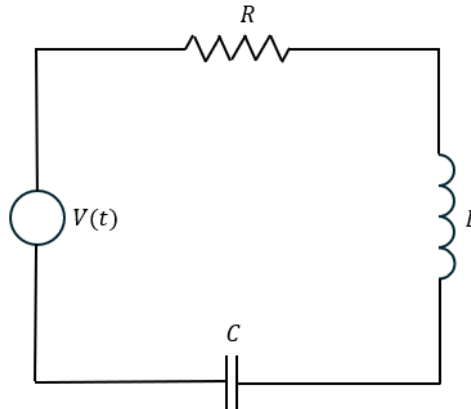
- a - valor máximo alcanzado durante la oscilación;
- b - valor final en régimen permanente.

6.8 - Función de Transferencia

Considerando un sistema físico cualquiera, la función de transferencia de dicho sistema se define como la relación entre la Transformada de Laplace de la variable de salida y la Transformada de Laplace de la variable de entrada, suponiendo condiciones iniciales nulas.

Debe observarse que el método de la Transformada de Laplace sólo puede aplicarse a sistemas lineales y que las características dinámicas de un sistema lineal se representan mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales lineales.

Como ejemplo de sistema físico, considérese el circuito eléctrico RLC en serie representado en la figura siguiente, alimentado por una fuente de tensión $v(t)$. Si se desea analizar el comportamiento de la carga del condensador q , ésta constituirá la salida o respuesta del sistema.



Circuito RLC en Serie

Para determinar la función de transferencia de cualquier sistema deben seguirse los siguientes pasos:

- Formular la ecuación diferencial que representa el sistema.
- Determinar la Transformada de Laplace de dicha ecuación, considerando nulas todas las condiciones iniciales.
- Establecer la relación entre la transformada de la señal de salida y la transformada de la señal de entrada, obteniendo así la función de transferencia deseada.

En este caso la función de transferencia es:

$$F(s) = \frac{Q(s)}{V(s)}$$

La ecuación diferencial del circuito es:

$$V(t) = Ri + L \frac{di}{dt} + \frac{1}{c} \int i dt$$

Como

$$i = \frac{dq}{dt}$$

entonces:

$$V(t) = L \frac{d^2q}{dt^2} + R \frac{dq}{dt} + \frac{q(t)}{c}$$

Aplicando la Transformada de Laplace y considerando condiciones iniciales nulas:

$$V(s) = Ls^2Q(s) + RQ(s) + \frac{Q(s)}{c}$$

Por lo tanto:

$$\frac{Q(s)}{V(s)} = \frac{1}{Ls^2 + R + \frac{1}{c}}$$

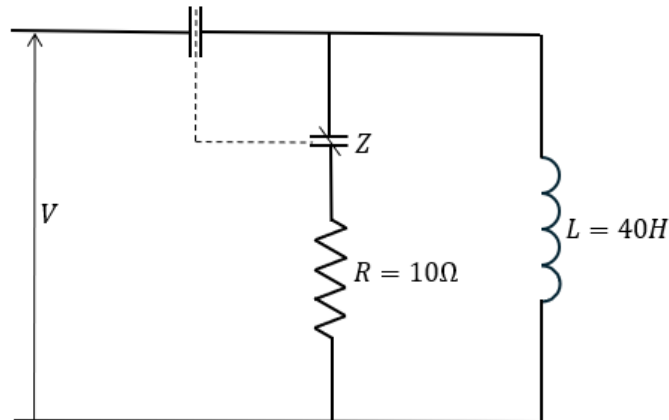
6.9 - Constante de Tiempo (T)

Siempre que un sistema físico que se encuentra en equilibrio recibe una excitación y tiende hacia otra posición de equilibrio, sin variar indefinidamente, la expresión matemática que describe este comportamiento tiene forma exponencial:

$$y = y_0 e^{-at}$$

Por definición, la constante de tiempo es el valor de tiempo que hace $at = 1$.

Como ejemplo, considérese el circuito eléctrico mostrado en la figura siguiente.:



En un circuito resistivo-inductivo, la constante de tiempo está dada por:

$$T = \frac{L}{R} = \frac{40H}{10\Omega} = 4s$$

Esto significa que, cuatro segundos después de la apertura simultánea del contacto 1 y del cierre del contacto 2, la corriente i tendrá un valor igual a 0,37 veces la corriente existente en el instante de la maniobra.

En efecto:

$$i = 10e^{-R/L T}$$

entonces:

$$i = I_0 e^{-1}$$

O bien,

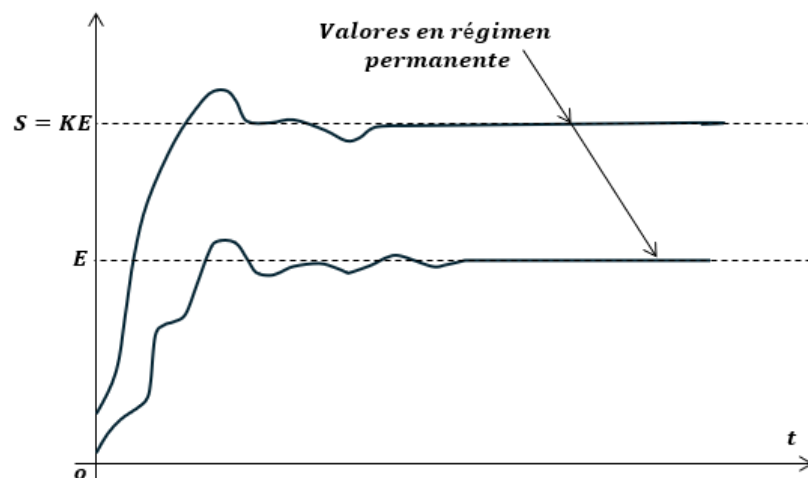
$$i = I_0 \frac{1}{e}$$

Por consiguiente:

$$i = 0,37 T_0$$

6.10 - Ganancia (K)

La ganancia (K) es la relación entre los valores de la señal de salida y de la señal de entrada cuando el sistema opera en régimen permanente.



Una vez establecidas estas definiciones, pasemos a los criterios de ajuste de un regulador de velocidad considerando tres situaciones distintas:

- Operación en sistemas aislados, o con el objetivo de facilitar la sincronización en grandes sistemas interconectados;
- Rechazo de carga;
- Operación en grandes sistemas interconectados.

En el primer caso, el regulador debe ajustarse de forma que proporcione condiciones favorables para la sincronización con grandes sistemas interconectados y permita que los sistemas aislados se estabilicen lo más rápidamente posible después de una variación de carga. Por lo tanto, la respuesta de frecuencia de la unidad generadora ante una variación de carga deberá estabilizarse en el menor tiempo posible y con la menor sobreoscilación posible.

Para esta condición de operación, uno de los criterios utilizados para determinar los valores óptimos de los parámetros del regulador es:

$$bt = 1,5 \frac{T_w}{T_a}$$

$$T_d = 3 T_w$$

$$T_n = 0,5T_w$$

Los rangos de ajuste más comúnmente suministrados por los fabricantes son:

- bt : 0 a 100%
- T_d 0 a 20s
- T_n 0 a 10s

Para el análisis de los ajustes considerando el rechazo total de carga, la principal preocupación consiste en definir el tiempo de cierre de los álabes directrices de modo que exista compatibilidad entre los valores de sobrefrecuencia y el aumento de presión en la tubería forzada y en la cámara espiral. Esto se debe a que tanto la variación temporal de velocidad de la unidad como la variación instantánea de presión en el conducto hidráulico dependen directamente del tiempo de cierre de los álabes directrices. Cuanto menor sea el tiempo de cierre de los álabes directrices, mayor será el golpe de ariete desarrollado en la tubería forzada y en la cámara espiral, aumentando consecuentemente los costos de las estructuras hidráulicas. Por otro lado, cuanto mayor sea el tiempo de cierre de los álabes directrices, mayor será la sobrefrecuencia de la unidad, incrementando el costo de fabricación del generador, ya que el rotor deberá soportar mayores esfuerzos centrífugos.

Para ajustar el tiempo de cierre de los álabes directrices es necesario actuar tanto sobre los circuitos electrónicos del regulador como sobre las válvulas incorporadas al circuito hidráulico. Esto se debe al hecho de que el rechazo de carga puede producirse por la apertura manual del interruptor del generador, situación en la cual el cierre de los álabes directrices es comandado por el circuito electrónico del regulador. En estas condiciones, los ajustes definidos para el primer caso, es decir, para operación en sistemas aislados, también deberán satisfacer los requisitos de sobrefrecuencia y sobrepresión. Si el rechazo de carga es consecuencia de una condición de emergencia de la unidad generadora, en la cual la electroválvula de cierre rápido es energizada y actúa directamente sobre el circuito hidráulico, el tiempo de cierre de los álabes directrices será determinado por los ajustes de dichas válvulas.

Como ejemplo, consideremos una unidad con las siguientes características:

- Potencia nominal: 180 MVA;
- Velocidad nominal: 100 rpm;
- Sobrepresión admisible en la cámara espiral: 30%.

Supóngase un tiempo de cierre de los álabes directrices de 8 segundos. Determinemos la sobre frecuencia que se producirá como consecuencia de un rechazo total de carga. Para ello es necesario conocer el GD^2 natural, que corresponde al GD^2 de un generador diseñado al menor costo posible, más un 5% correspondiente al GD^2 de la turbina. A partir de este valor de GD^2 y considerando los valores nominales de potencia y velocidad, se determina la inercia efectiva del rotor:

$$T_a = 2H$$

y, a partir de ella, la sobre frecuencia resultante. En este caso:

$$GD^2 = 44.000 \text{ tm}^2$$

resultando:

$$T_a = 2H = 3.35 \text{ s}$$

Para un tiempo de cierre de 8 segundos, la sobre frecuencia alcanza un valor del 58%, valor que no puede ser aceptado. Para resolver este problema, un procedimiento consistiría en fijar la sobre velocidad al 40 % y, para ello, aumentar el valor de GD^2 o disminuir el tiempo de cierre, permitiendo una mayor sobre presión. En esta solución, se debe comparar el aumento del precio del generador y de la tubería forzada.

En grandes sistemas interconectados, es un criterio general que, si una unidad opera satisfactoriamente en un sistema aislado, inevitablemente operará de la misma manera en un sistema interconectado. Este criterio presupone que las demás unidades del sistema operan con características dinámicas razonables o que el sistema se estabiliza rápidamente tras variaciones de carga. Por lo tanto, los valores obtenidos para ajustar el período de sincronización también son adecuados para la operación de la unidad bajo carga.

Sin embargo, algunos fabricantes de reguladores disponen de ajustes específicos que se aplican después del cierre del interruptor del generador, es decir, durante la operación cargada en sistemas interconectados, con el objetivo de obtener una buena calidad de regulación incluso en condiciones desfavorables de carga. Uno de los criterios utilizados para determinar dichos ajustes consiste en realizar pruebas durante la puesta en servicio de la unidad.

6.11 - Ejemplo Específico de un Fabricante

Ajustes para la fase de sincronización (Interruptor abierto) o operación en sistemas aislados:

- bt : 0 a 90%, ajuste continuo;
- T_d : 0, 2, 4, 6, 8, 10, 15 y 20 segundos

Ajustes para operación cargada en grandes sistemas interconectados (Interruptor cerrado)

- $bt = 4\%$ $T_d = 2 \text{ s}$
- $bt = 12\%$ $T_d = 3 \text{ s}$
- $bt = 24\%$ $T_d = 5 \text{ s}$
- $bt = 36\%$ $T_d = 7 \text{ s}$
- $bt = 60\%$ $T_d = 10 \text{ s}$

Los ajustes correspondientes a la fase de sincronización se determinan utilizando el procedimiento descrito anteriormente y se analiza el comportamiento de la unidad durante dicho período. Del mismo modo, durante la operación bajo carga en un sistema interconectado, se selecciona la posición para la cual la máquina presenta el mejor desempeño.

Como conclusión, consideremos una simulación realizada en computador digital utilizando los datos de la unidad generadora y de los ajustes del regulador. La simulación consistió en aplicar una variación del 2% en el Ajuste de Referencia de Velocidad y registrar los valores de

frecuencia, potencia mecánica, posición de los álabes directrices y velocidad de movimiento de estos.

Los ajustes fueron establecidos considerando la operación en sistemas aislados o condiciones destinadas a facilitar la sincronización. Por lo tanto:

$$bt = 1,5 \frac{T_w}{T_a} = 1,5 \frac{2,62}{6,68} = 0,6$$

$$T_d = 3T_w = 3 \times 2,62 = 8$$

$$T_n = 0,5T_w = 0,5 \times 2,62 = 1,3$$

Con estos ajustes, se supuso que la máquina operaba en un sistema con un coeficiente de amortiguamiento igual a 0,5, un criterio bastante conservador. Aun bajo estas condiciones, el análisis de la respuesta de frecuencia mostró una sobreoscilación del 20% y un tiempo de establecimiento de 12 segundos, lo que caracteriza una buena regulación. Para un sistema con coeficiente de amortiguamiento igual a 2, valor típicamente encontrado en el sistema eléctrico del sudeste de Brasil, se obtendría una regulación aún mejor.

Analizando el comportamiento de las variables impresas por el programa de simulación, puede observarse que durante las primeras iteraciones se produce una apertura significativa de los álabes directrices, no solamente como respuesta a la variación del ajuste de referencia de velocidad, sino principalmente como consecuencia de la reducción de la frecuencia y de la potencia mecánica, exactamente como fue descrito en el análisis del estatismo transitorio.

Un análisis más detallado permite observar que:

- Durante la primera iteración se produce el mayor desplazamiento de los álabes directrices debido a la actuación del estatismo transitorio, compensando la reducción de frecuencia y de potencia mecánica;
- El valor de la frecuencia se estabiliza de acuerdo con el ajuste de referencia de velocidad, es decir, con un incremento del 2%;
- El valor de la potencia mecánica se estabiliza de acuerdo con la variación de frecuencia y con el coeficiente de amortiguamiento del sistema. En este caso: $2\% \times 0,5 = 1\%$ de incremento de la potencia mecánica;
- La posición de los álabes directrices se estabiliza de manera análoga a la potencia mecánica, con una variación positiva de recorrido del 1%.

7 - REFERENCIAS SOBRE LA OPERACIÓN DEL SIN Y DEL ONS

Con el objetivo de complementar la bibliografía de este documento con referencias oficiales y actualizadas sobre la operación del Sistema Interconectado Nacional y el papel desempeñado por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico, se recomiendan las siguientes fuentes:

1. ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>

2. ONS. Procedimientos de Red – Submódulo 1.1: Operador Nacional del Sistema Eléctrico y Procedimientos de Red – Visión General:

<https://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede>

3. ONS. Plan Energético de Operación (PEN).

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/planejamento-da-operacao>

4. ONS. Programa Mensual de Operación (PMO).

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/programa-mensal-de-operacao>

5. ONS. Historia de la Operación del Sistema Interconectado Nacional:

<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes>

6. ONS. Informe Anual:

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/relatorios-anuais>

7. CCEE – Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica. Costo Marginal de Operación (CMO):

<https://www.ccee.org.br>

8 - BIBLIOGRAFÍA

Control Frecuencia-Potencia en Sistemas Eléctricos de Potencia - RUDOLF SAUER.

Power - System interconnections - NATHAN COHN