

# Regulación de frecuencia y potencia

Pablo Ledesma  
Universidad Carlos III de Madrid

21 de septiembre de 2008

## Índice

<b>1. Fundamentos del control de frecuencia y potencia</b>	<b>2</b>
1.1. Equilibrio entre demanda y generación . . . . .	2
1.2. El generador síncrono como elemento regulador de potencia . . .	3
1.3. Regulación primaria, secundaria y terciaria . . . . .	4
<b>2. Regulación primaria</b>	<b>6</b>
2.1. Función de transferencia del generador . . . . .	6
2.2. Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia . . . . .	7
2.3. Regulador isócrono aplicado a un único generador de un sistema	9
2.4. Reguladores con característica frecuencia-potencia negativa . . .	11
2.5. Participación en la regulación primaria de generadores en paralelo	12
2.6. Cambio de la potencia de referencia . . . . .	16
2.7. Regulación primaria en un sistema con carga dependiente de la frecuencia . . . . .	17
<b>3. Regulación secundaria</b>	<b>18</b>
3.1. Control automático de la generación en un sistema aislado . . . .	18
3.2. Control automático de la generación en un sistema con dos áreas	19
3.3. Control automático de la generación en un sistema con más de dos áreas . . . . .	27
3.4. Algunos aspectos prácticos del control automático de la generación	28
<b>4. Otros mecanismos de regulación</b>	<b>28</b>
4.1. Regulación terciaria . . . . .	28
4.2. Control de tiempo . . . . .	29
4.3. Reservas de regulación en el Sistema Eléctrico Español . . . . .	29
4.4. Integración del control frecuencia-potencia en el mercado eléctrico español . . . . .	30
<b>5. Deslastre de cargas e interrumpibilidad</b>	<b>31</b>

# 1. Fundamentos del control de frecuencia y potencia

La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de unos límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos. Por ejemplo, algunos motores pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñados, y relojes y automatismos que miden el tiempo en función de la frecuencia de alimentación pueden adelantar o atrasar.

## 1.1. Equilibrio entre demanda y generación

La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga. En régimen permanente todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema (50 Hz). Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual, descontando las pérdidas, al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores, éstos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente.

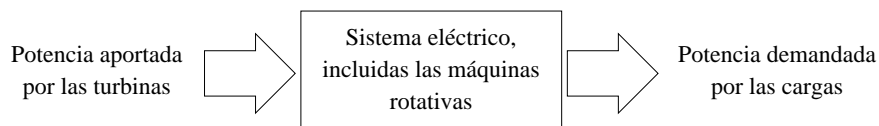


Figura 1: Balance de energía en un sistema eléctrico.

Otra forma de considerar esta dependencia es en términos de balance energético. Mientras un sistema opera en régimen permanente, la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas, descontando las pérdidas. Esta relación se muestra gráficamente en la figura 1. Si aumenta la potencia eléctrica consumida por las cargas, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda sólo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas. La reducción de la energía cinética en los generadores síncronos equivale a la disminución de su velocidad de giro, de modo que cae la frecuencia eléctrica del sistema.

Consideremos por ejemplo un sistema en régimen permanente, con una frecuencia de 50 Hz, en el que se demandan 10000 MW y en el que la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas es  $W_c = 100000$  MJ. Si en un momento dado la demanda aumenta en 100 MW, podemos escribir

$$\frac{dW_c}{dt} = -100 \text{ MW} \quad (1)$$

Por otro lado, en el instante inicial

$$\frac{dW_c}{dt} = \frac{d\left(\frac{1}{2}J\omega^2\right)}{dt} = J\omega_o \frac{d\omega}{dt} = 2 \frac{\frac{1}{2}J\omega_o^2}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} = 2 \times 100000 \text{ MJ} \frac{1}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} \quad (2)$$

donde  $J$  es la inercia de todas las máquinas rotativas,  $\omega$  es la frecuencia en radianes por segundo y  $\omega_o$  es la frecuencia inicial. Igualando las expresiones 1 y 2, y despejando la variación inicial de frecuencia respecto a la frecuencia inicial:

$$\frac{1}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} = \frac{-100 \text{ MW}}{2 \times 100000 \text{ MJ}} = -0,0005 \text{ s}^{-1} \quad (3)$$

Lo cual indica que, en el sistema considerado, un incremento de demanda de 100 MW, es decir del 1 %, provoca que la frecuencia comience a caer a razón de un 0,05 % cada segundo, es decir  $0,0005 \text{ s}^{-1} \times 50 \text{ Hz} = 0,025 \text{ Hz/s} = 1,5 \text{ Hz/min}$ . Si no actuase algún mecanismo corrector, esta pequeña variación de carga provocaría un colapso del sistema en pocos minutos.

Este ejemplo ilustra la necesidad de un sistema de control que regule la potencia mecánica entrante a los generadores síncronos, de manera que la frecuencia del sistema se mantenga estable al variar la demanda. Este sistema de control existe en todos los sistemas eléctricos y trata de mantener una frecuencia de referencia que depende de cada sistema y que es, o bien 50 Hz (por ejemplo en Europa), o bien 60 Hz (por ejemplo en Estados Unidos)<sup>1</sup>. La elección de las frecuencias 50 y 60 Hz es arbitraria y responde a razones históricas. Los argumentos más citados a favor de una frecuencia baja son:

- Incremento lineal de la inductancia de las líneas con la frecuencia.
- Mejora del funcionamiento de motores con colectores.
- Reducción del acoplamiento magnético entre circuitos vecinos con la consiguiente disminución de interferencias electromagnéticas.

Y a favor de una frecuencia alta:

- Obtención de una iluminación más continua en algunas lámparas.
- Reducción de la sección de hierro necesaria en los circuitos magnéticos de los transformadores.

La unión de dos sistemas eléctricos con frecuencias distintas no puede realizarse directamente, y en caso de acoplarse deben hacerlo a través de un enlace de alta tensión de corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current) que actúa como interfaz entre ambos sistemas.

## 1.2. El generador síncrono como elemento regulador de potencia

El elemento básico para ejercer el control frecuencia-potencia en un sistema eléctrico es el generador síncrono. La figura 2 muestra el esquema básico de un

<sup>1</sup>La frecuencia eléctrica más extendida en el continente americano es 60 Hz, salvo en la zona meridional (Argentina, Chile, Uruguay, Paraguay y Bolivia) donde es 50 Hz. En casi toda Europa, Asia y África es 50 Hz salvo algunas excepciones como Arabia Saudita y Corea del Sur, donde es 60 Hz. En algunos países incluso coexisten o han coexistido ambas frecuencias, por ejemplo en Japón o Brasil. En Australia y Nueva Zelanda la frecuencia es 50 Hz.

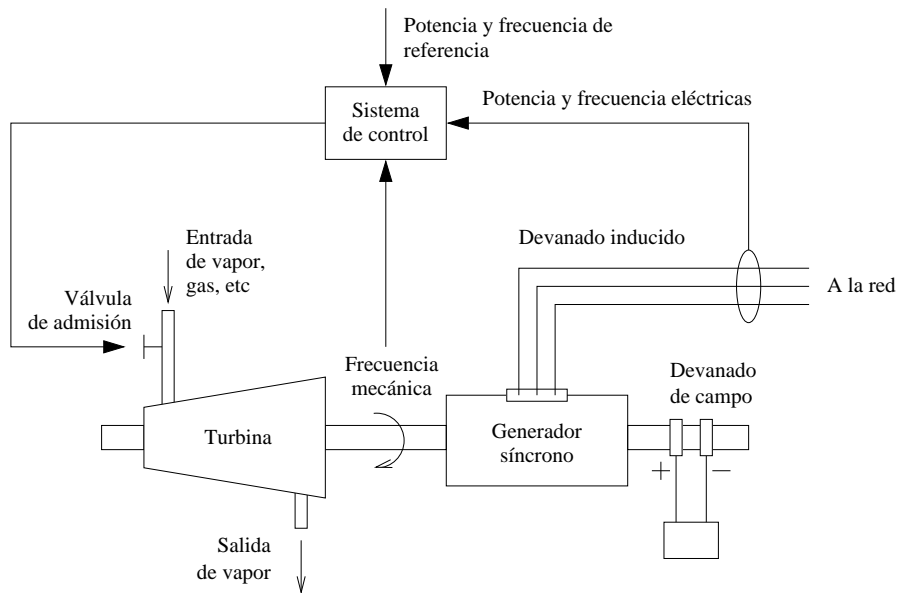


Figura 2: Elementos principales de un generador síncrono en el control de frecuencia.

generador síncrono con una turbina que puede ser de vapor, de gas o de agua. La válvula de admisión a la turbina permite regular el flujo entrante a la misma y, por lo tanto, la potencia mecánica aportada al generador síncrono.

En la figura 2 pueden verse las principales variables involucradas en el control de frecuencia-potencia. Es frecuente emplear como entrada del sistema de control la velocidad de giro del eje, más fácil de procesar que la frecuencia eléctrica. Otra entrada al sistema es la consigna de potencia, recibida desde el exterior de la planta. La variable sobre la que actúa el control es siempre la válvula de admisión a la turbina.

Otros elementos que pueden estar presentes en un sistema eléctrico y contribuir al flujo de potencia activa son los enlaces de corriente continua, los transformadores desfasadores y los sistemas electrónicos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System). Sin embargo son menos frecuentes, y su influencia sobre el control de frecuencia-potencia en la mayoría de los sistemas es reducida en comparación con la de los generadores síncronos.

### 1.3. Regulación primaria, secundaria y terciaria

Como la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse indistintamente de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. De manera breve puede decirse que la frecuencia del sistema y los flujos de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y la potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas.

Aunque hablando estrictamente la frecuencia de un sistema eléctrico sólo es la misma en todos sus nudos cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia asumimos que las desviaciones

del punto de equilibrio son pequeñas y que la frecuencia puede considerarse la misma en todos los nudos del sistema. Por ello el control de frecuencia es un problema que se aborda de manera global. En este sentido es distinto al control de tensión, eminentemente local y que afecta, salvo en casos muy especiales como el colapso de tensión, a un conjunto limitado de nudos. Así, los sistemas de control de frecuencia y de tensión se conciben de forma independiente, aprovechando el débil acoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y las tensiones, por un lado, y el flujo de potencia activa, los ángulos de tensión y la frecuencia, por otro.

La potencia generada en cada planta debe atender también a otros requerimientos además de la frecuencia, fundamentalmente compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas de control vecinas. En la actualidad, dada la extensión geográfica alcanzada por los sistemas eléctricos modernos y la variedad de instituciones involucradas en su organización, éstos se dividen en áreas interconectadas para facilitar su gestión técnica y económica. Las transacciones de energía en un instante determinado entre áreas quedan programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de energía para hacer frente a sus posibles desequilibrios entre generación y demanda.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas
- Se mantenga la suficiente energía de reserva

Todo ello, además, debe organizarse dentro del marco regulatorio vigente que corresponde a un mercado de energía competitivo.

Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico:

**El control primario** es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.

**El control secundario** opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

**El control terciario** opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

Desde la liberalización del sector eléctrico, que en España comenzó con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, los tres niveles de control se engloban, al igual que otros servicios de gestión técnica, dentro del conjunto de los servicios complementarios.

## 2. Regulación primaria

En España, según se establece en los Procedimientos de Operación elaborados por el Operador del Sistema [3]:

“La regulación primaria tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia.”

Las siguientes secciones describen de forma razonada el mecanismo de la regulación primaria y su efecto sobre el sistema eléctrico [1, sec. 11.1.1 a 11.1.3].

### 2.1. Función de transferencia del generador

El conjunto eje-turbina de un generador síncrono gira sometido a dos pares opuestos: el par mecánico  $T_m$  aportado desde la turbina tiende a acelerar el eje, mientras el par electromagnético  $T_e$  tiende a frenarlo. La ecuación básica de este movimiento es

$$J \frac{d^2 \theta_r}{dt^2} = (T_m - T_e) \quad (4)$$

donde  $J$  es el momento de inercia y  $\theta_r$  es el ángulo del rotor. En lugar de la derivada segunda del ángulo podemos escribir

$$\frac{d^2 \theta_r}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d(\omega_r - \omega_o)}{dt} = \frac{d\Delta\omega_r}{dt} \quad (5)$$

donde  $\omega_r$  es la velocidad del rotor,  $\omega_o$  es la velocidad de referencia y  $\Delta\omega_r$  es la desviación de velocidad. De esta forma, podemos escribir la ecuación 4 como

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} (T_m - T_e) \quad (6)$$

Si tomamos como potencia base  $S_{base}$  la potencia nominal de la máquina, como frecuencia base  $\omega_{base}$  la frecuencia de referencia y como par base  $T_{base} = S_{base}/\omega_{base}$ , podemos dividir el miembro de la izquierda de la ecuación anterior entre  $\omega_{base}$ , y el miembro de la derecha entre  $S_{base}/(T_{base}\omega_{base}^2)$ . Entonces queda, en valores unitarios

$$\frac{d\Delta\omega_r[pu]}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m[pu] - T_e[pu]) \quad (7)$$

Donde  $H$  es la constante de inercia, definida como

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{base}^2}{S_{base}} \quad (8)$$

La constante de inercia  $H$  es un parámetro muy utilizado en el control de sistemas eléctricos, y representa la energía cinética acumulada en el eje a la velocidad de sincronismo dividida entre la potencia base.

De aquí en adelante expresaremos todas las variables en valores unitarios, de forma que la ecuación anterior queda

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (9)$$

Dado que el sistema de control regula la potencia eléctrica, que es un término más fácil de medir que el par electromagnético, es conveniente expresar la ecuación 9 en términos de potencia en vez de par. Para ello recordemos que la relación entre potencia y par es  $P = \omega_r T$ . Por tanto, considerando una desviación pequeña a partir de un estado inicial determinado por el subíndice 0, podemos escribir

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (10)$$

Tomando sólo los incrementos, y despreciando los de segundo orden,

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega_r \quad (11)$$

Luego en el eje

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0}) \Delta\omega_r \quad (12)$$

En régimen permanente  $T_{m0} = T_{e0}$ , y en por unidad  $\omega_0 = 1$ , por lo que queda

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (13)$$

Así pues considerando pequeños incrementos alrededor del régimen permanente, podemos escribir la ecuación 9 como

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (14)$$

ecuación que se conoce como ecuación de oscilación de la máquina síncrona, y cuyo diagrama de bloques es el representado en la figura 3

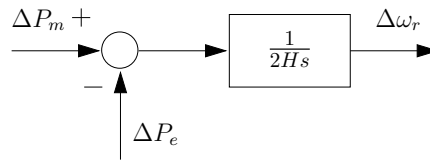


Figura 3: Función de transferencia entre la potencia y la frecuencia.

## 2.2. Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia

Algunas cargas demandan una potencia independiente de la frecuencia de alimentación, por ejemplo cargas resistivas destinadas a calentamiento o lámparas incandescentes para iluminación. Otras cargas, por el contrario, responden a un incremento de la frecuencia aumentando la demanda, por ejemplo muchos

ventiladores y bombas. En conjunto, la relación entre el incremento de demanda total  $\Delta P_e$  y el incremento de frecuencia en un sistema puede expresarse como

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta\omega_r \quad (15)$$

donde  $\Delta P_l$  es el incremento de potencia independiente de la frecuencia, y  $D$  es la constante que relaciona la variación de frecuencia con el incremento de potencia debido a ella. La constante  $D$  actúa como un mecanismo de amortiguamiento de la variación de frecuencia: todo aumento de frecuencia  $\Delta\omega_r$  provoca un ligero aumento de la demanda  $D\Delta\omega_r$ , que se opone al incremento de frecuencia inicial. La ecuación 15 corresponde al diagrama de bloques representado en la figura 4, que a su vez puede reducirse al diagrama de la figura 5.

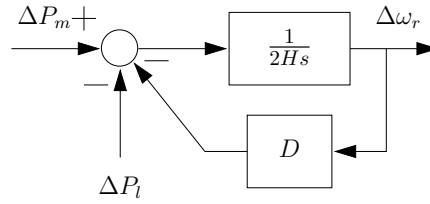


Figura 4: Efecto de la frecuencia sobre la demanda.

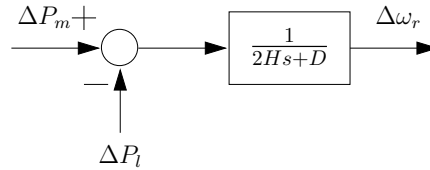


Figura 5: Diagrama de bloques reducido del efecto de la frecuencia sobre la demanda.

Si no existiese regulación de velocidad en los generadores síncronos, la respuesta del sistema frente a una variación de la demanda quedaría determinada por la constante de inercia  $H$  y por la constante de amortiguamiento  $D$ .

### Ejemplo

Sea un sistema formado por una planta con 2 unidades de 250 MVA y una carga de 200 MW. La constante de inercia  $H$  de cada unidad es 5 s, sobre una potencia base de 250 MVA. La carga varía un 2 % cuando la frecuencia varía un 1 %. Determinar:

1. El diagrama de bloques del sistema, sobre una potencia base de 500 MVA.
2. La desviación de frecuencia si la carga cae repentinamente 20 MW, suponiendo que no existe ningún control de frecuencia.

### Solución

La constante de inercia total, referida a una potencia base de 500 MVA es:

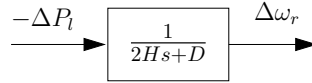
$$H = \frac{5 \text{ s} \times 250 \text{ MW} \times 2}{500 \text{ MW}} = 5 \text{ s} \quad (16)$$



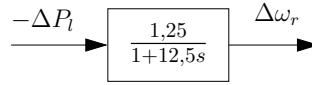
La constante de amortiguamiento  $D$ , referida a la misma potencia base es:

$$D = \frac{2 \times 200\text{MW}}{500\text{MW}} = 0,8 \quad (17)$$

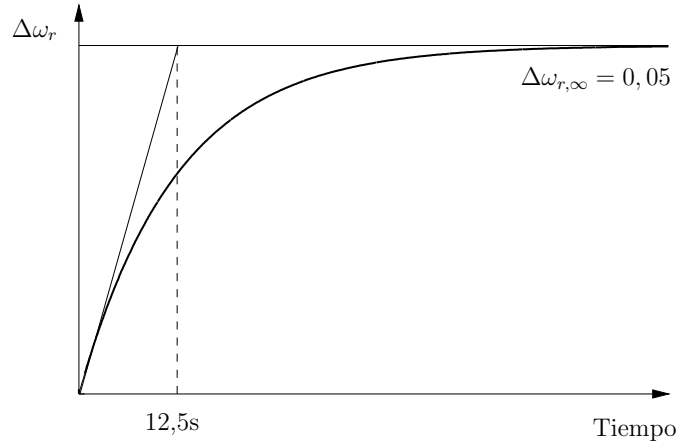
Teniendo en cuenta que no hay regulación de velocidad  $\Delta P_m = 0$ . Por tanto el diagrama de bloques del sistema queda:



Y sustituyendo valores:



Es decir, un sistema de primer orden con constante de tiempo 12,5 s. El incremento de carga es  $\Delta P_l = -20\text{MW} = -0,04\text{p.u.}$ , cuya transformada de Laplace es  $\Delta P_l(s) = \frac{-0,04}{s}$ . Es fácil comprobar que la respuesta en régimen permanente ante este incremento de carga es un incremento de frecuencia  $\Delta \omega_{r,\infty} = 0,04 \times 1,25 = 0,05\text{p.u.} = 0,05 \times 50 = 2,5\text{Hz}$ . La siguiente figura muestra la evolución de la frecuencia en función del tiempo.



Como puede comprobarse comparando este ejemplo con el anterior, el efecto amortiguador de la carga hace que la frecuencia se estabilice en vez de crecer indefinidamente. Sin embargo, la variación de la frecuencia (2,5 Hz ante una variación de la carga del 4%) sería inadmisibile en cualquier sistema eléctrico moderno. Se hace por tanto necesario aplicar un sistema de control que mantenga la frecuencia dentro de unos límites más estrechos.

### 2.3. Regulador isócrono aplicado a un único generador de un sistema

Con el fin de comprender el mecanismo de regulación de frecuencia, consideremos a partir del diagrama de bloques de la figura 5 un sistema de control que

cierre el bucle entre error de frecuencia y potencia mecánica mediante un acción integral. Este sistema de control es el representado en la figura 6, donde por simplicidad se han despreciado varias 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.

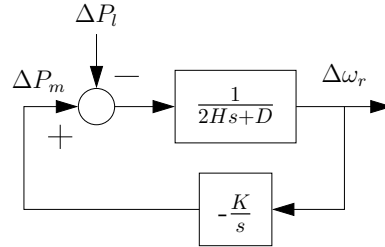


Figura 6: Esquema de un regulador isócrono.

La figura 7 muestra la respuesta temporal del regulador isócrono ante un aumento de la demanda. Inicialmente, la diferencia entre la potencia mecánica  $P_m$  y la potencia generada  $P_e$  hace que la velocidad de giro comience a decrecer, más o menos rápido según la inercia del rotor. El lazo regulador comienza entonces a incrementar la potencia mecánica, lo que se traduce en una ralentización de la caída de la velocidad. Cuando la potencia mecánica supera la potencia eléctrica, la velocidad comienza a crecer. Finalmente la velocidad de giro coincide con la de referencia y la potencia generada con la potencia demandada.

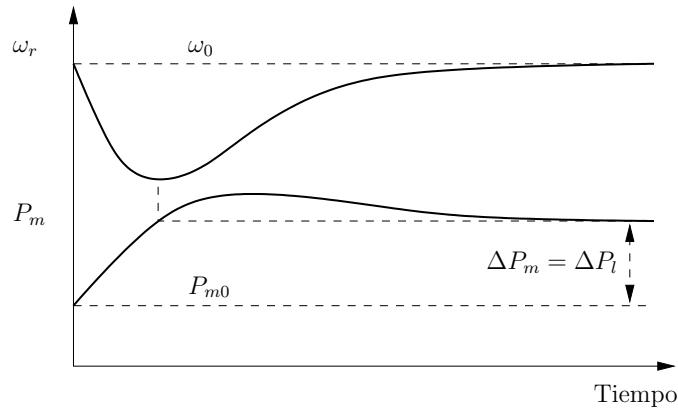


Figura 7: Respuesta de un regulador isócrono ante un escalón de demanda. Figura extraída de [1, fig. 11.7].

Este regulador, conocido como regulador isócrono porque mantiene la frecuencia constante en régimen permanente, funcionaría correctamente en un sistema aislado donde existiera un único generador síncrono, o bien donde el resto de los generadores no participara en el control primario de frecuencia. Sin embargo, si en un mismo sistema dos generadores ejecutasen este tipo de regulación,

ambos competirían entre sí para alcanzar su propia velocidad de referencia, y el comportamiento del sistema sería inestable. 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. La siguiente sección muestra la solución adoptada para resolver este problema.

## 2.4. Reguladores con característica frecuencia-potencia negativa

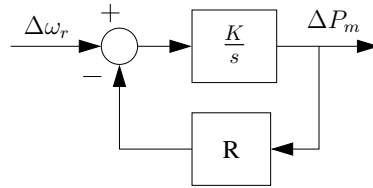


Figura 8: Diagrama de bloques de un regulador primario con estatismo.

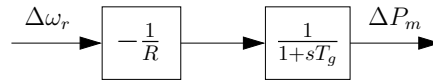


Figura 9: Diagrama de bloques reducido de un regulador primario con estatismo.

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, mediante la introducción del lazo de control adicional representado en la figura 8. Este lazo puede reducirse al de la figura 9, donde  $T_g = \frac{1}{KR}$ .

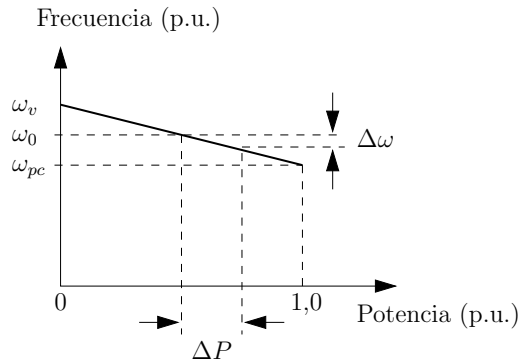


Figura 10: Característica de un control primario con estatismo.

Examinando el diagrama de bloques de la figura 9 puede comprobarse que la constante  $R$  es la que determina la característica del regulador en régimen permanente. La constante  $R$  se conoce como estatismo de un generador, y es igual a la relación entre el incremento relativo (por unidad) de velocidad  $\Delta\omega_r$ .

y el incremento relativo de potencia de salida  $\Delta P_m$ . Puede escribirse

$$R = -\frac{\text{incremento relativo de frecuencia}}{\text{incremento relativo de potencia}} = \frac{\omega_v - \omega_{pc}}{\omega_0} \quad (18)$$

donde  $\omega_v$  es la frecuencia en régimen permanente sin carga (en vacío),  $\omega_{pc}$  es la frecuencia en régimen permanente a plena carga, y  $\omega_0$  es la frecuencia nominal. En la figura 10, que representa la ecuación 18 gráficamente, el estatismo es la pendiente de la característica frecuencia/potencia cambiada de signo.

El estatismo puede expresarse en valores unitarios o porcentuales. Por ejemplo, un estatismo del 5 % significa que un incremento de frecuencia del 5 % provoca un incremento del 100 % en la apertura de la válvula y en la potencia de salida.

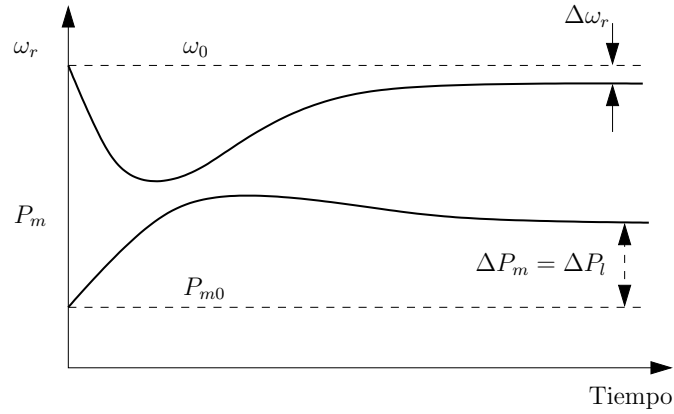


Figura 11: Respuesta dinámica de un generador con estatismo. Figura extraída de [1, fig. 11.12].

La presencia del estatismo provoca la aparición de un error en la frecuencia en régimen permanente, al contrario de lo que sucedía en el caso del regulador isócrono. La figura 11 representa la respuesta dinámica de un sistema con control primario de frecuencia ante un escalón de carga. Como puede verse, la frecuencia final es distinta de la inicial, al contrario de la respuesta del regulador isócrono representada en la figura 7. Sin embargo, este mecanismo permite la participación simultánea de varias unidades generadoras en el control primario de frecuencia, como se muestra en la siguiente sección.

## 2.5. Participación en la regulación primaria de generadores en paralelo

El estatismo del control primario de frecuencia permite que varios generadores participen simultáneamente en dicho control. Consideremos, por ejemplo, dos unidades con estatismo  $R_1$  y  $R_2$  que responden a una variación de frecuencia  $\Delta f$ . La primera unidad variará su generación una cantidad  $\Delta P_1 = -\Delta f/R_1$ , y la segunda  $\Delta P_2 = -\Delta f/R_2$ . Esta situación queda reflejada gráficamente en la figura 12. La unidad con menor estatismo (a la izquierda) contribuye a la regulación primaria con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia

nominal, y la que tiene mayor estatismo (a la derecha) 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.

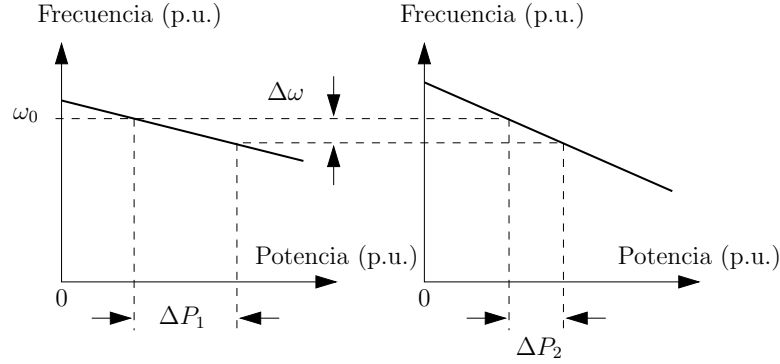


Figura 12: Reparto de la carga entre dos generadores con distinto estatismo

### Ejemplo

Sea un sistema con dos generadores con las siguientes potencia nominal y estatismo:

1.  $S_{1b} = 500 \text{ MVA}$ ;  $R_1 = 3 \%$
2.  $S_{2b} = 250 \text{ MVA}$ ;  $R_2 = 1 \%$

Calcular la variación de frecuencia una vez ejecutado el control primario de frecuencia, si se produce un escalón de carga  $\Delta P_l = 100 \text{ MW}$ . Despreciar el efecto de la frecuencia sobre la carga.

### Solución

Para evitar confusión entre incrementos de potencia relativos y absolutos, designamos a un incremento de potencia unitario en el generador  $i$  como  $\Delta P_{i[pu]}$ , y a un incremento absoluto de potencia en MW en el mismo generador como  $\Delta P_{i[MW]}$ . De forma similar, un incremento de frecuencia unitario es  $\Delta f_{[pu]}$ , y un incremento en Herzios  $\Delta f_{[Hz]}$ . En el generador 1:

$$0,03 = -\frac{\Delta f_{[pu]}}{\Delta P_{1[pu]}} = -\frac{\Delta f_{[pu]} \times 500 \text{ MVA}}{\Delta P_{1[MW]}} \quad (19)$$

En el generador 2:

$$0,01 = -\frac{\Delta f_{[pu]}}{\Delta P_{2[MW]}} = -\frac{\Delta f_{[pu]} \times 250 \text{ MVA}}{\Delta P_{2[MW]}} \quad (20)$$

Igualando  $\Delta f_{[pu]}$

$$\frac{0,03 \times \Delta P_{1[MW]}}{500} = \frac{0,01 \times \Delta P_{2[MW]}}{250} \Rightarrow 3\Delta P_{1[MW]} = 2\Delta P_{2[MW]} \quad (21)$$

Por otro lado

$$\Delta P_{1[MW]} + \Delta P_{2[MW]} = 100 \text{ MW} \quad (22)$$

Resolviendo juntas las ecuaciones 21 y 22 obtenemos

$$\Delta P_{1[MW]} = 40 \text{ MW} \quad (23)$$

$$\Delta P_{2[MW]} = 60 \text{ MW} \quad (24)$$

El incremento de frecuencia unitario es

$$\Delta f_{[pu]} = -\frac{0,03 \times 40}{500} = -0,24 \% \quad (25)$$

Y el incremento de frecuencia absoluto es

$$\Delta f_{[Hz]} = -50 \text{ Hz} \times 0,0024 = -0,12 \text{ Hz} \quad (26)$$

### Ejemplo

Sea un sistema con tres generadores cuyas potencia base, potencia generada y estatismo son los siguientes:

1.  $S_{1b} = 500 \text{ MVA}$ ;  $P_1 = 200 \text{ MW}$ ;  $R_1 = 1 \%$
2.  $S_{2b} = 500 \text{ MVA}$ ;  $P_2 = 200 \text{ MW}$ ;  $R_2 = 2 \%$
3.  $S_{3b} = 500 \text{ MVA}$ ;  $P_3 = 200 \text{ MW}$ ;  $R_3 = 3 \%$

Calcular el incremento de frecuencia en el sistema, una vez ha actuado la regulación primaria si:

- Se pierde el generador 1.
- Se pierde el generador 3.

Despreciar el efecto de la frecuencia sobre la carga.

### Solución

**Se pierde el generador 1** La situación es similar a un incremento de carga de 200 MW asumido por los generadores 2 y 3. Por un lado

$$\Delta f_{[pu]} = -\frac{0,02 \times \Delta P_{2[MW]}}{500 \text{ MVA}} = -\frac{0,03 \times \Delta P_{3[MW]}}{500 \text{ MVA}} \quad (27)$$

Y por otro

$$\Delta P_{2[MW]} + \Delta P_{3[MW]} = 200 \text{ MW} \quad (28)$$

Resolviendo

$$\Delta P_{2[MW]} = 120 \text{ MW} \quad (29)$$

$$\Delta P_{3[MW]} = 80 \text{ MW} \quad (30)$$

$$\Delta f_{[pu]} = -0,48 \% \quad (31)$$

**Se pierde el generador 3** La situación es similar a un incremento de carga de 200 MW asumido por los generadores 1 y 2. Por un lado

$$\Delta f_{[pu]} = -\frac{0,01\Delta P_{1[MW]}}{500 \text{ MVA}} = -\frac{0,02\Delta P_{2[MW]}}{500 \text{ MVA}} \quad (32)$$

Y por otro

$$\Delta P_{1[MW]} + \Delta P_{2[MW]} = 200 \text{ MW} \quad (33)$$

Resolviendo

$$\Delta P_{1[MW]} = 133,3 \text{ MW} \quad (34)$$

$$\Delta P_{2[MW]} = 66,6 \text{ MW} \quad (35)$$

$$\Delta f_{[pu]} = -0,27\% \quad (36)$$

### Ejemplo

Sea un sistema con tres generadores cuya potencia nominal y estatismo es, respectivamente:

1.  $S_{1b} = 1000 \text{ MVA}; R_1 = 2\%$
2.  $S_{2b} = 1000 \text{ MVA}; R_2 = 4\%$
3.  $S_{3b} = 1000 \text{ MVA}; R_3 = 5\%$

Debido a una variación de carga, la frecuencia del sistema crece un 0,2%. Suponiendo que sólo ha actuado la regulación primaria de frecuencia, ¿cuál ha sido la variación de carga?. Despreciar el efecto de la frecuencia sobre la carga.

### Solución

Los incrementos de potencia en cada generador son:

$$\Delta P_{1[MW]} = -\frac{\Delta f_{[pu]}S_{1b}}{R_1} = -\frac{0,002 \times 1000 \text{ MVA}}{0,02} = -100 \text{ MW} \quad (37)$$

$$\Delta P_{2[MW]} = -\frac{\Delta f_{[pu]}S_{2b}}{R_2} = -\frac{0,002 \times 1000 \text{ MVA}}{0,04} = -50 \text{ MW} \quad (38)$$

$$\Delta P_{3[MW]} = -\frac{\Delta f_{[pu]}S_{3b}}{R_3} = -\frac{0,002 \times 1000 \text{ MVA}}{0,05} = -40 \text{ MW} \quad (39)$$

Sumando

$$\Delta P_l = \Delta P_{1[MW]} + \Delta P_{2[MW]} + \Delta P_{3[MW]} = -(100 + 50 + 40) \text{ MW} = -190 \text{ MW} \quad (40)$$

Luego la demanda ha descendido en 190 MW.

### Ejemplo

Sea un sistema con las siguientes características:

- La suma de las potencias nominales de los generadores conectados es, al menos, 20000 MVA.

- No se prevén escalones de demanda superiores a 1000 MW.
- Todos los generadores tienen el mismo estatismo.

Se desea que la regulación primaria mantenga la frecuencia en una banda igual a la frecuencia nominal más/menos un 0,075 %. ¿Cuál debería ser el estatismo de los generadores?. Despreciar el efecto de la frecuencia sobre la carga.

### Solución

En cada generador se cumple

$$\Delta f_{[pu]} S_{ib} = -R \Delta P_{i[MW]} \quad (41)$$

Sumando para los  $n$  generadores del sistema:

$$\Delta f_{[pu]} \sum_{i=1}^n S_{ib} = -R \sum_{i=1}^n \Delta P_{i[MW]} \quad (42)$$

Sustituyendo

$$\Delta f_{[pu]} \times 20000 \text{ MVA} = -R \times 1000 \text{ MW} \quad (43)$$

Y despejando

$$R = -\frac{\Delta f_{[pu]} \times 20000 \text{ MVA}}{1000 \text{ MW}} = \frac{0,075 \% \times 20000 \text{ MVA}}{1000 \text{ MW}} = 1,5 \% \quad (44)$$

Es decir, si todos los generadores tuviesen un estatismo del 1,5 %, la regulación primaria mantendría la frecuencia en la banda especificada. Puede observarse, examinando la ecuación 44, que un escalón de potencia inferior a 1000 MW, o una suma de las potencias nominales superior a 20000 MVA provocarían variaciones aún menores de la frecuencia.

## 2.6. Cambio de la potencia de referencia

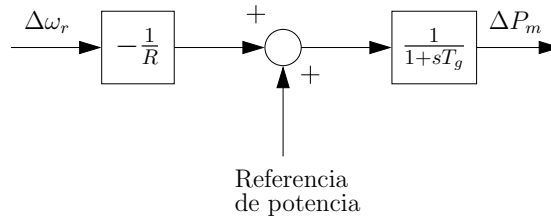


Figura 13: Diagrama de bloques reducido del sistema de regulación primaria

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 13. De esta forma 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 gráficamente a desplazar verticalmente la característica frecuencia-potencia, como muestra la figura 14. En dicha figura, cada una de las rectas corresponde a un valor distinto de



la consigna de potencia. Se han dibujado los casos extremos A y C en los que el generador se encuentra en vacío y en plena carga, respectivamente, cuando la frecuencia del sistema es la nominal. En el caso A, cuando la frecuencia es la nominal (50 Hz) el generador no aporta potencia, y sólo comienza a aportarla si la frecuencia desciende. Por tanto, en esta situación el generador es incapaz de participar en el control primario si la frecuencia sube por encima de la nominal. En el caso C, a la frecuencia nominal el generador aporta el 100 % de la potencia, por lo que no puede participar en el control primario si la frecuencia baja por debajo de la nominal. En el caso B, a la frecuencia nominal el generador aporta el 50 % de la potencia nominal, y puede participar en el control primario tanto cuando la frecuencia sube como cuando baja.

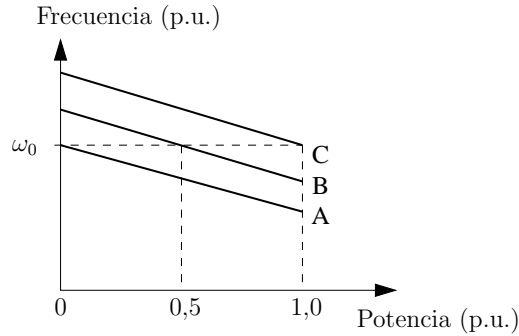


Figura 14: Efecto de modificar la consigna de potencia

## 2.7. Regulación primaria en un sistema con carga dependiente de la frecuencia

Como se explicó en la sección 2.2, en un sistema eléctrico la demanda depende ligeramente de la frecuencia. Por ello para estudiar el efecto global de la regulación primaria sobre la frecuencia del sistema debemos considerar tanto el efecto del lazo de control, como el efecto de la dependencia entre demanda y frecuencia. Si representamos todos los generadores de un sistema mediante un único generador equivalente, cuya constante de inercia  $H_{eq}$  sea igual a la suma de todas las constantes de inercia referidas a una misma potencia base, podemos representar la relación entre la potencia mecánica entrante a los generadores, la demanda y la frecuencia, a través del diagrama de bloques de la figura 15.

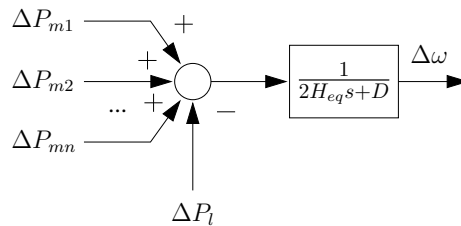


Figura 15: Modelo de sistema con control primario

En régimen permanente, dado que en cada generador se cumplirá  $\Delta P_{mi} =$

$-\Delta\omega/R_i$ , un incremento de carga  $\Delta P_l$  provocará el siguiente incremento de frecuencia

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_l}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \cdots + \frac{1}{R_n}\right) + D} = \frac{-\Delta P_l}{\frac{1}{R_{eq}} + D} \quad (45)$$

donde

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \cdots + \frac{1}{R_n}} \quad (46)$$

Por tanto, la característica demanda/frecuencia en régimen permanente viene dada por la constante

$$\beta = \frac{-\Delta P_l}{\Delta\omega} = \frac{1}{R_{eq}} + D \quad (47)$$

El resultado de la regulación primaria en un sistema eléctrico ante un incremento positivo de carga, despreciando las pérdidas, puede resumirse del siguiente modo: la frecuencia decrece debido al estatismo de los generadores, la demanda decrece ligeramente debido al descenso de frecuencia, y la generación aumenta hasta compensar el incremento de demanda inicial menos la reducción de demanda por efecto de la frecuencia.

### 3. Regulación secundaria

Ante cualquier variación de carga, la acción de control de la regulación primaria permite recuperar el balance entre potencia consumida (incluyendo pérdidas) y potencia demandada, pero no logra resolver dos efectos no deseados:

- La frecuencia queda desviada 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.

El objetivo de la regulación secundaria, ejecutada a través de un sistema de control denominado Control Automático de la Generación (AGC, Automatic Generation Control) es corregir estos dos efectos, devolviendo al sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados. Para comprender su funcionamiento, abordaremos primero el caso de un sistema aislado, y después el caso de dos áreas conectadas entre sí [1, sec. 11.1.5 y 11.1.6].

#### 3.1. Control automático de la generación en un sistema aislado

En un sistema eléctrico aislado no es necesario mantener los flujos de potencia programados con ningún área vecina, por lo que la única función del control secundario es restaurar la frecuencia de referencia. Esto puede conseguirse añadiendo una acción de control suplementaria sobre la frecuencia en, al menos, uno de los generadores del sistema, tal como indica la figura 16. Ante cualquier variación de carga la regulación secundaria es más lenta que la regulación primaria, por lo que puede considerarse que actúa una vez que ésta se ha estabilizado. Al devolver la frecuencia del sistema a su valor de referencia (50

Hz), la regulación secundaria restaura automáticamente la generación de todas las plantas que únicamente participan en la regulación primaria.

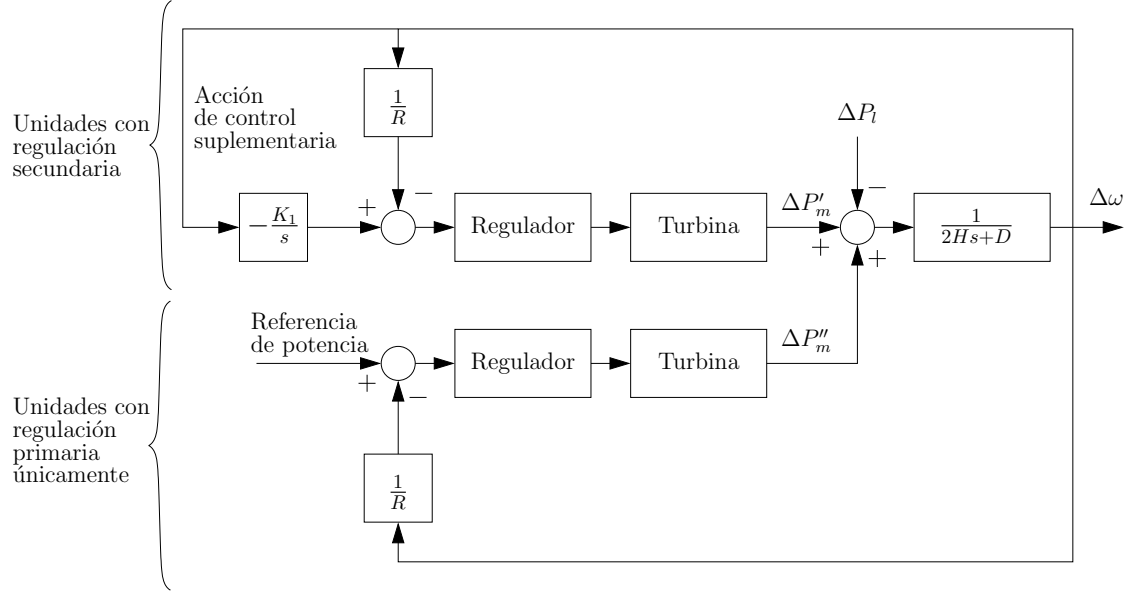


Figura 16: Control automático de generación por parte de un único generador. Figura extraída de [1, fig. 11.22].

El control secundario debe realizarse de forma centralizada. En caso contrario los generadores competirían entre sí para alcanzar la frecuencia de referencia y el sistema de control sería inestable, de manera similar a como se discutió en la sección 2.3. Por tanto, existe un único lazo de regulación, situado en un despacho de control, que mide la frecuencia, y que emite a todas las unidades que participan en la regulación secundaria las consignas de variación de generación.

### 3.2. Control automático de la generación en un sistema con dos áreas

Consideremos un sistema eléctrico formado por dos áreas unidas a través de una línea, como se muestra en la parte superior de la figura 17. A efectos del control de frecuencia-potencia, podemos representar cada área mediante un único generador equivalente, que engloba el efecto de todos los generadores del área correspondiente con sus respectivos sistemas de control. La parte inferior de la figura 17 muestra el esquema eléctrico equivalente de este sistema. Cada área es representada mediante una fuente de tensión interna detrás de una reactancia equivalente. El flujo de potencia activa a través de la línea de unión es

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_t} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (48)$$

Linealizando alrededor del punto de equilibrio inicial definido por  $\delta_{10}$  y  $\delta_{20}$ ,

$$\Delta P_{12} = T_o \Delta \delta_{12} \quad (49)$$

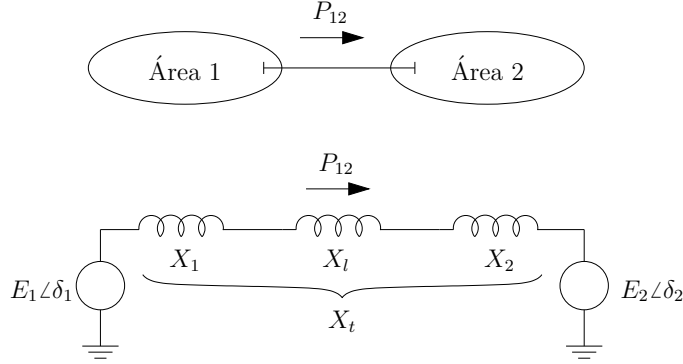


Figura 17: Esquema de un sistema con dos áreas.

donde  $\Delta\delta_{12} = \Delta\delta_1 - \Delta\delta_2$ , y  $T_o$  es el par sincronizante definido como

$$T_o = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \quad (50)$$

La figura 18 muestra el diagrama de bloques del sistema completo. Cada área queda representada por una máquina equivalente, con su constante de inercia  $H$  su turbina y su regulador de velocidad, y por un coeficiente de amortiguación  $D$ . El efecto de la línea de enlace se representa mediante el término  $\Delta P_{12}$ , obtenido a partir del par sincronizante y de la diferencia entre los ángulos de las tensiones internas de ambas áreas. Un valor de  $\Delta P_{12}$  positivo indica un incremento del flujo de potencia activa desde el área 1 hacia el área 2. El control secundario debe conseguir anular  $\Delta\omega_1$ ,  $\Delta\omega_2$  y  $\Delta P_{12}$ .

Consideremos el efecto en régimen permanente de un incremento de carga en una de las áreas. Si, por ejemplo, se produce un incremento de demanda  $\Delta P_{l1}$  en el área uno, teniendo en cuenta que en régimen permanente la desviación de frecuencia es la misma en ambas áreas ( $\Delta\omega_1 = \Delta\omega_2 = \Delta\omega$ ), en dicha área se cumplirá

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{l1} = D_1 \Delta\omega \quad (51)$$

y en el área dos

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = D_2 \Delta\omega \quad (52)$$

Por otro lado, el cambio en la potencia mecánica depende de la regulación primaria, por lo que

$$\Delta P_{m1} = -\frac{\Delta\omega}{R_1} \quad (53)$$

$$\Delta P_{m2} = -\frac{\Delta\omega}{R_2} \quad (54)$$

Sustituyendo la ecuación 53 en 51 y la 54 en 52 tenemos

$$\Delta\omega \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) = -\Delta P_{12} - \Delta P_{l1} \quad (55)$$

y

$$\Delta\omega \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) = \Delta P_{12} \quad (56)$$

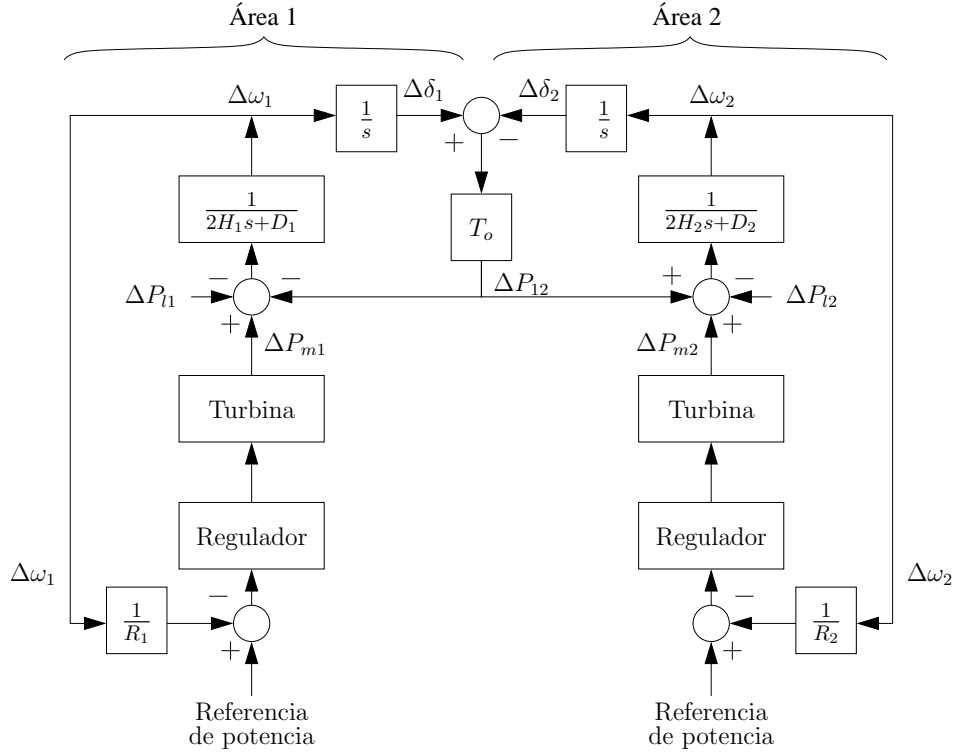


Figura 18: Sistema con dos áreas sin control secundario. Figura extraída de [1, fig. 11.23].

Despejando  $\Delta P_{12}$  en estas dos ecuaciones e igualando tenemos

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{l1}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{-\Delta P_{l1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (57)$$

y

$$\Delta P_{12} = \frac{-\Delta P_{l1} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{-\Delta P_{l1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} \quad (58)$$

Por tanto, una variación de carga en el área uno se traduce, después de la actuación del control primario, en una variación de la frecuencia del sistema de acuerdo con la ecuación 57, y en una variación del flujo de potencia activa entre las dos áreas de acuerdo con la ecuación 58. Si el incremento  $\Delta P_{l1}$  es positivo, provoca una reducción de la frecuencia y un incremento del flujo de potencia desde el área dos hacia el área uno. Este incremento de potencia representa la contribución del área dos al control primario.

Para eliminar el error de frecuencia y el error de flujo de potencia entre áreas, la regulación secundaria aplica una acción de control de tipo integrador sobre una combinación de ambos errores, tal como indica la figura 19. La combinación entre ambos errores se realiza a través de una constante  $B$ , de forma que la entrada a los integradores es, respectivamente,  $\Delta P_{12} + B_1 \Delta\omega$  y  $\Delta P_{21} + B_2 \Delta\omega$ . Estos valores reciben el nombre de Error de Control de Área (ACE, Area Control

Error), por lo que podemos escribir

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta \omega \quad (59)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \Delta \omega \quad (60)$$

En general, la regulación secundaria no es realizada por todas las unidades de una misma área, sino únicamente por algunas. El Error de Control de Área representa el cambio requerido en la generación de cada área, y se expresa habitualmente en unidades de MW aunque no tiene ningún significado físico. Su valor numérico depende de la elección de la constante  $B$ . Si bien cualquier valor positivo de  $B$  conduce en régimen permanente a la anulación de los errores de frecuencia y de intercambio de potencia, la magnitud de  $B$  es relevante para la evolución dinámica del sistema.

Un valor típico de  $B$  es

$$B = \frac{1}{R} + D \quad (61)$$

En tal caso, en el ejemplo anterior tendríamos

$$B_1 = \frac{1}{R_1} + D_1 = \beta_1 \quad (62)$$

$$B_2 = \frac{1}{R_2} + D_2 = \beta_2 \quad (63)$$

Con estos valores, y considerando las ecuaciones 57 y 58, es fácil deducir que un incremento de demanda en el área uno  $\Delta P_{l1}$  conduce a los siguientes errores de control de área: en el área uno

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + \beta_1 \Delta \omega = \frac{-\Delta P_{l1} \beta_1}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{-\Delta P_{l1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = -\Delta P_{l1} \quad (64)$$

y en el área dos

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + \beta_2 \Delta \omega = \frac{-\Delta P_{l1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} - \frac{-\Delta P_{l1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = 0 \quad (65)$$

Por tanto, tomando este valor de  $B$  el error de control de área en el área uno resulta ser, precisamente, la potencia necesaria para suplir el incremento de demanda y en el área dos resulta ser cero, lo cual parece una buena práctica teniendo en cuenta que la demanda no ha variado en dicha área. Otros valores de  $B$  conducen, naturalmente, a otros valores del error de control de área.

Es conveniente señalar que el valor de  $\beta = 1/R + D$  en un sistema no permanece constante a lo largo del tiempo, puesto que  $R$  depende del número de generadores conectados y de sus constantes de estatismo y  $D$  depende de la naturaleza de la carga. Por tanto, su valor puede variar significativamente entre las horas punta y valle de demanda. Habitualmente suele asignarse un valor fijo a la constante  $B$ , sancionado por la práctica, que se mantiene constante con independencia del estado del sistema.

### Ejemplo

Sea un sistema con dos áreas unidas a través de una línea. Las características de cada área son las siguientes.

---

<sup>1</sup> Algunos autores toman la constante  $B$  negativa, y definen por tanto  $ACE_1 = \Delta P_{12} - B \Delta \omega$

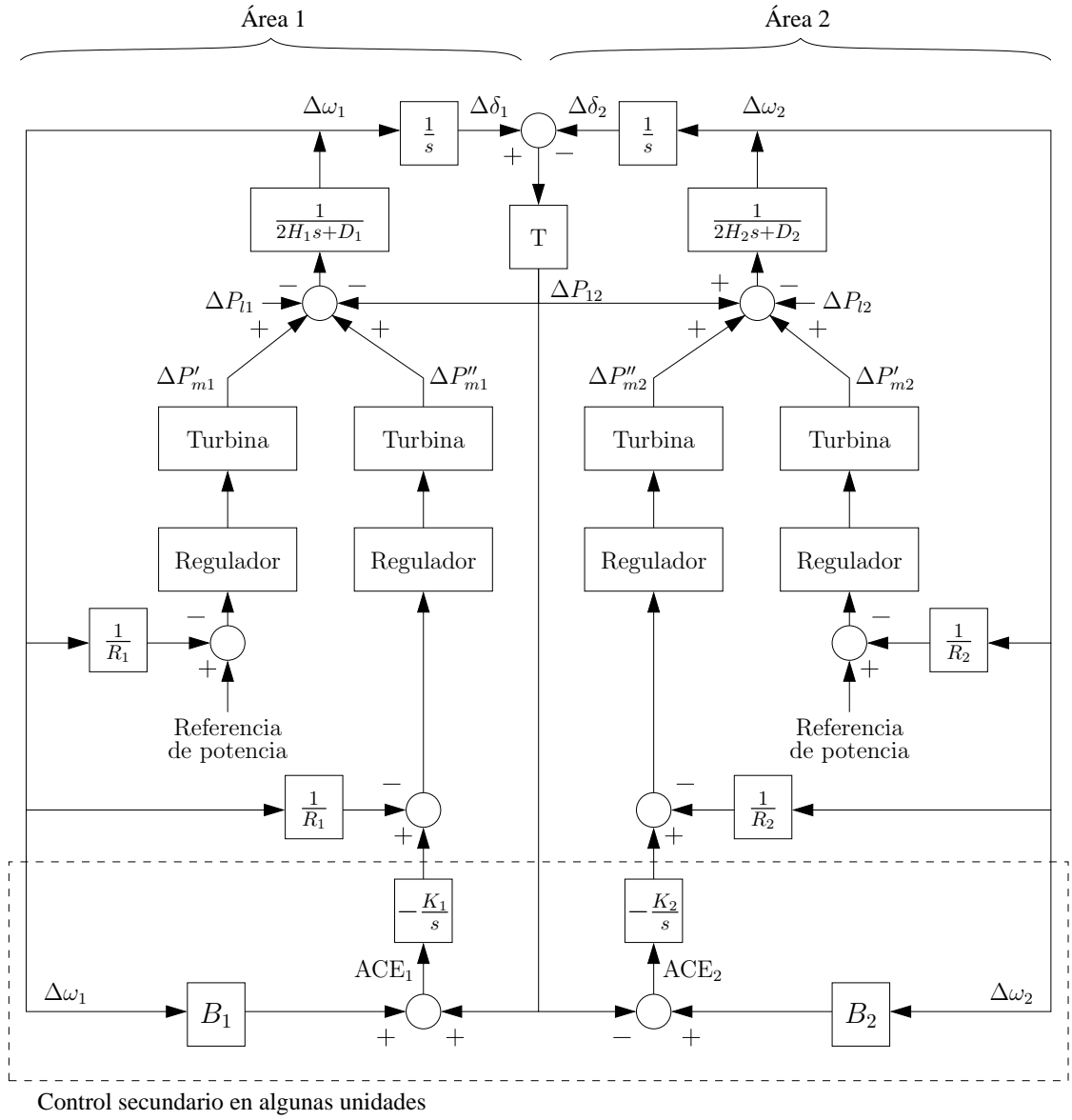


Figura 19: Sistema con dos áreas con control secundario. Figura extraída de [1, fig. 11.25].

	Carga (MW)	Generación (MW)	Reserva (MW)	B (MW/0,1Hz)
Área 1	20000	19000	1000	250
Área 2	40000	41000	1000	500

La frecuencia nominal es 50 Hz. La dependencia de la carga con la frecuencia es  $D = 1$  (un incremento de un 1 % en la frecuencia provoca un incremento de un 1 % en la carga). El estatismo de los reguladores de velocidad es  $R=5\%$ . En condiciones normales el área 1 importa 1000 MW del área 2.

En el área 1 únicamente participan en la regulación secundaria algunas plantas, que generan en conjunto 3000 MW. La reserva secundaria del área 1 (1000 MW) se reparte uniformemente entre ellas.

En el área 2 únicamente participan en la regulación secundaria algunas plantas, que generan en conjunto 9000 MW. La reserva secundaria del área 2 (1000 MW) se reparte uniformemente entre ellos.

Determinar la frecuencia en régimen permanente, la generación y la carga en cada área, y el flujo de potencia por la línea de enlace en los siguientes casos:

1. Se pierden 1000 MW de carga en el área 1, y sólo actúa la regulación primaria.
2. Se pierden 1000 MW de carga en el área 1.
3. Se pierde una generación de 500 MW en el área 1, perteneciente al grupo de generadores con capacidad de reserva.
4. Se pierde una generación de 2000 MW en el área 1, que no afecta a la capacidad de reserva.
5. Se pierde la línea de enlace, sin que se modifique la programación de flujo de potencia entre áreas.
6. Se pierde la línea de enlace, y se corrige la programación del flujo entre áreas que pasa a ser nula.

**Solución del caso 1: Se pierden 1000 MW de carga en el área 1, y sólo actúa la regulación primaria.**

En régimen permanente, las variaciones de carga por efecto de la variación de frecuencia en ambas áreas son:

$$\Delta P_{LD1} = \Delta f \times 20000 \text{ MW} \quad (66)$$

$$\Delta P_{LD2} = \Delta f \times 40000 \text{ MW} \quad (67)$$

Las variaciones de generación en ambas áreas, teniendo en cuenta que la potencia máxima en cada área sería la generada más la de reserva, son:

$$\Delta P_{G1} = -\Delta f \times \frac{20000}{0,05} \text{ MW} \quad (68)$$

$$\Delta P_{G2} = -\Delta f \times \frac{42000}{0,05} \text{ MW} \quad (69)$$



Cambiando de signo las ecuaciones 66 y 67 y sumándolas a las 68 y 69 tenemos

$$\Delta P_l = -\Delta P_{lD1} - \Delta P_{lD2} + \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} \quad (70)$$

$$= -1000 \text{ MW} = -\Delta f \left( 20000 + 40000 + \frac{20000}{0,05} + \frac{42000}{0,05} \right) \quad (71)$$

De donde

$$\Delta f = 0,07692 \% = 0,03846 \text{ Hz} \quad (72)$$

La variación de carga por efecto de la frecuencia es

$$\Delta P_{lD1} = 0,0007692 \times 20000 = 15,38 \text{ MW} \quad (73)$$

$$\Delta P_{lD2} = 0,0007692 \times 40000 = 30,77 \text{ MW} \quad (74)$$

La variación de generación es

$$\Delta P_{G1} = -0,0007692 \times \frac{20000}{0,05} = -307,69 \text{ MW} \quad (75)$$

$$\Delta P_{G2} = -0,0007692 \times \frac{42000}{0,05} = -646,15 \text{ MW} \quad (76)$$

Los nuevos valores de carga y generación son

	Área 1	Área 2
Carga	20000-1000+15,38 = 19015,38 MW	40000+30,77 = 40030,77 MW
Generación	19000-307,69 = 18692,31 MW	41000-646,15 = 40353,85 MW

El nuevo flujo del área 2 al área 1 es 322,56 MW. La frecuencia final es 50,038 Hz.

### **Solución del caso 2: Se pierden 1000 MW de carga en el área 1.**

El área uno tiene una reserva de 1000 MW, suficiente para afrontar la pérdida de carga. Una vez haya actuado la regulación secundaria, los errores de control de área  $ACE_1$  y  $ACE_2$  se habrán anulado:

$$ACE_1 = B_1 \Delta f + \Delta P_{12} = 0 \quad (77)$$

$$ACE_2 = B_2 \Delta f - \Delta P_{12} = 0 \quad (78)$$

Por tanto, la frecuencia volverá a ser 50 Hz y el flujo de potencia del área 2 al área 1 volverá a ser 1000 MW. La carga y la generación en el área 1 se reducirán en 1000 MW, y la carga y la generación en el área 2 serán las iniciales.

### **Solución del caso 3: Se pierde una generación de 500 MW en el área 1, perteneciente a los generadores con capacidad de reserva.**

La reserva que se pierde es

$$\frac{500}{3000} \times 1000 = 166,67 \text{ MW} \quad (79)$$

Por lo que queda una reserva de  $1000 - 166,67 = 833,33$  MW. Esta reserva es suficiente para compensar la reducción de 500 MW en la generación. Por tanto, al igual que en el caso anterior, en régimen permanente no habrá variación de la frecuencia ni del intercambio entre áreas. La carga y la generación en las áreas 1 y 2 no variarán.

**Solución del caso 4: Se pierde una generación de 2000 MW en el área 1, que no afecta a la capacidad de reserva.**

La reserva en el área 1 sólo es capaz de reponer 1000 MW de la generación perdida, por lo que la regulación secundaria no puede anular el error de control de área  $ACE_1$ . Sin embargo, la regulación secundaria en el área 2 sí será capaz de anular el error  $ACE_2$ , por lo que

$$ACE_2 = B_2 \Delta f - \Delta P_{12} = 0 \quad (80)$$

o bien

$$\Delta P_{12} = B_2 \Delta f = 5000 \Delta f \cdot 50 = 250000 \Delta f \quad (81)$$

Es decir, en régimen permanente habrá una disminución de la frecuencia del sistema. Debido a la dependencia entre la carga y la frecuencia, el incremento de la carga en el área 1 será

$$\Delta P_{LD1} = D_1 \times \Delta f \times 20000 = 20000 \Delta f \quad (82)$$

Haciendo un balance en el área 1 entre la variación de generación, la variación de carga y la de flujo de potencia entre áreas, y sustituyendo las ecuaciones anteriores:

$$\Delta P_{G1} = D_1 \Delta f + \Delta P_{12} \quad (83)$$

$$-1000 \text{ MW} = 20000 \Delta f + 250000 \Delta f \quad (84)$$

Despejando el incremento de frecuencia:

$$\Delta f = \frac{-1000}{20000 + 250000} = -0,0037037 \text{ p.u.} = -0,1852 \text{ Hz} \quad (85)$$

Los incrementos de carga debidos a la variación de frecuencia, y la variación de flujo de potencia, son respectivamente:

$$\Delta P_{LD1} = -0,0037037 \times 20000 = -74,074 \text{ MW} \quad (86)$$

$$\Delta P_{LD2} = -0,0037037 \times 40000 = -148,15 \text{ MW} \quad (87)$$

$$\Delta P_{12} = -0,0037037 \times 250000 = -925,93 \text{ MW} \quad (88)$$

Los nuevos valores de carga y generación son

	Área 1	Área 2
Carga	$20000 - 74,074 = 19925,93 \text{ MW}$	$40000 - 148,15 = 39851,85 \text{ MW}$
Generación	$19000 - 1000 = 18000 \text{ MW}$	$41000 - 148,15 + 925,93 = 41777,78 \text{ MW}$

El nuevo flujo del área 2 al área 1 es 1925,93 MW. La frecuencia final es 49,81 Hz.

**Solución del caso 5: Se pierde la línea de enlace, sin que se modifique la programación de flujo de potencia entre áreas.**

El control secundario en el área 1 trata de mantener el intercambio de potencia programado, por lo que

$$ACE_1 = 1000 + 2500 \times \Delta f_1 \times 50 = 0 \quad (89)$$

Luego el incremento de frecuencia es

$$\Delta f_1 = -\frac{1000}{2500 \times 50} = -0,008 \text{ p.u.} = -0,4 \text{ Hz} \quad (90)$$

y el cambio de carga en el área 1 es

$$\Delta P_{LD1} = D_1 \Delta f = -20000 \times 0,008 = -160 \text{ MW} \quad (91)$$

Análogamente en el área 2

$$\Delta f_2 = \frac{1000}{5000 \times 50} = 0,004 \text{ p.u.} = 0,2 \text{ Hz} \quad (92)$$

y

$$\Delta P_{LD2} = D_2 \Delta f = 40000 \times 0,004 = 160 \text{ MW} \quad (93)$$

Los nuevos valores de carga, generación y frecuencia son

	área 1	área 2
Carga	20000-160=19840 MW	40000+160=40160 MW
Generación	19840 MW	40160 MW
Frecuencia	49.6 Hz	50.2 Hz

**Solución del caso 6: Se pierde la línea de enlace, y se corrige la programación del flujo entre áreas que pasa a ser nula.**

Como efecto de la acción de la regulación secundaria en el área 1, la generación aumentará en 1000 MW para suplir los 1000 MW que dejan de llegar procedentes del área 2. Análogamente, la generación en el área 2 se reducirá en 1000 MW. La generación en cada área igualará a la carga, y la frecuencia final será 50 Hz en ambas áreas.

### 3.3. Control automático de la generación en un sistema con más de dos áreas

El mismo esquema aplicado a un sistema con dos áreas puede extenderse a un sistema con cualquier número de áreas. En tal caso, el error de control de área del área  $n$  queda definido como

$$ACE_n = \Delta P_{n,export} + B_n \Delta \omega \quad (94)$$

donde  $P_{n,export}$  es la exportación neta de potencia activa del área  $n$ , es decir, la suma de los flujos de potencia salientes hacia todas las áreas vecinas.

### 3.4. Algunos aspectos prácticos del control automático de la generación

**Filtrado del error de control de área.** El error de control de área puede variar rápidamente debido a variaciones aleatorias de la demanda. Las unidades generadoras no deben responder a estas variaciones rápidas, pues ello provocaría fatiga y desgaste innecesarios en sus componentes. Por ello, para ejercer el control automático de generación se aplica habitualmente un filtro al error de control de área que tiene el efecto de suavizar las variaciones de la señal.

**Límites de variación de potencia.** El control de potencia debe respetar el límite de variación de potencia por unidad de tiempo de las unidades generadoras. En general, una central térmica puede variar su producción de forma más lenta que una hidráulica, debido a sus propias constantes de tiempo mecánicas y termodinámicas.

**Frecuencia de ejecución del control.** La ejecución del control automático de generación no se realiza de forma continua, sino cada 2-4 segundos aproximadamente. Esto quiere decir que el sistema de control envía una señal a las unidades generadoras para que modifiquen su producción cada 2-4 segundos.

**Operación en estados de emergencia.** En ciertas condiciones de emergencia que provoquen el aislamiento de partes del sistema o la pérdida de líneas de enlace entre áreas, el control automático de generación puede ser suspendido en las áreas afectadas.

**Banda muerta de regulación.** El control de frecuencia opera inevitablemente con una cierta banda muerta de regulación, debida a múltiples causas (fricción, naturaleza de las válvulas de apertura, sensibilidad de aparatos de medida...). Como consecuencia, siempre existe una pequeña desviación de frecuencia respecto a la de referencia.

## 4. Otros mecanismos de regulación

### 4.1. Regulación terciaria

Para que la regulación secundaria sea efectiva, las unidades generadoras de un sistema deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar las variaciones de demanda. Esta reserva de energía varía con el tiempo, según el mecanismo de regulación secundaria va disponiendo de ella.

El objeto de la regulación terciaria es la restitución de la reserva de regulación secundaria mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores. En general, la regulación terciaria actúa sobre generadores que pueden estar o no estar acoplados, si bien el margen de tiempo en el que debe actuar (15 minutos) hace difícil que unidades térmicas no conectadas puedan participar en ella.

## 4.2. Control de tiempo

Algunos relojes miden el tiempo contando las pulsaciones eléctricas de la red, y asumiendo una frecuencia exacta de 50 Hz. El tiempo medido de esta forma se llama tiempo síncrono, pero las variaciones de frecuencia en el sistema eléctrico provocan que esta medición no sea exacta y que el tiempo síncrono se desvíe respecto al tiempo UTC (Universal Time Coordinated). El objetivo del control de tiempo es limitar esta discrepancia.

En el sistema eléctrico de Europa continental, el control de tiempo es responsabilidad del operador de sistema suizo ETRANS, desde su centro de control en Laufenburg. Si la desviación de tiempo es superior a 20 segundos, ETRANS ordena al resto de operadores corregir la referencia de frecuencia a 49,99 Hz ó a 50,01 Hz durante 24 horas. El control de tiempo es el lazo de regulación más lento en el esquema de control frecuencia-potencia.

## 4.3. Reservas de regulación en el Sistema Eléctrico Español

En España, las reservas de energía necesarias para hacer frente a los desequilibrios entre generación y consumo se recogen en el Procedimiento de Operación 1.5 del Operador del Sistema [2]. Este Procedimiento establece tres tipos de reserva, uno para cada uno de los tres niveles de regulación.

**Reserva de regulación primaria:** Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que el conjunto de los reguladores de velocidad pueden actuar de forma automática y en los dos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia. El Operador del Sistema determina cada año los requerimientos de regulación primaria para el sistema eléctrico.

La regulación primaria de los grupos generadores debe permitir un estatismo en sus reguladores de manera que puedan variar su carga en un 1,5 % de la potencia nominal.

**Reserva de regulación secundaria:** Se define la banda de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de la potencia en que el regulador secundario puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de los grupos sometidos a este tipo de regulación.

El margen de potencia en cada uno de los dos sentidos se conoce como reserva o banda a subir o a bajar.

La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria es determinada por el Operador del Sistema para cada período de programación, en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado, según la potencia y los equipos generadores acoplados. Además, tiene en cuenta la magnitud de los escalones horarios de potencia inherentes a la programación de las unidades de producción.

Habitualmente en el sistema eléctrico de Europa continental se toma como referencia el siguiente valor mínimo de la reserva secundaria:

$$R = \sqrt{aL_{max} + b^2} - b \quad (95)$$

donde  $L_{max}$  es la demanda prevista en el área de control correspondiente,  $a=10$  MW y  $b=150$  MW.

La reserva secundaria a bajar se establece, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100 % de la reserva a subir.

**Reserva de regulación terciaria:** Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema que puede ser movilizada en un tiempo inferior a quince minutos con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.

La reserva mínima necesaria de regulación terciaria en cada período de programación es, como referencia, igual a la potencia del mayor grupo de generación acoplado mayorada en un 2 % de la demanda prevista en cada hora.

#### 4.4. Integración del control frecuencia-potencia en el mercado eléctrico español

Desde la liberalización del sector eléctrico, que en España comenzó con la entrada en vigor de la Ley Sector Eléctrico de 1997, numerosas actividades englobadas en los procesos de producción, transporte y distribución de energía se ejercen en el marco de un sistema competitivo. Los distintos niveles del control de frecuencia-potencia son, como hemos visto, fundamentales para el funcionamiento correcto del sistema eléctrico, pero la participación en la regulación de frecuencia-potencia no es cuantificable en términos de cantidad de energía, puesto que a priori es imposible conocer si para ejercer este control una planta deberá incrementar, mantener o reducir su producción. Por ello, el ordenamiento del mercado eléctrico establece un marco específico para las actividades de control de frecuencia-potencia, incluyéndolas dentro del concepto de servicios complementarios. Cada uno de los tres niveles de regulación queda establecido como sigue:

**Servicio complementario de regulación primaria.** Es de carácter obligatorio y no retribuido. Por su carácter obligatorio, todas las unidades de producción deben cumplir con el mismo o contratar con otras unidades de producción su cumplimiento. Para asignarlo, el operador del sistema publica con carácter anual el porcentaje mínimo de variación de carga, así como la velocidad máxima de respuesta ante diferentes desviaciones de frecuencia.

**Servicio complementario de regulación secundaria.** Es de carácter postestativo y retribuido por mecanismos de mercado. Para su asignación el operador del sistema publica cada día junto con el programa diario viable provisional los requerimientos horarios para el día siguiente, abriendo un período de recepción de ofertas, y procediendo a la ejecución del algoritmo de asignación de banda de regulación según se establece en los procedimientos de operación técnica del sistema.

**Servicio complementario de regulación terciaria.** Es de carácter potestativo y retribuido por mecanismos de mercado. Para su asignación, antes de las 24 horas de cada día los agentes deben mandar sus ofertas horarias de cambio máximo de nivel de producción (o consumo en el caso de las unidades de bombeo) en 15 minutos. Estas ofertas son modificadas de forma continua por los agentes en función de los cambios de programa que tengan las diferentes unidades de producción por procesos posteriores al programa horario final.

## 5. Deslastre de cargas e interrumpibilidad

Algunos incidentes provocan una caída brusca de la frecuencia en un sistema eléctrico que no puede ser compensada con la suficientemente rapidez por los mecanismos de regulación primaria y secundaria. Esta circunstancia puede producirse por ejemplo ante la pérdida de un importante volumen de generación, o de una línea de enlace por la que se importe gran cantidad de potencia. En estos casos, la desconexión o deslastre automático de cargas es el último recurso para evitar un apagón en el sistema.

Para que el deslastre automático de cargas sea efectivo, debe realizarse de manera rápida y decidida y sin depender de líneas de comunicación. Se trata de un mecanismo de emergencia, con algunas desventajas desde el punto de vista de la seguridad del sistema:

- Falta de selectividad, que impide la protección de partes pequeñas de un sistema grande.
- Dificultad para adecuar la cantidad de carga desconectada a la cantidad de generación perdida.
- Imposibilidad de seleccionar la situación de las cargas desconectadas.

El deslastre automático de cargas en el Sistema Eléctrico Peninsular se realiza según el siguiente esquema establecido en coordinación con otros operadores del sistema eléctrico continental [6, 9]:

1. A 49,5 Hz se desconecta el 50 % del consumo por bombeo.
2. A 49,3 Hz se desconecta el 50 % del consumo por bombeo.
3. A 49,0 Hz se desconecta el 15 % de la carga.
4. A 48,7 Hz se desconecta el 15 % de la carga.
5. A 48,4 Hz se desconecta el 10 % de la carga.
6. A 48,0 Hz se desconecta el 10 % de la carga.

Por debajo de 48,0 Hz comienzan a disparar las centrales eléctricas por la acción de sus protecciones de mínima frecuencia.

Por otro lado, en España existe un mecanismo de deslastre selectivo que es aplicado por las empresas de distribución, a requerimiento del Operador del Sistema. Este deslastre selectivo no es por tanto automático, y se realiza en bloques de 50 MW. Tanto el deslastre automático como el selectivo evitan la

desconexión de cargas especialmente sensibles, como hospitales, equipos médicos de “ayuda a la vida” instalados en hogares, medios de comunicación, etc.

Por último, el servicio de interrumpibilidad es un servicio que pueden ofrecer en el sistema español los consumidores que adquieren la energía en el mercado de producción. Los consumidores que ofrecen este servicio se comprometen a interrumpir su demanda a requerimiento del Operador del Sistema, según un esquema que incluye cinco modalidades de servicio diferentes. Cada modalidad corresponde a un tiempo de interrupción (entre 1 y 12 horas), y a un tiempo de antelación con el que se avisa de la misma (entre 0 y 2 horas).

El cuadro 1 resume los tres tipos de deslastre e interrumpibilidad en el sistema español.

Deslastre de cargas automático	Deslastre de cargas selectivo	Interrumpibilidad
P.O. 11.2	P.O. 6.1	P.O. 15.1
Sin aviso	Sin aviso al consumidor	Con aviso al consumidor (Salvo tipo 5)
Automático y sin comunicaciones	A petición del Operador del Sistema a las empresas de distribución	Gestionada por el Operador del Sistema
Obligatorio y no retribuido	Obligatorio y no retribuido	Voluntaria y retribuida
Para evitar la caída de frecuencia	Para asegurar la cobertura de la demanda en situación de alerta o emergencia	Es una herramienta de operación

Cuadro 1: Deslastre de cargas e interrumpibilidad en el sistema español.

## Referencias

### Bibliografía

- [1] P. Kundur *Power system stability and control*, Electric Power Research Institute, 1994.
- [2] *Procedimiento de operación P.O.-1.5 Reserva regulación*, Red Eléctrica de España REE, [http://www.ree.es/index\\_ope.html](http://www.ree.es/index_ope.html).
- [3] *Procedimiento de operación P.O.-7.1 Servicio complementario de regulación primaria*, Red Eléctrica de España REE, disponible en [http://www.ree.es/index\\_ope.html](http://www.ree.es/index_ope.html).
- [4] *Procedimiento de operación P.O.-7.2 Servicio complementario de regulación secundaria*, Red Eléctrica de España REE, disponible en [http://www.ree.es/index\\_ope.html](http://www.ree.es/index_ope.html).
- [5] *Procedimiento de operación P.O.-7.3 Servicio complementario de regulación terciaria*, Red Eléctrica de España REE, disponible en [http://www.ree.es/index\\_ope.html](http://www.ree.es/index_ope.html).



- [6] *Procedimiento de operación P.O.-11.2 Criterios generales de protección en la red gestionada*, Red Eléctrica de España REE, disponible en [http://www.ree.es/index\\_ope.html](http://www.ree.es/index_ope.html).
- [7] *Procedimiento de operación P.O.-6.1 Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia*, Red Eléctrica de España REE, disponible en [http://www.ree.es/index\\_ope.html](http://www.ree.es/index_ope.html).
- [8] *Procedimiento de operación P.O.-15.1 Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*, Red Eléctrica de España REE, disponible en [http://www.ree.es/index\\_ope.html](http://www.ree.es/index_ope.html).
- [9] *Operation handbook*, Union for the co-ordination of transmission of electricity UCTE, disponible en [http://www.ucte.org/ohb/cur\\_status.asp](http://www.ucte.org/ohb/cur_status.asp).
- [10] R. H. Miller and J. H. Malinowski, *Power system operation*, Mc Graw Hill, 1994.