



E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA  
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE CONTROL

<http://www.ieec.uned.es/>

INGENIERO INDUSTRIAL  
PLAN NUEVO, 4º CURSO

# ***"CENTRALES ELÉCTRICAS. EL ALTERNADOR"***

---

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura "Centrales Eléctricas" (524137) como material docente de estudio

## **CAPÍTULO 1: LOS SECTORES ENERGÉTICO Y ELÉCTRICO. UNIDADES DE MEDIDA DE ENERGÍA.**

### **1. INTRODUCCIÓN.**

### **2. LAS FUENTES DE ENERGÍA EN ESPAÑA.**

### **3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.**

### **4. EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD.**

### **5. LAS CENTRALES ELÉCTRICAS.**

## **CAPÍTULO 2: REGULACIÓN Y CONTROL DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS.**

### **1. INTRODUCCIÓN.**

### **2. EL GENERADOR SÍNCRONO.**

2.1. Descripción básica del generador síncrono.

2.2. Equivalente eléctrico del generador síncrono.

2.3. El generador síncrono conectado a una red de potencia infinita.

2.4. Límites de funcionamiento de la máquina.

### **3. INTRODUCCIÓN AL CONTROL AUTOMÁTICO DE LA TENSIÓN Y DE LA GENERACIÓN.**

### **4. CONTROL AUTOMÁTICO DE LA TENSIÓN (AVR).**

### **5. CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN (AGC).**

#### **5.1. Primer lazo de control.**

5.1.1. Principales elementos del control primario del generador.

5.1.2. Respuesta en régimen permanente del primer lazo de control.

5.1.3. El primer lazo de control en bucle cerrado.

5.1.4. Respuesta en régimen permanente del primer lazo de control en bucle cerrado.

5.1.5. Respuesta en régimen dinámico del primer lazo de control en bucle cerrado.

5.1.6. Sentido físico de la respuesta dinámica del primer lazo de control.

#### **5.2. Segundo lazo de control.**

#### **5.3. Sistemas con más de un área de control.**

- 5.3.1. Modelo de interconexión elástica entre áreas.
- 5.3.2. Respuesta en régimen permanente de un sistema con dos áreas de control.
- 5.3.3. Segundo lazo de control en sistemas multiárea.

## **6. TERCER BUCLE DE CONTROL DE LA GENERACIÓN.**

- 6.1. Introducción al control terciario de tensiones y frecuencia.
- 6.2. El flujo de cargas óptimo.
- 6.3. Despacho económico sin pérdidas.
- 6.4. Despacho económico con pérdidas.

## **7. EJEMPLOS DE CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN.**

### **CAPÍTULO 3: PROTECCIONES DEL GENERADOR SÍNCRONO.**

#### **1. INTRODUCCIÓN.**

#### **2. FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.**

#### **3. TIPOS DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR.**

#### **4. RELÉS DE PROTECCIÓN FRENTE A FALTAS INTERNAS EN EL GENERADOR.**

- 4.1. Protección contra faltas a tierra en el estátor (64 G).
- 4.2. Protección contra cortocircuito entre fases (87G).
- 4.3. Faltas a tierra del rotor (64R).
- 4.4. Pérdida de excitación del generador (40).

#### **5. RELÉS DE PROTECCIÓN FRENTE A FALTAS EXTERNAS.**

- 5.1. Protección de sobreintensidad en el estátor.
- 5.2. Sobrecargas y sobrecalentamientos en el estátor y rotor (49).
- 5.3. Protección contra carga desequilibrada (46).
- 5.4. Protección contra potencia inversa o retorno de energía. (32).
- 5.5. Protección contra sobretensiones en el estátor (59).
- 5.6. Protección contra la pérdida de sincronismo (78).
- 5.7. Protección contra las variaciones de frecuencia (84) y sobrevelocidad.
- 5.8. Protección contra el fallo del interruptor de línea (50 BF).

## **CAPÍTULO 4: ESTABILIDAD TRANSITORIA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

### **1. INTRODUCCIÓN.**

### **2. ESTABILIDAD TRANSITORIA.**

2.1 Ecuación de la oscilación de una máquina síncrona.

2.2 Variación del ángulo del generador frente a una variación tipo escalón en la potencia mecánica.

2.3 Criterio de igualdad de áreas.

### **3. RESOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE OSCILACIÓN MEDIANTE MÉTODOS NUMÉRICOS.**

### **6. FACTORES QUE AFECTAN A LA ESTABILIDAD.**

# **CAPÍTULO 1:**

## **Los sectores energético y eléctrico. Unidades de medida de energía.**

---

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura “Centrales Eléctricas” (524137) como material docente de estudio

## 1. INTRODUCCIÓN.

La energía se mide con la misma unidad que la magnitud física de trabajo. Por tanto, en el sistema internacional de unidades (SI) se mide en julios (J). El julio es el trabajo realizado por la fuerza de 1Newton cuando provoca un desplazamiento de 1 metro.

Sin embargo, generalmente la energía eléctrica no se mide en julios, sino en unidades de kilovatios.hora (kWh). Esta unidad representa el trabajo realizado por una máquina de potencia 1 kW, durante un tiempo de una hora. Por tanto:

$$1\text{kW.h} = 1 \text{ kW} \cdot 1 \text{ hora} = 1000 \text{ W} \cdot 3600 \text{ s} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ J}.$$

Nótese que la unidad de kWh, equivale a la energía desarrollada por una potencia constante de 1 kW multiplicada (nunca dividida) por el tiempo de 1 hora.

También se puede recordar que el calor es una forma de trabajo, y que por lo tanto existe una equivalencia entre las unidades habituales de medida de calor y la unidad del julio.

$$1 \text{ caloría (cal)} = 4,18550 \text{ J}$$

$$1 \text{ termia (th)} = 10^6 \text{ cal}$$

Para poder evaluar la calidad de distintas fuentes de energía como el carbón o el petróleo se utilizan otras unidades de medida de energía en función de su poder calorífico.

Así es habitual el designar la calidad energética de un combustible en función de las kilocalorías que se producen por la combustión de 1 kg de dicho combustible (kcal/kg).

Como caso particular se utilizan las unidades de medida de energía denominadas como tonelada equivalente de carbón (tec) o tonelada equivalente de petróleo (tep). La primera unidad representa la energía liberada por la combustión de 1000 kg de carbón del tipo hulla, mientras que la segunda se refiere a la combustión de 1000 kg de crudo de petróleo. Las equivalencias con la unidad del julio (J) son las siguientes:

$$1\text{tec} = 2,93 \cdot 10^{10} \text{ J}$$

$$1\text{tep} = 4,185 \cdot 10^{10} \text{ J}$$

De la equivalencia en julios de ambas unidades se puede comprobar como el poder calorífico del petróleo crudo es mayor que el del carbón de hulla.

Para medir energías o potencias de gran magnitud se utilizan muy frecuentemente los prefijos griegos que equivalen a los siguientes factores multiplicadores.

Prefijo	Símbolo	Exponente
Kilo-	k	$10^3$
Mega-	M	$10^6$
Giga-	G	$10^9$
Tera-	T	$10^{12}$
Peta-	P	$10^{15}$
Exa-	E	$10^{18}$

Tabla 1.1 Prefijos, símbolos y exponentes usados para la medida de potencia, energía, y en general para cualquier magnitud de la física.

## 2. LAS FUENTES DE ENERGÍA EN ESPAÑA.

Atendiendo a su forma de utilización la energía se puede clasificar como energía primaria y energía final. La energía primaria es la que no se ha sometido a ningún proceso de transformación y se obtiene por tanto directamente de la naturaleza, por ejemplo son fuentes de energía primaria el carbón, el petróleo, el gas natural, el uranio natural, la energía eólica o la solar. Las energías primarias se compran y venden en el mercado energético. Es importante resaltar que sólo una fracción de la energía primaria se destina a la producción de electricidad (por ejemplo en España un 38% en el año 2007), destinándose el resto, con excepción de las pérdidas, a usos térmicos,.

En la figura 2.1 se puede observar el consumo mundial de energía primaria clasificado en función de las fuentes de energía.

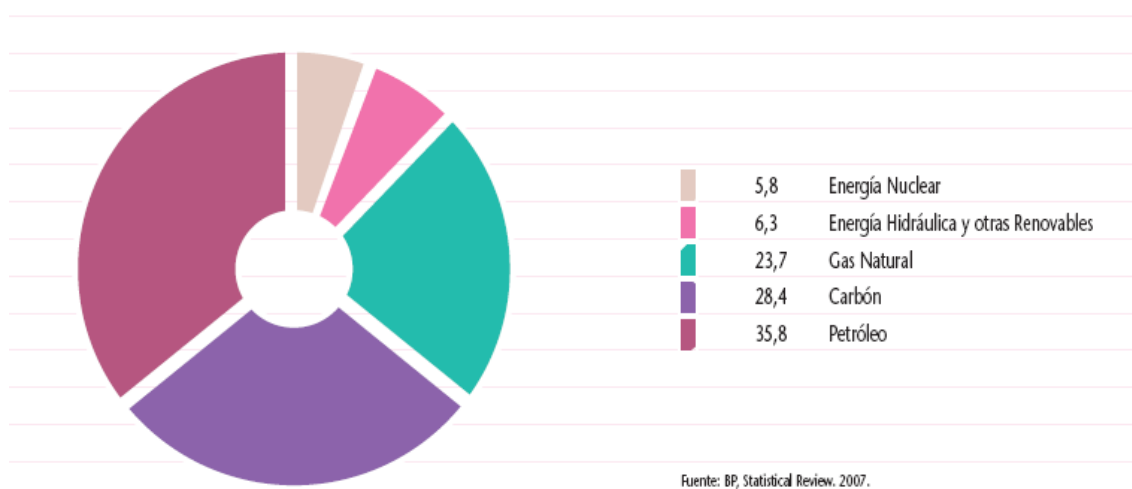


Figura 2.1 Consumo mundial de energía primaria durante 2007 clasificado por el tipo de fuente de energía.

Mediante una representación parecida se puede observar también cuales son los tipos de fuentes de energía primaria más utilizados en España. El consumo total en 2007 fue de 147 millones de tep.

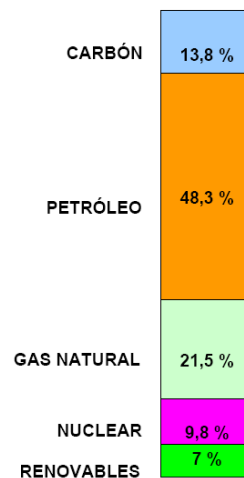


Figura 2.2. Consumo de energía primaria en España durante 2007. Fuente MITyC.

La energía final se obtiene a partir de la energía primaria mediante procesos de transformación energética generalmente en centrales o refinerías, por ejemplo en forma de electricidad o de productos petrolíferos para carburantes (gasolinas, gasóleos, kerosenos, etc). Es la energía que compran los consumidores, y que también puede adquirirse en el mercado al por mayor.

En la figura 2.3 se puede observar cuales son los tipos de fuentes de energía final más utilizados en España. El consumo total de energía final en España en 2007 fue de 108 millones de tep.

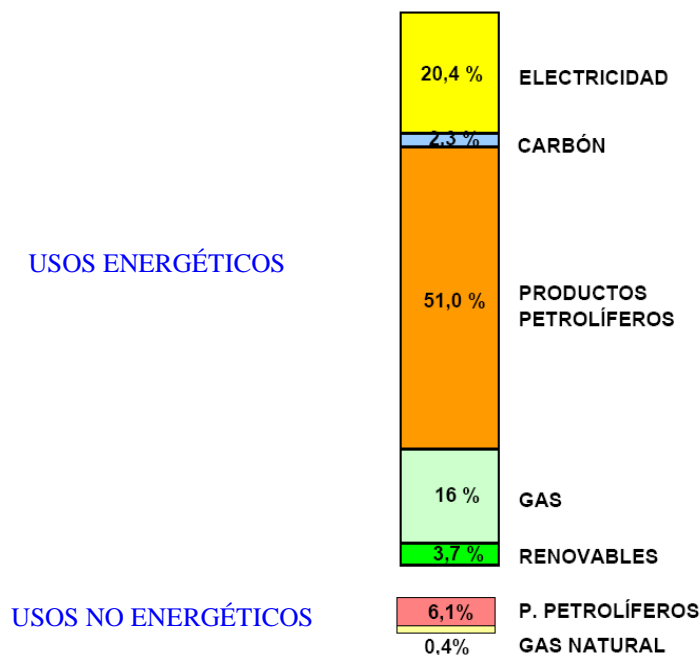


Figura 2.3. Consumo de energía final en España durante 2007. Fuente MITyC.



Se puede resaltar que en España y según datos de 2007, un 38% de la energía primaria se utilizó para producción de energía eléctrica, mientras que de la energía final que se consumió solamente el 20% lo fue en forma de energía de eléctrica. Esto nos da una idea de que la conversión de energía primaria en energía eléctrica utilizable por el usuario final no es especialmente eficiente.

Una segunda posible clasificación de las fuentes de energía es en fuentes renovables y no renovables. Las fuentes de energía renovables son en teoría inagotables ya que proceden de la energía que llega a la tierra como consecuencia de la radiación del sol o de la atracción gravitatoria de otros planetas del sistema solar. Son principalmente la hidráulica, solar, eólica, biomasa y las de origen oceánico.

Las energías no renovables son aquellas que existen de forma limitada en la naturaleza y que no se renuevan a corto plazo. La demanda mundial de energía se cubre principalmente con este tipo de fuentes (carbón, petróleo, gas natural y combustibles nucleares como el uranio o el plutonio).

### 3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.

La producción de energía eléctrica en España se realiza a partir de distintas fuentes de energía primaria siendo las más importantes y por este orden el gas natural, el carbón, las fuentes renovables, la energía nuclear y el petróleo.

En la figura 3.1 se muestra la producción de energía eléctrica en España durante 2007, en función de la fuente de energía primaria. La producción total de 2007, incluidos los autoconsumos (consumos propios de algunos procesos de cogeneración) y las pérdidas, ha sido de 312 000 GWh.

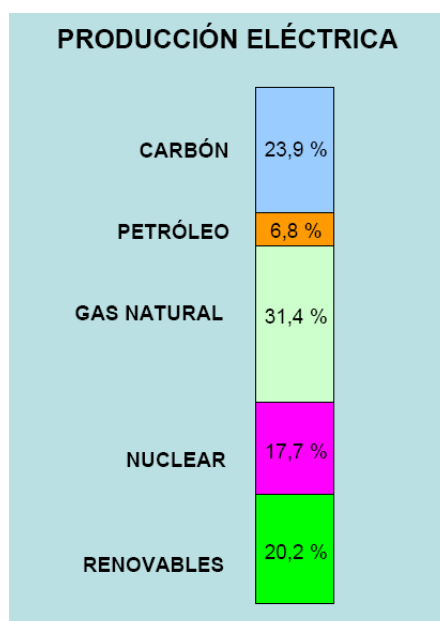


Figura 3.1. Producción de energía eléctrica en España durante 2007 en función de la fuente de energía primaria utilizada. Fuente MITyC.

Es ilustrativo estudiar de forma comparativa la energía eléctrica generada según la fuente de energía utilizada y la potencia de generación instalada en España durante el mismo año 2007, (figura 3.2).

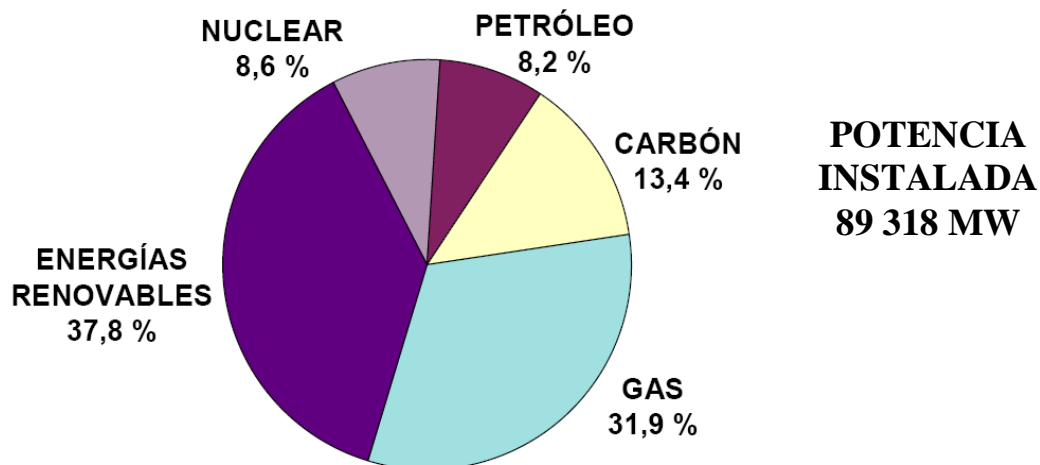


Figura 3.2. Potencia eléctrica instalada en España durante el año 2007. Fuente MITyC.

Si se comparan las figuras 3.1 y 3.2 se observa como las centrales nucleares con una potencia instalada de sólo un 8,6% del total generan casi un 18% de la energía, mientras que otros tipos de centrales, como las de energías renovables, con una potencia instalada del 38% del total generan solamente un 20% de la energía.

Esto se debe a que las centrales nucleares son centrales de base con un funcionamiento casi permanente, mientras que el factor de utilización de otros tipos de centrales como las eólicas es netamente inferior.

En la figura 3.3 se muestra la producción mensual de energía eléctrica en millones de kWh durante 2007 clasificada por tipo de centrales (nucleares, térmica convencional o hidroeléctrica), sin incluir las centrales con energías renovables que constituyen el régimen especial de generación.

En esta figura 3.3 se observa de nuevo como las centrales nucleares aportan una energía sensiblemente constante a lo largo del año, mientras que las centrales térmicas convencionales se usan para poder absorber las puntas de demanda que se producen principalmente y por este orden en los meses de diciembre, enero y julio.

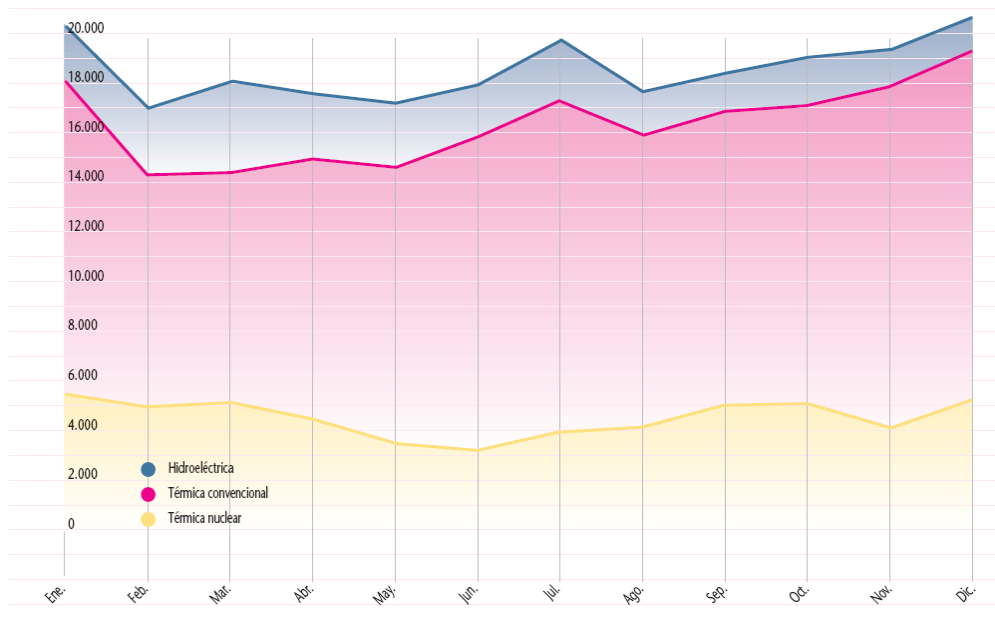


Figura 3.3. Generación mensual de energía eléctrica en España durante 2007 para las centrales en régimen ordinario. Fuente MITyC.

De cara al futuro, la planificación energética en España augura una progresiva transformación de la estructura de la generación eléctrica con unas perspectivas de desarrollo muy importantes para las energías renovables y en particular para la solar de tipo fotovoltaica, tal y como se ilustra en la figura 3.4.

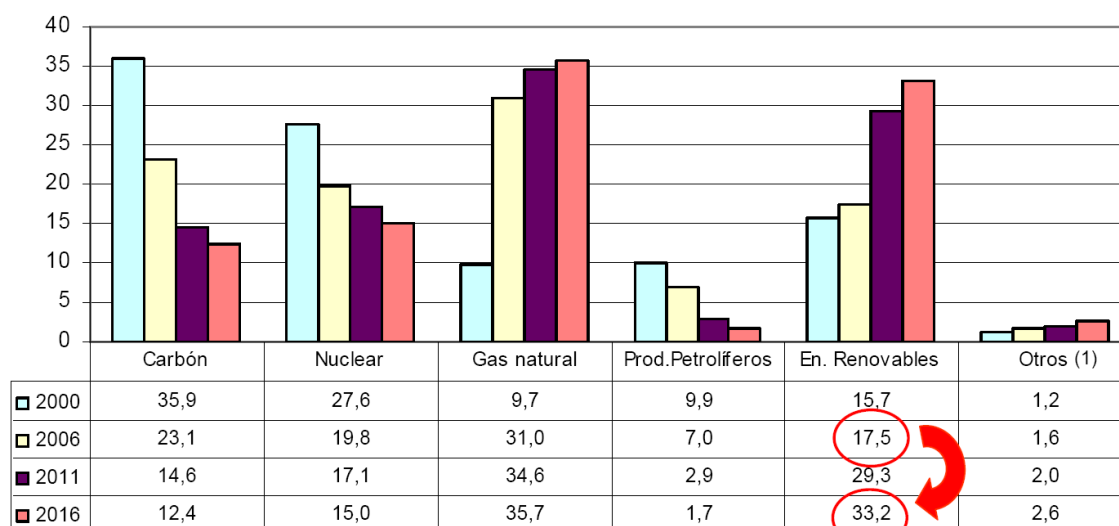
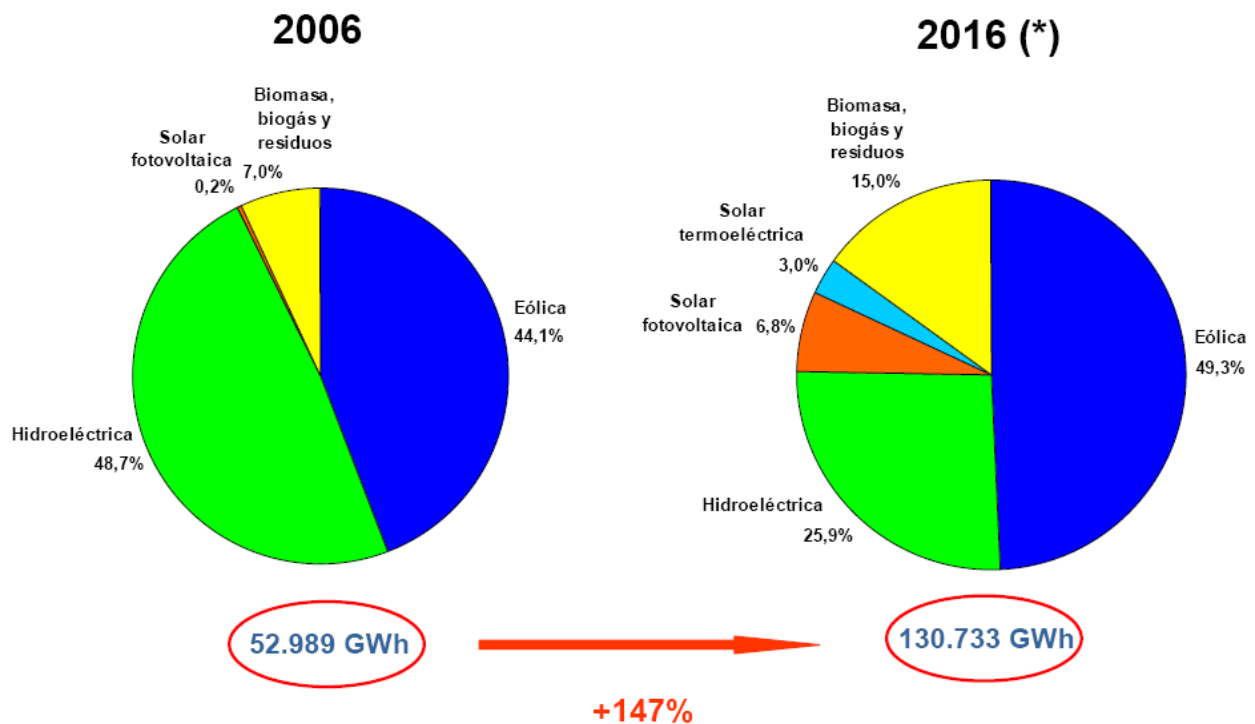


Figura 3.4. Perspectiva de la estructura de generación eléctrica en España estimada en 2008, tras la aprobación de la planificación 2008-2016. Fuente MITyC.

Por último cabe reseñar como según las estimaciones oficiales (véase figura 3.5), el incremento de la energía generada de origen renovable va a proceder fundamentalmente del aumento de la energía solar tanto del tipo fotovoltaico como termoeléctrico, de la procedente de la biomasa, biogás o en general de la utilización de residuos, y en menor medida del aumento de la eólica. Por el contrario, la importancia relativa de la generación hidroeléctrica se espera que disminuya en los próximos años al no existir en proyecto la construcción de centrales de este tipo.



(\*) Estimación hecha tras la aprobación de la planificación 2008-2016, en base a las buenas perspectivas de desarrollo de la fotovoltaica

Figura 3.5. Evolución esperada de la generación eléctrica con energías renovables en España. Fuente MITyC.

#### 4. EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD.

El consumo eléctrico es uno de los indicadores del desarrollo de un país, ya que existe una gran relación entre el crecimiento del PIB (producto interior bruto) y el crecimiento del consumo eléctrico anual, en definitiva a mayor desarrollo económico mayor es la necesidad de consumir energía eléctrica. Lo contrario también es cierto, concretamente, la demanda peninsular de energía eléctrica durante 2009 ha sido de 251.305 GWh, un 4,6% inferior que en el año 2008. Este descenso representa la primera tasa negativa anual en la serie de registros sobre la evolución de la demanda desde 1985, como consecuencia de la crisis económica.

No sólo eso, sino que el consumo de energía eléctrica anual por persona es también un indicador del nivel de bienestar.

La tabla siguiente refleja las diferencias en el consumo de electricidad entre los distintos países. España se sitúa, según datos de 2005, un poco por debajo de los países muy desarrollados y con alto nivel de renta.

REGIÓN	Consumo anual de electricidad por persona (kWh per cápita)		
	2005	2000	1990
Asia (excluyendo el Medio Oriente)	1404.3	1047.1	739.2
América Central y Caribe	1526.1	1386.5	1033.7
Europa	6008.9	5526.0	5502.8
Medio Oriente y África del Norte	2107.5	1706.8	1124.1
América del norte	13993.8	13984.3	12123.8
América del Sur	1834.4	1684.3	1280.2
Países desarrollados	8009.5	7620.6	6977.2
Países en vías de desarrollo	1169.0	852.9	532.1
Países con alto nivel de renta	9789.0	9371.8	7789.3
Países con bajo nivel de renta	392.4	325.1	271.2
Países con nivel de renta intermedio	1966.5	1497.9	1335.4
España	6147.1	5206.8	3523.5

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura "Centrales Eléctricas" (524137) como material docente de estudio

Se puede observar como el consumo eléctrico crece de forma muy fuerte en los países en vías de desarrollo y como en los países desarrollados el crecimiento es mucho más lento e incluso se observa una cierta saturación.

El análisis de la demanda eléctrica se realiza en cada hora, de forma que viendo su evolución temporal se obtienen las curvas de carga diarias, semanales, mensuales, anuales o incluso plurianuales. En la figura siguiente se observa la evolución de la demanda diaria en un día de invierno, según los datos facilitados por Red Eléctrica de España. Las curvas de carga diarias de los días laborables son generalmente muy repetitivas con dos máximos, uno sobre las 10 y las 13 horas, y un segundo máximo generalmente mayor sobre las 20 horas. También puede apreciarse como el consumo real se ajusta muy bien al consumo previsto.

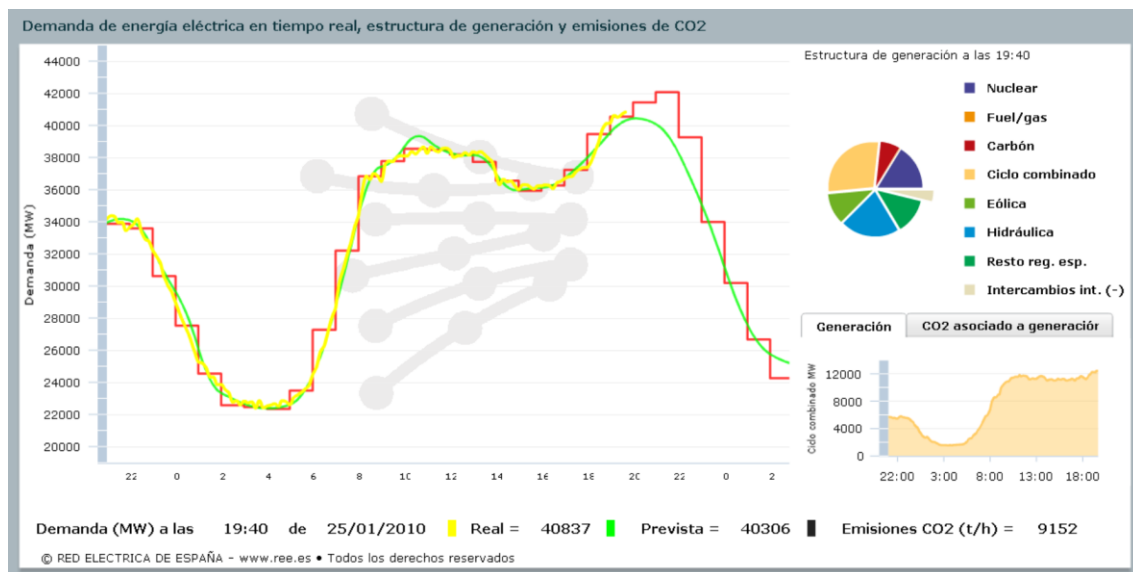


Figura 4.1. Curva de carga diaria típica de un día laborable de invierno

El perfil de cargas presenta generalmente ciclos muy repetitivos. Los días laborables son muy parecidos entre sí dentro de la misma semana, y las semanas de la misma estación también presentan perfiles similares. El perfil de carga tiene una importancia económica muy relevante, ya que para la misma energía demandada es más barato cubrir una curva de carga de perfil plano que de perfil con grandes salientes o puntas. La demanda total debe ser cubierta con la generación de las distintas centrales, y según la forma de esta curva cada país debe usar las tecnologías distintas que conduzcan a una solución económicamente óptima.

Cada central eléctrica tiene al menos dos tipos de costes claramente diferenciados. Por una parte los costes fijos o de inversión, y por otra parte los costes variables o de operación ligados sobre todo al consumo de combustible. De esta forma existen centrales como las nucleares con costes de inversión muy altos, pero con costes de operación muy bajos. Estas centrales son adecuadas para cubrir la base de curva de carga, de forma que están generando electricidad casi de forma permanente. En el polo

opuesto se encuentran las centrales con costes de inversión bajos, pero con costes de operación muy altos, que son apropiadas para cubrir los picos de la curva de la demanda y que funcionarán unas pocas horas a lo largo del año, por ejemplo centrales térmicas de fuel-oil o de gas. En una situación intermedia se encontrarían las centrales con costes fijos y variables intermedios que servirán para cubrir la zona intermedia de la curva de carga.

Siguiendo con esta argumentación una tecnología que tuviera a la vez costes de inversión bajos y costes de operación bajos desplazaría fácilmente a resto de las tecnologías, y de hecho esto ocurre hasta cierto punto en España con las centrales de ciclo combinado que aúnan unas inversiones no muy altas para su construcción junto con unos costes de operación moderados. En estas centrales el precio del gas es el coste variable más importante que por otra parte está sujeto a variaciones y a cierta incertidumbre en los precios que imponen los países exportadores (los principales exportadores de gas natural para España son Argelia, Nigeria y Noruega).

Una forma de representar el consumo eléctrico es mediante una curva monótona de carga que muestra como las diferentes tecnologías de generación participan en la cobertura de la demanda y cómo los picos de la demanda se producen sólo durante unas pocas horas al año. Cada valor de la curva superior indica el tiempo en horas para el cual la demanda eléctrica en potencia (MW) del sistema es mayor que la potencia correspondiente al valor de su ordenada. Por ejemplo estudiando la curva se observa como durante 3000 horas del año la demanda de potencia fue mayor de unos 34000 MW.

La energía consumida durante un cierto número de horas se podría calcular como la integral de la curva monótona de carga.

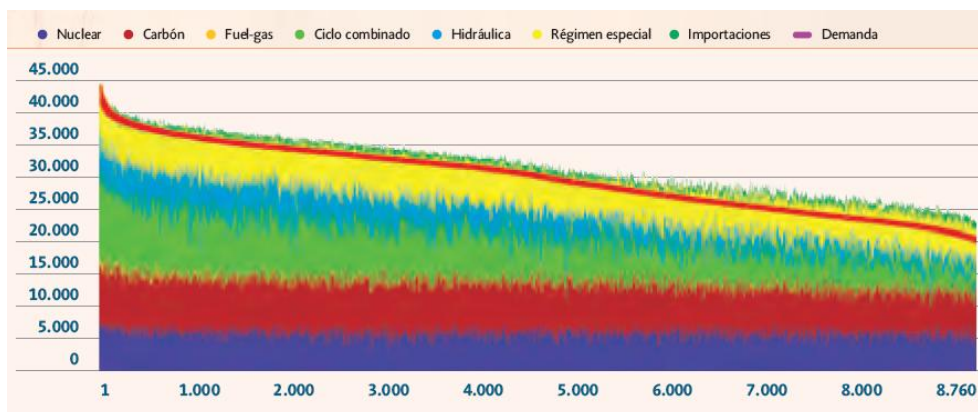


Figura 4.2. Curva monótona de carga de España del año 2007. (En ordenadas energía eléctrica en MW y en abcisas horas).

## 5. LAS CENTRALES ELÉCTRICAS.

Los tipos de centrales de producción de energía eléctrica se clasifican principalmente según el combustible utilizado por la central. Según este criterio las centrales convencionales se clasifican en hidráulicas, térmicas o nucleares.

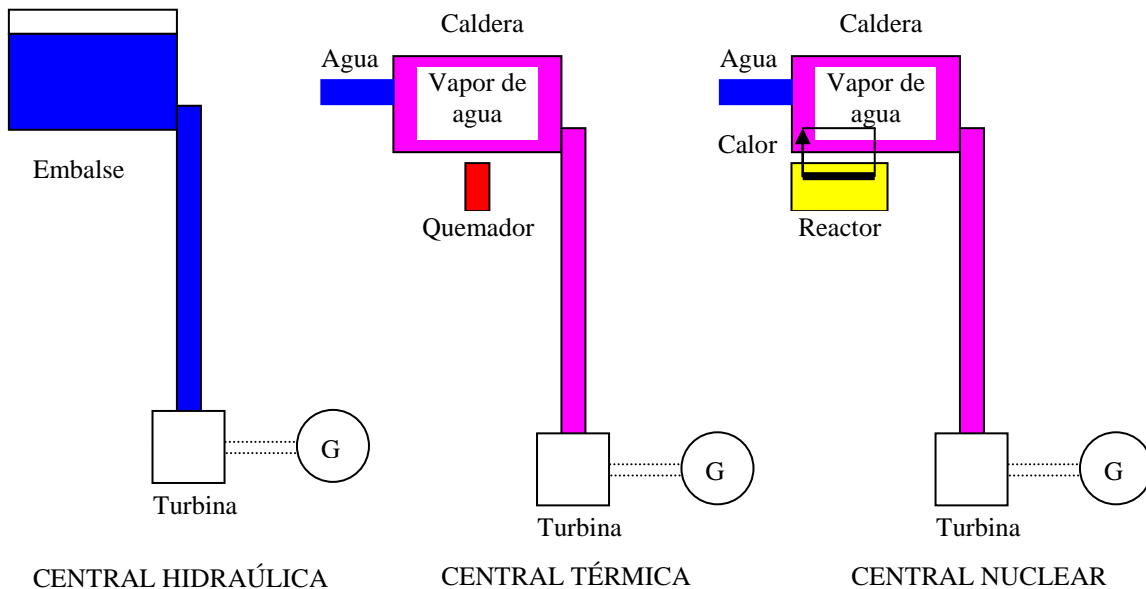


Figura. 5.1. Tipos de centrales eléctricas convencionales.

### Centrales hidráulicas.

Utilizan como fuente de energía el agua almacenada en un embalse, de forma que la potencia aprovechable en un salto hidráulico depende del caudal del salto y de su altura en metros. La energía almacenada en el agua provocará el movimiento de los alabes de la turbina hidráulica transformándose en una energía mecánica igual al producto entre del par mecánico entregado por la turbina y su velocidad angular.

Estas centrales requieren una gran inversión en su construcción y además requieren de un embalse que inundará un área en general muy extensa. Las ventajas de estas centrales consisten en que no contaminan, que el combustible es el agua, y que tienen gran facilidad para su arranque, parada y ajuste mediante la apertura o cierre de la válvula de admisión a la turbina. Por ello se utilizan como centrales de regulación para ajustar la generación de energía eléctrica a la demanda de una forma rápida y gradual.

### Centrales térmicas.

Estas centrales utilizan un combustible fósil (carbón, fuel-oil, o gas), que se quema en una caldera para producir vapor de agua. El vapor de agua a alta presión se transforma también en energía mecánica mediante una turbina de vapor. Finalmente la turbina de



vapor mueve el generador eléctrico. La eficiencia energética de las centrales térmicas dependerá fundamentalmente del poder calorífico del combustible.

El rendimiento de estas centrales nunca supera el 45%. Debido a la inercia térmica de la caldera (unas 7 horas) no es posible utilizarlas como centrales de regulación ya que no se puede realizar su arranque o parada de forma rápida. En ciertas ocasiones estas centrales se dejan desconectas de red, es decir sin generar energía, pero operando en caliente con la caldera en funcionamiento.

Las centrales nucleares son una variante de central térmica con un reactor nuclear donde la fisión de un material como el uranio provoca una cantidad muy grande de calor. Este calor se transfiere a un fluido (por ejemplo CO<sub>2</sub> o sodio líquido), y a continuación mediante un intercambiador se transfiere a un circuito de agua para crear vapor de agua dentro de la caldera. A partir de aquí el funcionamiento es como en una central térmica convencional. Las centrales nucleares no se pueden emplear nunca como centrales de regulación ya que el proceso de parada y arranque el reactor es muy costoso y se realiza solamente de forma planificada con mucha antelación en los períodos programados de parada del reactor para su mantenimiento. En las centrales nucleares, aunque los costes de inversión son muy altos. Los costes de operación derivados principalmente del coste del combustible son muy pequeños lo que las convierte en la tecnología apropiada para utilizarlas durante las 8760 horas del año.

#### Centrales de gas y de ciclo combinado.

Otras centrales térmicas utilizan como combustible el gas que con aire a presión alimentan a la turbina para obtener la energía mecánica que finalmente mueve al alternador. El aire a presión se obtiene mediante un compresor acoplado mecánicamente al eje de la turbina, el compresor absorbe aire a presión atmosférica lo comprime y lo inyecta en la cámara de combustión o quemador donde se mezcla con el gas para desencadenar su combustión.

Las centrales de ciclo combinado combinan dos ciclos térmicos: el principal está basado en una turbina de gas tal y como se acaba de describir y se denomina ciclo Brayton. Los gases de combustión expulsados por esta turbina, todavía tienen una temperatura alta del orden de los 600°C, y se aprovechan en una caldera de recuperación de calor para la generación de vapor que mueve una segunda turbina en este caso de vapor (con un ciclo térmico Rankine). Cada una de las turbinas mueve un generador eléctrico, o bien ambas turbinas pueden accionar simultáneamente a un generador único. Los rendimientos de estos ciclos son mayores que para el resto de centrales térmicas llegando al 60% en algunos casos.

Las centrales de ciclo combinado que han crecido de forma muy notable en España en los últimos decenios tienen grandes ventajas como su modularidad y sus costes moderados de inversión por lo que son muy competitivas económicamente. El único inconveniente es que su funcionamiento económico depende del precio del gas utilizado como combustible.

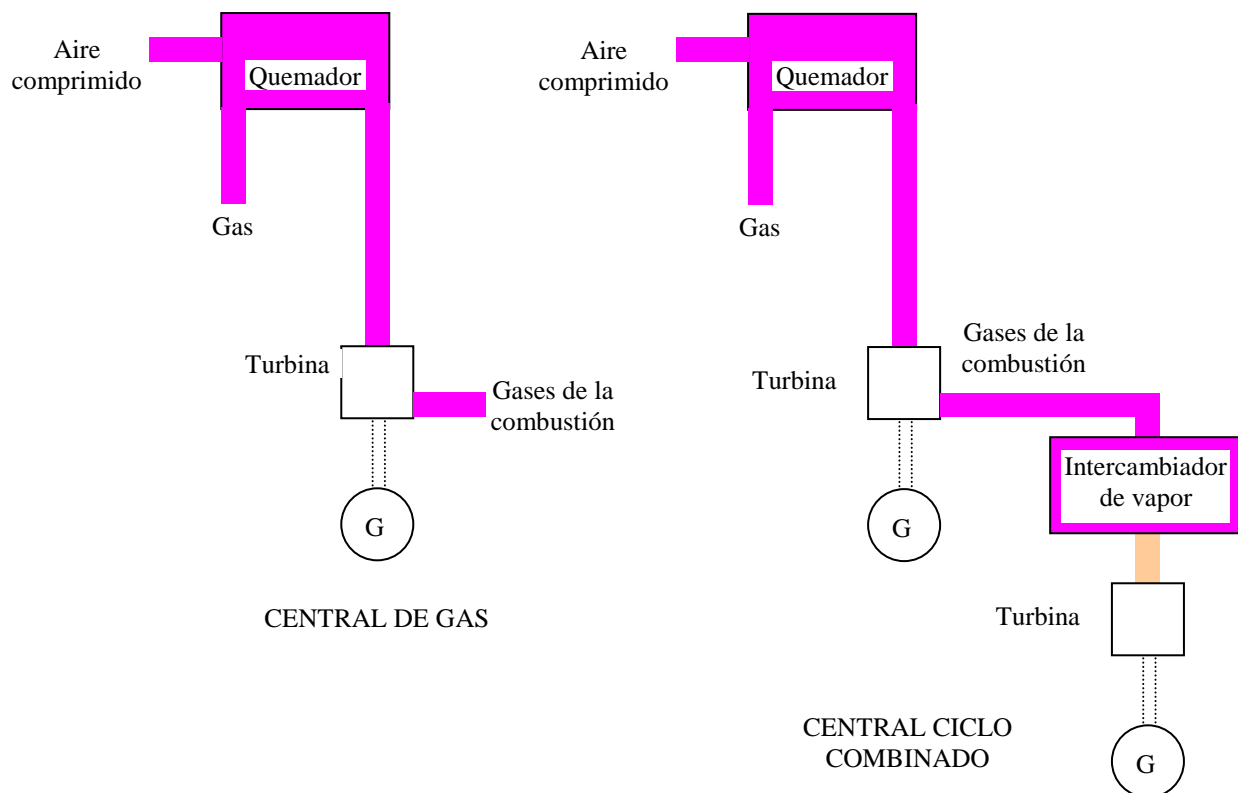


Figura 5.2. Centrales de gas y centrales de ciclo combinado.

Las centrales eléctricas con turbinas de gas tienen costes de operación relativamente altos, pero como ventaja los costes de inversión son bajos, por lo que se utilizan para cubrir las puntas de demanda durante unas pocas horas al año. Sucede justo lo contrario que con las centrales nucleares, mientras que las centrales térmicas convencionales se encontrarían en una situación intermedia respecto de este criterio.

#### Centrales de energía renovables.

Actualmente del orden del 20% de la energía eléctrica consumida es de origen renovable, principalmente se trata de centrales eólicas, minihidráulicas, solares, fotovoltaicas y de biomasa. En la construcción de estos tipos de centrales no influyen solamente los condicionantes económicos, sino también motivos estratégicos y políticos. La generación distribuida mediante este tipo de centrales permite eliminar los riesgos por desabastecimiento de combustibles fósiles (por ejemplo el gas natural) o por su variación en precio debidos a las políticas cambiantes de los países exportadores.

## **CAPÍTULO 2:**

# **Regulación y control de los generadores síncronos.**

---

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura “Centrales Eléctricas” (524137) como material docente de estudio

## 1. INTRODUCCIÓN.

La energía eléctrica no puede almacenarse, ni en grandes cantidades ni de forma económicamente rentable, por lo que en cada instante debe generarse lo que se consume (potencia demanda más pérdidas del sistema). La potencia eléctrica demandada varía de un día a otro y a lo largo del día, por lo que la generación debe seguir esa misma variación temporal, manteniendo el valor nominal de la frecuencia del sistema, 50 Hz, y otras condiciones que definen el estado de funcionamiento normal del sistema eléctrico, todo ello con el objetivo económico del menor coste de producción.

Con este fin, el objetivo básico de los sistemas de regulación y control de los generadores instalados en las centrales eléctricas es asegurar que la generación se ajusta a la potencia demandada de forma continua, manteniendo la continuidad del suministro y los parámetros de funcionamiento del sistema dentro de unos límites establecidos y tratando de que funcionen en cada momento los generadores que proporcionan un óptimo económico. Esta función se realiza automáticamente en los generadores y desde los centros de control a través de la regulación automática de la tensión (AVR, del inglés “automatic voltage regulator”) y, sobre todo, mediante el control automático de la generación (AGC, del inglés “automatic generation control”).

### La calidad del suministro eléctrico.

Todo esto se puede analizar desde el punto de vista del consumidor de energía eléctrica que desea recibir la mejor calidad de servicio con el menor coste. La calidad de servicio se define mediante la combinación de los tres aspectos siguientes:

- a) Se debe garantizar la continuidad del suministro eléctrico.
- b) El valor eficaz de la tensión de suministro y su frecuencia se debe mantener dentro de unos estrechos límites de variación preestablecidos.
- c) Se debe garantizar la calidad de onda, es decir, la tensión debe ser lo más parecida posible a una onda sinusoidal perfecta.

#### a) Continuidad de suministro.

La continuidad del suministro eléctrico en media tensión ( $1 \text{ kV} \leq U \leq 36 \text{ kV}$ ) se mide mediante dos parámetros: el TIEPI y el NIEPI, que se definen respectivamente como el tiempo de interrupción equivalente ponderado según la potencia instalada en alta tensión y como el número de interrupciones equivalentes ponderadas según esta misma potencia. Estos parámetros se pueden calcular para un consumidor o para una zona geográfica determinada.

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i H_i}{\sum PI} \quad (1.1) \qquad NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} \quad (1.2)$$

donde:

$PI_i$  potencia instalada afectada por una interrupción “i”, en kVA.

$H_i$  duración de la interrupción que afecta a la potencia  $PI_i$ , en horas.

- $\sum PI$  suma de la potencia instalada en todos los centros de transformación que suministran potencia a un consumidor determinado o que pertenecen al área geográfica bajo estudio.
- $k$  número de interrupciones durante el período considerado, para un consumidor determinado o en el área de estudio considerada.

En el cálculo de estos dos parámetros se tienen en cuenta las interrupciones del suministro de más de tres minutos de duración en la red de alta tensión, e incluye tanto las interrupciones causadas por trabajos planificados, que se califican como “programadas”, como por incidentes en las instalaciones de producción, transporte y distribución a las que se denomina “imprevistas”.

b) Límites de variación de la tensión y de la frecuencia.

El suministro de energía a los receptores de los clientes provoca corrientes eléctricas proporcionales a las demandadas que al circular por los conductores de la red, dan origen a caídas de tensión. La amplitud de la tensión suministrada a un cliente en todo momento es función de las caídas de tensión acumuladas en todos los elementos de la red por la cual se alimenta el cliente, y está determinada a la vez por la demanda individual y por la demanda simultánea de otros clientes. La tensión suministrada estará sometida a constantes variaciones ya que la demanda de cada cliente varía continuamente, y existe también una variación de la carga en su conjunto según la simultaneidad entre las demandas de los distintos clientes.

Por otra parte, para mantener la frecuencia constante es necesario disponer de una capacidad de producción adaptada en cada instante a la demanda simultánea de todos los clientes (regulación Potencia-frecuencia).

Los receptores eléctricos son capaces de soportar variaciones en su tensión de alimentación, (el valor típico es de un  $\pm 10\%$ ), mientras que para mantener la exactitud del creciente número de relojes y automatismos que hay conectados a la red eléctrica es necesario mantener la frecuencia dentro de márgenes de funcionamiento mucho más estrechos, siendo importante no sólo el error de frecuencia en un instante determinado sino el error acumulado a lo largo del tiempo.

Para establecer la calidad del producto eléctrico, el actual reglamento español que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y las normas que lo desarrollan establecen las variaciones admisibles del valor eficaz de la tensión respecto de la tensión de alimentación declarada y las variaciones máximas admisibles en la frecuencia respecto del valor nominal de 50 Hz.

Tipo de suministro	Máxima variación admisible para el valor eficaz de la tensión de suministro consumidores finales, (según RD 1955/2000)	Máxima variación admisible para la frecuencia, (según RD 1955/2000 y UNE-EN 50160) <sup>(1)</sup>
En baja o en media tensión	$\pm 7\%$	$\pm 1\%$ , durante el 99,5% del año +4%, -6%, permanentemente

(1) En ciertas islas en las que no exista una red acoplada por conexiones síncronas con un sistema interconectado de distribución eléctrica se pueden admitir variaciones mayores.

Tabla1. Variaciones reglamentarias admisibles en la tensión y la frecuencia.

Para conseguir mantener los valores establecidos de la tensión y de la frecuencia es necesario utilizar el control automático de la tensión y de la generación, tal y como se desarrolla posteriormente.

#### c) Calidad de onda.

La evolución tecnológica en los últimos años se ha caracterizado por una implantación progresiva en la industria de equipos de mayor potencia unitaria y fuertemente perturbadores, como los hornos de inducción, de resistencia, de infrarrojos y de rectificadores para la tracción y la electrólisis. Por este y otros motivos, la Unión Europea ha establecido la Directiva 89/336, que aplica a los aparatos y a los equipos susceptibles de crear perturbaciones y también a aquellos que puedan verse afectados por estas perturbaciones. El objetivo básico de esta directiva es garantizar que los equipos o aparatos sean capaces de soportar las perturbaciones radiadas o conducidas a las que pueden estar sometidas durante su funcionamiento normal, además de garantizar que las perturbaciones generadas por estos equipos sean inferiores a ciertos límites especificados en las normas aplicables.

Los reglamentos nacionales aplicables en este caso no a equipos, sino a instalaciones establecen también el requisito de que los usuarios adopten medidas para evitar que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones afecten a otros usuarios (por ejemplo perturbaciones del tipo de corrientes armónicas y flicker).

Estas perturbaciones afectan a la forma de onda de la tensión de alimentación, lo que da lugar a que otros usuarios, conectados al mismo punto reciban una tensión con una forma de onda distorsionada. Este último punto incide muy particularmente en los clientes industriales, con equipos especialmente sensibles a las perturbaciones y con una exigencia mayor de calidad de alimentación en cuanto a la forma de onda de la tensión.

Los problemas de calidad se suelen tratar mediante un acuerdo entre suministrador y cliente, para limitar de una parte las perturbaciones introducidas en la red y de otra, para garantizar una calidad de suministro adecuado. Desde un punto de vista técnico la solución se suele instalar localmente en baja tensión (por ejemplo mediante filtros o compensadores activos de armónicos).

Tanto la calidad de onda de la tensión suministrada, junto con la compatibilidad electromagnética de los equipos receptores, es una necesidad muy importante en el mundo desarrollado actual.

## 2. EL GENERADOR SÍNCRONO.

La generación de electricidad es el proceso de conversión de una energía primaria (por ejemplo procedente del carbón, el petróleo, el gas natural, la energía hidráulica o nuclear) en energía eléctrica. La inmensa mayoría de las tecnologías están basadas en la utilización del generador eléctrico o alternador síncrono.

### 2.1. Descripción básica del generador síncrono.

Las máquinas síncronas están constituidas por dos devanados independientes: el devanado inductor o de excitación alimentado por corriente continua y el devanado inducido que es trifásico y está recorrido por corriente alterna. Para las potencias que se utilizan en los generadores de las centrales el inductor se sitúa en el rotor y el inducido en el estátor.

Las potencias nominales de los generadores en las grandes centrales pueden llegar hasta 1500 MVA, funcionan con tensiones del orden de 25 kV y con intensidades de hasta decenas de kA. La potencia que necesita el sistema de excitación es entre el 0,2 y 3% de la potencia nominal de la máquina, de forma que se emplean tensiones de excitación de hasta 1 kV y con intensidades de unos pocos kA (por ejemplo 2,5 kA a 1 kV para una potencia de 750 MVA).

El sistema de excitación del generador puede ser de tipo tradicional, en los que la corriente continua del inductor procede de un generador de corriente continua o excitatriz solidario mecánicamente con la turbina y el alternador, de forma que su salida se aplica al rotor del alternador mediante anillos rozantes y escobillas. Modernamente el sistema de excitación no tiene escobillas, tal y como se muestra en la figura 2.1.

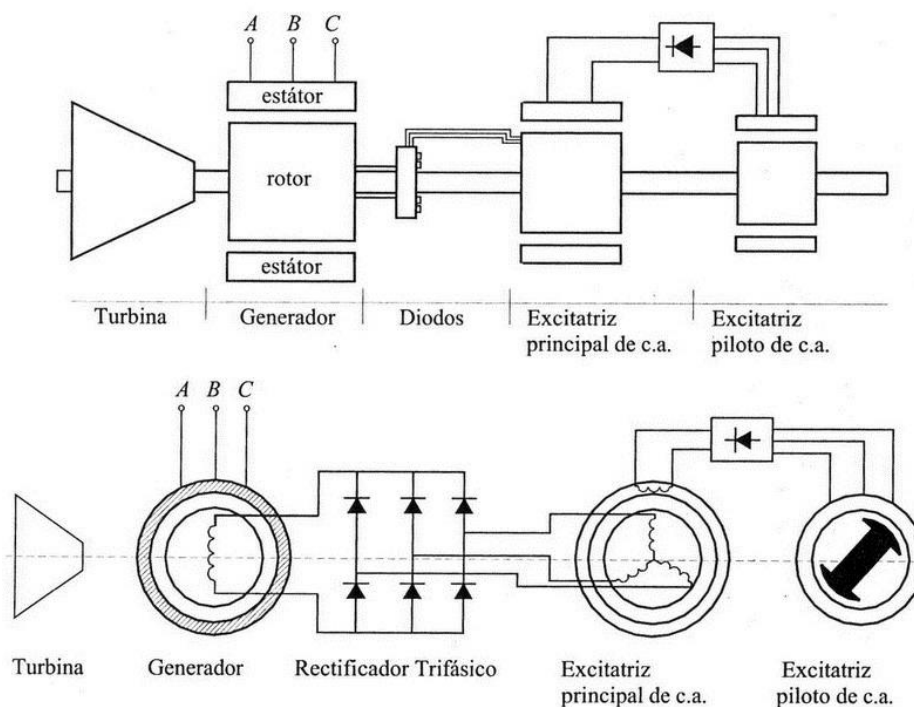


Figura 2.1. Esquema de excitación moderno de la máquina síncrona, (del libro Sistemas de energía eléctrica, de Fermin Barrero).

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura "Centrales Eléctricas" (524137) como material docente de estudio



La excitatriz principal es otro generador síncrono con el inducido en el rotor y el devanado inductor en el estátor. La salida trifásica de la excitatriz principal se convierte en continua mediante un puente rectificador de seis diodos giratorios que van montados sobre el mismo eje y cuya salida alimenta al rotor del generador principal. La ventaja de este sistema es que no se necesitan ni anillos ni escobillas ya que el puente rectificador de diodos es giratorio. Por último indicar que el devanado inductor de la excitatriz principal se alimenta mediante otro generador síncrono de pequeña potencia que recibe el nombre de excitatriz piloto, y cuyo rotor no está bobinado, sino que produce el campo de excitación con imanes permanentes.

Se debe recordar que según el principio de funcionamiento del generador síncrono, el valor eficaz de la fuerza electromotriz interna es directamente proporcional a la intensidad de corriente continua de excitación,  $I_f$ , a la frecuencia eléctrica,  $f$ , y al coeficiente de inducción mutua,  $M$ , entre el arrollamiento de excitación y el estátor del generador.

$$E = [ M(2 \pi f) I_f ] / \sqrt{2} \quad (2.1)$$

En la máquina síncrona se puede definir su frecuencia mecánica de giro,  $f_m$ , a partir de su velocidad angular,  $\omega_m$  (rad/s), de forma que un tiempo  $t$ , el rotor recorrerá un ángulo que será  $\theta_m = \omega_m t$ . Sin embargo, la frecuencia mecánica de giro no siempre coincide con la frecuencia de la tensión alterna generada,  $f$ .

Para una máquina cuyo rotor tiene un único par de polos ( $p = 1$ ), la frecuencia eléctrica de las fuerzas electromotrices inducidas en las tres bobinas del estátor coincidirá con la frecuencia de giro de la máquina, estando estas tres tensiones desfasadas  $120^\circ$ . Si la máquina tuviera  $p$  pares de polos se completaría un ciclo de la variación senoidal de las fuerzas electromotrices inducidas en un tiempo  $p$  veces menor del que emplea el rotor para completar una vuelta. Por tanto se pueden deducir las siguientes equivalencias entre magnitudes mecánicas y eléctricas.

$$\omega = 2\pi f \quad (2.2)$$

$$\theta_m = \frac{\theta}{p} \quad (2.3)$$

$$\omega_m = \frac{\omega}{p} \quad (2.4)$$

$$f_m = \frac{f}{p} \quad (2.5)$$

Utilizando las expresiones (2.2) y (2.4) se puede calcular la velocidad de giro del rotor expresada en revoluciones por minuto,  $n$ , en función de la frecuencia de la tensión alterna generada,  $f$ , y del número de pares de polos,  $p$ .

$$n = \frac{60 f}{p} \quad (2.6)$$

Como en España y Europa,  $f = 50$  Hz, se cumple que la velocidad de giro de las máquinas tiene valores discretos, 3000 rpm, si  $p = 1$ , 1500 rpm para  $p = 2$ , hasta 100 rpm si  $p = 30$ .

Según la forma del rotor los generadores se clasifican como de polos salientes o de rotor cilíndrico. En el primer tipo, los devanados del rotor están concentrados sobre los polos del circuito magnético, mientras que en el caso de rotor liso los devanados están distribuidos en unas pequeñas ranuras del rotor.

El tipo constructivo de generador de polos salientes o hidrogenerador, se utiliza en los generadores síncronos acoplados a una máquina motriz de baja velocidad de rotación, como son las turbinas hidráulicas que presentan mejor rendimiento a baja o moderada velocidad. Son típicas velocidades angulares,  $n$ , entre 100 y 750 rpm. Estos generadores tienen un diámetro grande respecto de su dimensión axial.

Para generadores síncronos accionados por turbinas de vapor que presentan buenos rendimientos a velocidades muy elevadas (1500 o 3000 rpm) se utilizan rotores cilíndricos ya que el rotor de polos salientes no resultaría mecánicamente adecuado por los elevados esfuerzos mecánicos efecto de la fuerza centrífuga. Estos generadores se denominan turbogeneradores, y tienen una dimensión axial grande respecto de su diámetro.

## 2.2. Equivalente eléctrico del generador síncrono.

El esquema eléctrico básico equivalente de un generador síncrono de rotor cilíndrico, despreciando la resistencia del devanado del estator, es el siguiente:

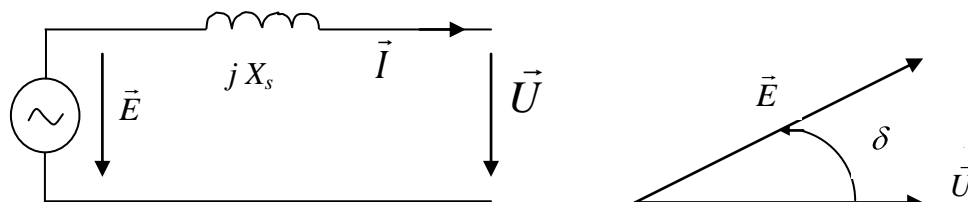


Figura 2.2. Circuito equivalente del generador síncrono de rotor cilíndrico.

Donde:

- $E$  tensión en vacío de la máquina o fuerza electromotriz interna.
- $U$  tensión en bornes de la máquina.
- $X_s$  reactancia sincrónica del generador.
- $I$  intensidad suministrada por el generador.
- $\delta$  ángulo entre  $E$  y  $U$ , tomando como origen el vector  $U$ .

## 2.3. El generador síncrono conectado a una red de potencia infinita.

Cualquier red eléctrica se puede representar mediante su equivalente Thévenin como un generador de tensión ideal que representa la tensión de la red a circuito abierto, en serie con una impedancia. A medida que aumenta la potencia de cortocircuito de la red, el

valor de esta impedancia disminuye, de forma que para una potencia infinita la impedancia serie sería nula.

Una red de potencia infinita representa un conjunto muy amplio de generadores trabajando en paralelo en una red eléctrica, de forma que el sistema es capaz de mantener la tensión,  $U$ , y la frecuencia,  $f$ , constantes ante cualquier tipo de incidencia, como por ejemplo en caso de conexión o desconexión de alguno de los generadores de la red o la variación de la carga. La tensión y frecuencia también permanecen constantes si se cambia la excitación de alguno de los generadores de la red.

En la figura 2.3 se representa el diagrama vectorial de una máquina síncrona trabajando como generador y conectada a una red de potencia infinita de tensión,  $U$ .

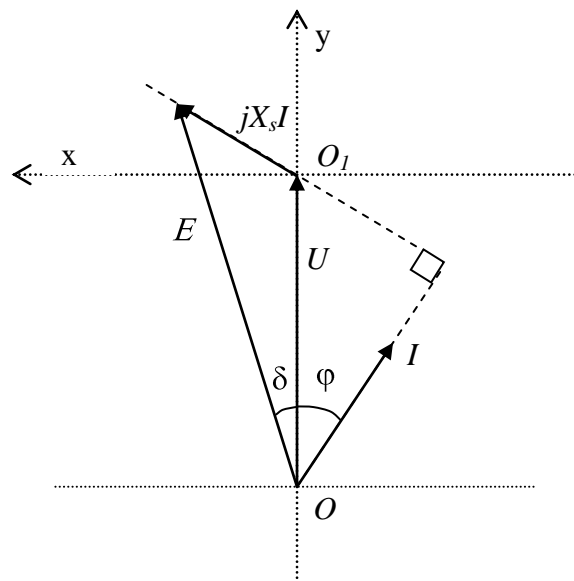


Figura 2.3. Máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita funcionando como generador (sobreecitado).

Teniendo en cuenta el esquema equivalente del generador según la figura 2.2, la potencia activa cedida por un generador trifásico a la red, considerando que la tensión  $U$  es la tensión de fase o simple, será:

$$P = 3U I \cos \varphi = 3 \frac{U}{X_s} X_s I \cos \varphi$$

Por otra parte por trigonometría básica de la figura 2.3 se deduce que:

$$X_s I \cos \varphi = E \operatorname{sen} \delta$$

Por lo tanto sustituyendo en la expresión anterior de la potencia activa se tiene que:

$$P = 3 \frac{U}{X_s} E \operatorname{sen} \delta$$

Por último si las tensiones  $U$ ,  $E$ , representaran tensiones de línea en lugar de tensiones de fase, la fórmula anterior se transforma en la potencia activa trifásica del generador según (2.7).

$$P = \frac{U E}{X_s} \operatorname{sen} \delta \quad (2.7)$$

Si la fuerza electromotriz interna de la máquina,  $E$ , está adelantada respecto de la tensión de la red de potencia infinita,  $U$ , la máquina trabaja como generador cediendo potencia activa a la red, y si está en retraso como motor absorbiendo potencia activa de la red, ya que la potencia activa cedida según 2.7 sería negativa.

De forma similar se demuestra que la potencia reactiva cedida por la máquina a la red sigue la expresión:

$$Q = 3 U I \operatorname{sen} \varphi = 3 \frac{U}{X_s} X_s I \operatorname{sen} \varphi$$

Por trigonometría básica según la figura 2.3 se deduce que:

$$X_s I \operatorname{sen} \varphi = (E \cos \delta - U)$$

Por lo tanto sustituyendo esta equivalencia en la expresión anterior de la potencia reactiva se tiene que:

$$Q = 3 \frac{U}{X_s} X_s I \operatorname{sen} \varphi = 3 \frac{U}{X_s} (E \cos \delta - U)$$

Por último si las tensiones  $U$ ,  $E$ , representaran tensiones de línea en lugar de tensiones de fase, la fórmula anterior se transforma en la potencia reactiva trifásica cedida por un generador:

$$Q = \frac{E U \cos \delta - U^2}{X_s} \quad (2.8)$$

Si la excitación de la máquina se disminuye de forma que el producto de la tensión en vacío del generador,  $E$ , por el coseno del ángulo de par,  $\delta$ , fuera menor que el valor de la tensión,  $U$ , el generador pasaría a absorber reactiva de la red. En este caso también se dice que el generador ha pasado de estar sobreexcitado (cediendo reactiva en la figura 2.3) a estar subexcitado (absorbiendo reactiva en la figura 2.4).

Por otra parte mientras que la proyección del vector  $jX_s I$ , sobre el eje  $x$  siga siendo positivo el generador seguirá cediendo potencia activa a la red, ya que la tensión  $U$  permanece constante al ser una red de potencia infinita.

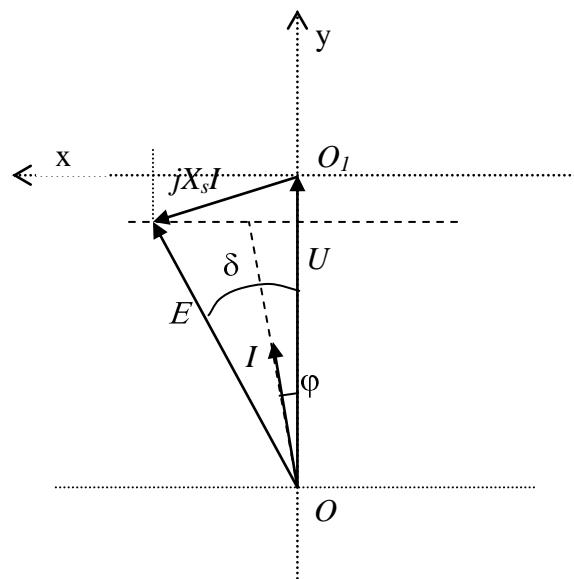


Figura 2.3. Máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita funcionando como generador subexcitado.

En consecuencia si el generador que está conectado a una red de potencia infinita está cediendo una potencia activa, la variación de su intensidad excitación y por tanto del valor de  $E$  según expresión (2.1) no modifica el valor de esta potencia activa, sino sólo de la reactiva, y también modifica el valor de la intensidad entregada  $I$ , que se adelanta respecto de la tensión,  $U$ .

Lo anterior se entiende fácilmente ya que la potencia activa suministrada por el generador depende fundamentalmente de la potencia entregada por la turbina que mueve al alternador, y no de la corriente de excitación. En concreto para cada valor de intensidad de excitación y por tanto de valor de  $E$ , el ángulo de par o de avance del vector  $E$ , respecto del vector  $U$  es tanto mayor cuanto mayor es la potencia eléctrica entregada a la red. Como esta potencia procede de la turbina que mueve al alternador un aumento del par motor entregado por la turbina implica un mayor avance de la rueda polar del alternador respecto del campo magnético giratorio creado por las corrientes trifásicas del estator.

Si como consecuencia de una avería en la turbina ésta dejara de suministrar un par motor, la máquina no se para, ya que la tensión,  $U$  en su punto de conexión permanece constante, y además sigue excitada y por lo tanto se mantiene el valor de  $E$ . El efecto es que la máquina pasaría a funcionar como motor moviendo la turbina que haría de par resistente. En concreto si se considera que la máquina trabaja en vacío (o prácticamente en vacío) su diagrama vectorial sería el de la figura 2.4.

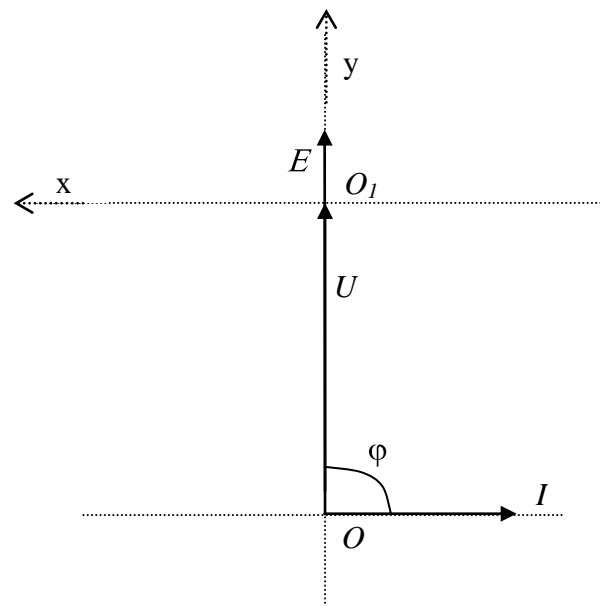


Figura 2.4. Máquina síncrona sobreexcitada en vacío, con ángulo de par  $\delta = 0^\circ$ .

Si a continuación se aplicara un par resistente a la máquina el vector  $E$  pasaría a estar retrasado respecto del vector  $U$ , un ángulo  $\delta$  negativo, y por tanto la potencia activa generada, tal y como se definió anteriormente sería negativa, lo cual es lógico, ya que la máquina absorbería potencia activa de la red para mover su carga. Esto es debido a que el par resistente origina una disminución momentánea de la velocidad del rotor que implica que la posición de la rueda polar que representa el vector  $E$ , se retrasa con relación al campo magnético giratorio creado por las corrientes estatóricas o vector  $U$ , lo cual resulta en un cambio de signo del ángulo de par,  $\delta$  que pasa de ser positivo a negativo.

El diagrama vectorial del funcionamiento de la máquina como motor se representa en la figura 2.5.

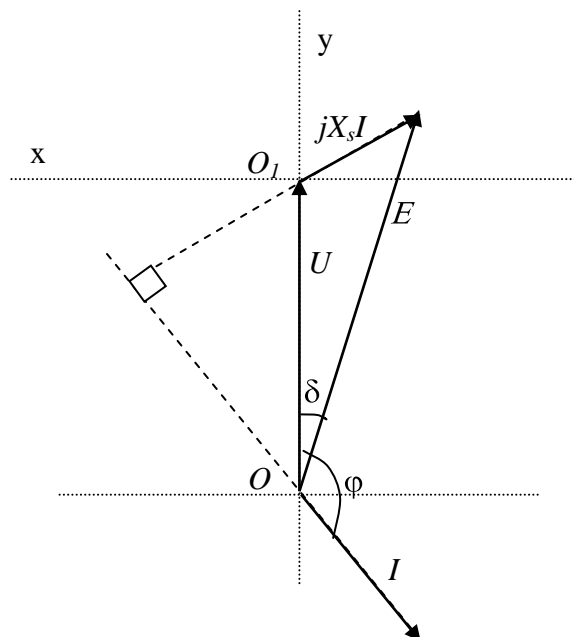


Figura 2.5. Diagrama vectorial de la máquina síncrona sobreexcitada trabajando como motor.

Como conclusión una máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita puede funcionar como generador cediendo potencia activa a la red o como motor absorbiendo potencia activa de la red, según que el par mecánico aplicado en su eje sea motor (el de una turbina) o resistente (el de una carga). Tanto funcionando como generador o como motor puede suministrar o absorber reactiva de la red, según sea su excitación.

Cuando la máquina eléctrica funciona como un generador, la potencia activa según la expresión 2.7 es positiva, y por lo tanto  $\sin\delta$  también es positivo; esto significa que el eje del campo magnético resultante está desplazado respecto del eje de campo del rotor al lado opuesto al giro de la máquina un ángulo geométrico de valor  $\delta/p$ . Si la máquina funcionara como motor el desplazamiento del ángulo iría en sentido contrario.

De las expresiones (2.7) y (2.8) se deduce también lo siguiente:

- El valor máximo de la potencia activa que puede entregar la máquina se obtiene para un ángulo de par,  $\delta$ , de  $90^\circ$  (límite de estabilidad estática). La magnitud de esta potencia máxima depende también del valor de  $E$ .
- Manteniendo constante la excitación, a medida que el ángulo de par crece, la máquina pasa de generar reactiva a absorber reactiva, o lo que es equivalente de estar sobreexcitada a estar subexcitada. En particular si el ángulo de par vale  $90^\circ$ , la potencia reactiva absorbida por la máquina es la máxima posible, lo que significa que la red suministra energía reactiva a la máquina, que se encuentra subexcitada.
- El ángulo de par para el cual la potencia reactiva es nula varía en función del valor de  $E$ .

#### **2.4. Límites de funcionamiento de la máquina.**

El incremento de potencias nominales de estas máquinas está condicionado a la aplicación de las técnicas de refrigeración necesarias que compatibilicen el aumento de tamaño con unos calentamientos admisibles de los devanados inductor e inducido dentro de los límites de diseño. Por otra parte, las turbinas que mueven a estos generadores no soportan muy bien las sobrecargas mantenidas, por consiguiente otro límite de funcionamiento lo constituye la potencia nominal de la máquina motriz.

Las máquinas síncronas tienen sus circuitos reguladores de la excitación con objeto de adaptar el nivel de excitación a las variaciones de tensión en bornas, debidas a su vez a las variaciones de la carga. Adicionalmente se instalan protecciones que limitan la mínima corriente de excitación, de forma que ante una pérdida o disminución de la excitación, y por tanto del valor de  $E$ , pero manteniéndose constante la potencia activa motriz que mueve el generador, el ángulo de par no aumente hasta alcanzarse el límite estático o dinámico de estabilidad de la máquina.

Por lo tanto, y resumiendo los límites de funcionamiento del generador síncrono se pueden resumir como:

- Límite de intensidad máxima en los devanados del estátor y del rotor.
- Límite de potencia de la turbina o en general de la máquina motriz.
- Valor mínimo admisible de la excitación o intensidad en el rotor.
- Ángulo de par por debajo del límite de estabilidad estático y dinámico.

Para garantizar que el generador trabaje dentro de estos límites se instalan los correspondientes relés de protección que se presentarán en el tema 3.



### **3. INTRODUCCIÓN AL CONTROL AUTOMÁTICO DE LA TENSION Y DE LA GENERACIÓN.**

Es necesario distinguir entre el control automático de la tensión que constituye un sistema de regulación sencillo, del control automático de la generación que resulta más complicado y que requiere de varios bucles de control.

Los recursos de control pueden ser de tipo discreto, como la conexión o desconexión de reactancias o condensadores, transformadores con tomas, o continuos como en el caso de la regulación de un generador. Todo lo que sigue se refiere a la regulación mediante el generador síncrono.

Los mecanismos de regulación de la tensión y de la generación se pueden considerar con bastante aproximación como desacoplados, siendo mucho más rápida la regulación de la tensión.

#### **a) Regulación automática de la tensión (AVR).**

Los valores de la tensión en los nudos de un sistema eléctrico están relacionados con los flujos de potencia reactiva en las líneas del sistema (véase por ejemplo la fórmula 2.8). Esta relación tiene un carácter marcadamente local ya que la relación entre el flujo de reactiva y las tensiones en los extremos de la línea considerada es muy fuerte, pero se debilita rápidamente a medida que se consideran nudos más alejados. (interacción Q-U).

El control automático de la tensión (AVR) tiene por objetivo mantener la tensión en bornes del generador, mediante el control de la fuerza electromotriz interna del generador. Para ello se actúa sobre la corriente de excitación del generador. La respuesta de estos elementos de control es bastante rápida, del orden de los segundos.

El regulador automático de tensión (AVR) mide la magnitud de la tensión en bornes del generador, valor que es rectificado y filtrado hasta obtener una señal de corriente continua proporcional al valor eficaz original. Esta señal de continua  $|V|$  se compara con un valor de referencia,  $|V_{ref}|$ , siendo la diferencia entre ambas el error de tensión,  $e$ , que después de su amplificación se utiliza como tensión de alimentación de la excitatriz principal del generador y que finalmente se convierte en la tensión de excitación del generador.

#### **b) Control automático de la generación (AGC).**

Si en algún momento la energía eléctrica generada en un sistema no coincide con la demandada más la pérdidas, se produce un desequilibrio en el balance de potencia. Este déficit o exceso de potencia sólo se puede obtener mediante la energía cinética almacenada en los generadores. Como la energía cinética depende de la velocidad del generador, cualquier desequilibrio en el balance de potencia activa se traducirá en una variación de la velocidad del generador, y por lo tanto en una desviación de la frecuencia eléctrica del sistema .

Por ejemplo, si en el sistema eléctrico se tiene momentáneamente un exceso de generación, la frecuencia del sistema aumentará. La velocidad de aumento de la

frecuencia dependerá del exceso de potencia activa generada, así como del momento de inercia total de todos los generadores en servicio.

Por lo tanto, los valores de la frecuencia de un sistema eléctrico están relacionados con los flujos de potencia activa por las líneas, entre los generadores y las cargas de todo el sistema eléctrica. Esta relación tiene un carácter global de forma que desequilibrios entre la potencia generada y demanda en un nudo tienen influencia en la frecuencia de todo el sistema, a esta relación se le denomina interacción P-f.

El objetivo del control automático de la generación (AGC), además de mantener el valor de la frecuencia en su valor nominal de 50 Hz, debe de cumplir dos requisitos adicionales:

- Se deben mantener los valores acordados o contratados de intercambios de potencia con otras partes del sistema a través de las líneas de interconexión entre áreas.
- Las potencias activas generadas deben ser los valores resultantes según el despacho económico.

La combinación de estos tres objetivos hace que el AGC no sea tan simple como el anterior. Está formado por tres lazos de control: los dos primeros están, junto al AVR en el propio generador, mientras que el tercero corresponde al centro de control del área de control (que puede ser un conjunto de centrales o, generalmente, una compañía eléctrica). La figura 3.1 muestra un esquema del AVR y de los dos primeros lazos del AGC de un generador síncrono.

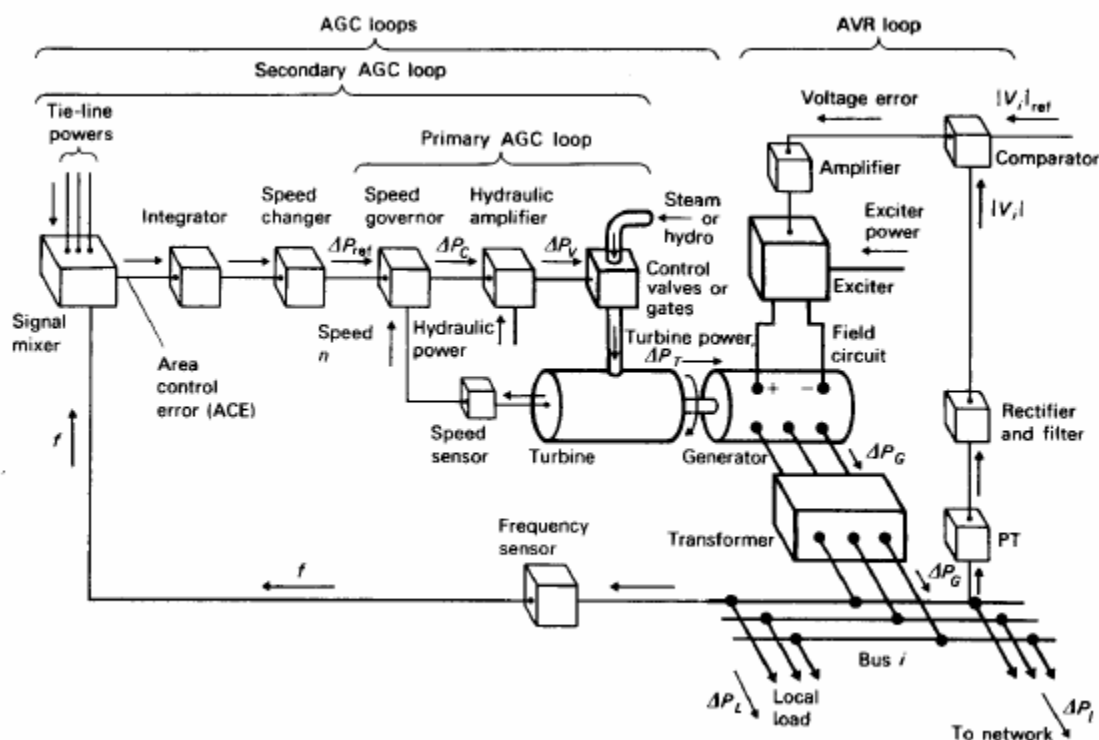


Figura 3.1. Control automático de un generador síncrono (del libro "Electric energy systems theory" de Olle I. Elgerd).

El primer lazo de control del AGC responde a la señal de frecuencia (velocidad del generador) y actúa sobre el sistema de admisión, de vapor o de agua, de la turbina (gobernador de la turbina) para mantener el equilibrio entre la potencia activa generada y la demandada al generador. La velocidad de respuesta de este primer lazo de control grueso de la frecuencia es del orden de unos segundos.

El segundo lazo de control actúa sobre el cambiador de velocidad del generador para mantener la frecuencia en el valor nominal, haciendo por tanto cero el error de frecuencia  $\Delta f$  (por este motivo a este lazo se le denomina en ocasiones “reset”), y para mantener los intercambios de potencia acordados con otras áreas de control (para que así cada área de control asuma sus propias variaciones de carga). Esta actuación se realiza mediante una variable denominada error de control de área, ACE (del inglés “area control error”) que combina esas dos magnitudes y que se registra en el centro de control del área desde donde se envía esta información a sus generadores. La velocidad de respuesta de este segundo lazo es del orden de unos minutos.

El tercer lazo de control es el más lento de los tres (horizonte de control del orden de 10 minutos) y es el que impone a los generadores el funcionamiento económico. Así, desde el centro de control del área se envía a cada generador la consigna de potencia que debe generar obtenida como resultado, por ejemplo, del despacho económico.

El estudio de estos controles se desarrolla desde el punto de vista del régimen permanente, representando el comportamiento dinámico del sistema por ecuaciones lineales (linealizadas entorno al punto de funcionamiento) y los parámetros y variables por sus valores incrementales ( $\Delta f$ ,  $\Delta U$ ,  $\Delta P$ , etc.).

#### 4. CONTROL AUTOMÁTICO DE LA TENSIÓN (AVR).

El control automático de la tensión tiene por objeto mantener la tensión de salida del generador,  $V$ , dentro de unos pequeños límites de variación respecto de un valor de referencia o nominal prefijado, aunque la carga conectada al generador varíe según las necesidades de consumo en cada momento. Dicho de otra manera el control de tensión del generador permite mantener constante una consigna de tensión en los distintos nudos del sistema eléctrico.

Las medidas para controlar la tensión en los nudos del sistema son de carácter local sin necesidad de tener que considerar el sistema en su conjunto (conexión o desconexión de baterías de condensadores o reactancias, utilización de un compensador síncrono o la regulación de la tensión de otros generadores). A continuación se describe el control de la tensión mediante la regulación del generador síncrono, también denominado control primario o AVR, con un tiempo de actuación de segundos.

La excitatriz es el principal elemento del AVR. La excitatriz proporciona la corriente continua necesaria para generar el campo magnético del generador. En la figura 4.1 se representa el esquema típico de una regulación de tensión AVR, que utiliza una excitatriz moderna compuesta de un generador síncrono asociado a un rectificador trifásico giratorio. Este generador que gira solidario al eje de la turbina, tiene en el estátor una bobina alimentada en corriente continua y en el rotor los tres devanados independientes que generan un sistema trifásico de tensiones que se rectifica mediante el puente de diodos. La salida de corriente continua del puente de diodos alimenta a la bobina de excitación del generador síncrono principal ubicada en el rotor. Mediante este diseño se elimina la necesidad de las escobillas y de los anillos rozantes.

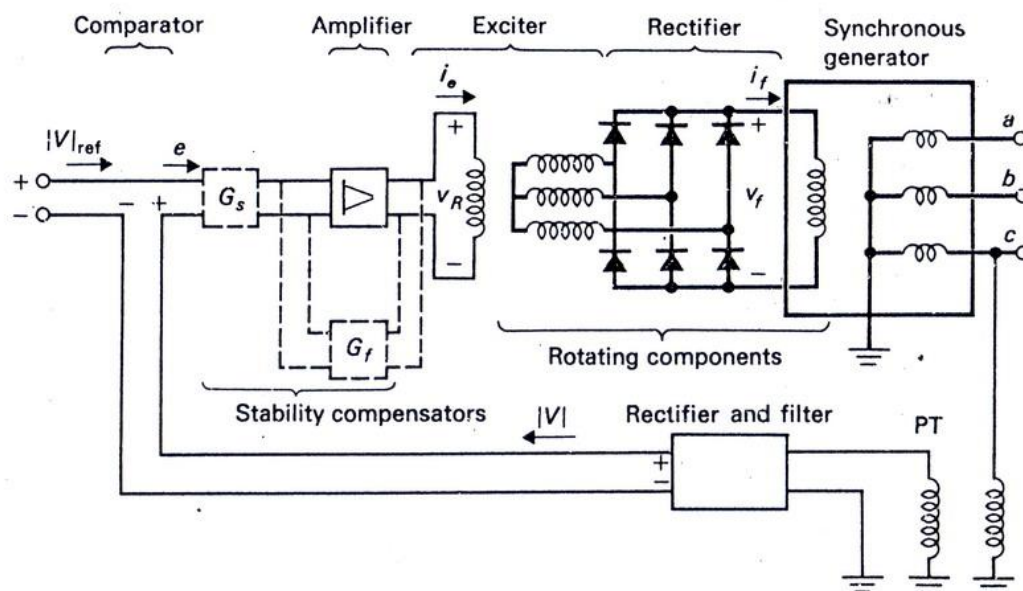


Figura 4.1. Bucle de regulación AVR sin escobillas. (del libro *Electric Energy Systems Theory*, de Olle I. Elgerd).

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura "Centrales Eléctricas" (524137) como material docente de estudio

A continuación se procede a modelar la función de transferencia de los principales elementos del bucle de regulación: amplificador, excitatriz y el propio generador síncrono, con objeto de poder definir la función de transferencia de todo el sistema o bucle de regulación. En el bucle de regulación existen unos elementos fundamentales, marcado a trazos en la figura 4.1, cuyas funciones de transferencia se estudiarán en último lugar (funciones  $G_s$  y  $G_f$  según la figura 4.1) y que sirven para estabilizar todo el bucle de control.

Para definir las funciones de transferencia de estos elementos se utilizará la transformada de Laplace, que efectúa un cambio de variable, pasando de la variable tiempo,  $t$ , a la variable compleja de Laplace,  $s$ , ( $s = \sigma + j\omega$ ). Mediante este cambio de variable las ecuaciones diferenciales en el dominio del tiempo se transforman en ecuaciones algebraicas que admiten una solución en la variable  $s$ . Una vez obtenida la solución en el dominio de la variable  $s$ , se puede pasar de nuevo al dominio del tiempo mediante la transformada inversa de Laplace.

$$F(s) = L \left\{ f(t) \right\} = \int_0^{\infty} e^{-st} f(t) dt \quad (4.1)$$

Una propiedad muy útil de la transformada de Laplace es la conocida con el nombre del teorema del valor final. Según este teorema el valor de  $f(t)$  para un tiempo infinito, es decir, en régimen estacionario, se puede obtener en el dominio de la transformada de Laplace, multiplicando la función de transferencia por  $s$ , y calculando su límite cuando  $s$  tiende a cero.

#### Comparador y amplificador.

La alta tensión simple de salida,  $V$ , de una de las fases del generador síncrono se transforma en baja tensión mediante un transformador de medida de tensión unipolar que por ejemplo se conecta según la figura 4.1 entre la fase c y tierra. La salida de este transformador se rectifica y filtra, para obtener una tensión continua proporcional que se representará como  $|V|$ . Cuando la tensión  $|V|$  no es igual a la tensión de referencia o de consigna prefijada,  $|V|_{ref}$ , se obtiene un error de tensión,  $e$ , a la salida del comparador.

$$e = |V|_{ref} - |V| \quad (4.2)$$

Como los cambios de tensión son pequeños respecto de los valores de referencia o normales de funcionamiento, la expresión anterior se puede escribir también con incrementos.

$$\Delta e = \Delta |V|_{ref} - \Delta |V| \quad (4.3)$$

Si la tensión de referencia permanece constante el error de tensión será:  $\Delta e = -\Delta |V|$ .

El error de tensión se convierte en una tensión mayor  $V_R$  mediante un amplificador de ganancia  $K_a$ . La tensión  $V_R$  alimenta el devanado de excitación de la excitatriz.

$$\Delta V_R = K_a \Delta e \quad (4.4)$$

Esta expresión se puede escribir en el dominio de la variable  $s$ , como:

$$\Delta V_R(s) = K_a \Delta e(s) \quad (4.5)$$

La función de transferencia del amplificador se puede definir como:

$$G_a(s) = \frac{\Delta V_R(s)}{\Delta e(s)} = K_a \quad (4.6)$$

Sin, embargo en la realidad este amplificador no es de funcionamiento instantáneo, sino que tiene un tiempo de retardo en su respuesta, lo cual se modela mediante una constante de tiempo,  $T_a$ , cuyo valor típico varía entre 0,02 y 1s. Esto quiere decir que la salida del amplificador ante una entrada de tipo escalón llega al nivel de respuesta en régimen permanente, pero tras haber transcurrido el tiempo necesario (se alcanza el 98 % del valor final de la respuesta para  $t = 3T_a$ )

Para considerar este tiempo de retardo es necesario completar la función de transferencia del amplificador, teniendo en cuenta la constante de tiempo,  $T_a$ .

$$G_a(s) = \frac{\Delta V_R(s)}{\Delta e(s)} = \frac{K_a}{1 + sT_a} \quad (4.7)$$

### Excitatriz.

La bobina del estátor de la excitatriz está alimentada a la salida del amplificador con la tensión continua,  $V_R$ . Esta bobina tiene una resistencia,  $R_e$ , y una inductancia,  $L_e$ . Por tanto, la ecuación que relaciona en el dominio del tiempo la variación de la tensión de excitación,  $\Delta V_R$ , con la variación de la intensidad de excitación, será la siguiente:

$$\Delta V_R = R_e \Delta I_e + L_e \frac{d \Delta I_e}{dt} \quad (4.8)$$

Por otra parte, los tres devanados del rotor de la excitatriz se encuentran acoplados a un puente rectificador trifásico de diodos que permite obtener una tensión continua de salida,  $V_f$ . Como la excitatriz es un generador síncrono para el que existe una relación directamente proporcional entre su fuerza electromotriz interna y su intensidad de excitación (ver como ejemplo la expresión 2.1), existirá también una relación proporcional entre la tensión rectificadora  $V_f$ , obtenida de las tres tensiones de salida de la excitatriz y la intensidad de excitación  $I_e$ , con una constante que se denominará  $K_I$ . Esta proporcionalidad se mantendrá también para incrementos pequeños de la tensión y de la intensidad.

$$\Delta V_f = K_I \Delta I_e \quad (4.9)$$

Finalmente, la tensión  $V_f$  será la excitación aplicada al rotor del generador principal.

En el dominio de la transformada de Laplace las dos expresiones anteriores se transforman en las siguientes:

$$\Delta V_R(s) = R_e \Delta I_e(s) + L_e s \Delta I_e(s) \quad (4.10)$$

$$\Delta V_f(s) = K_1 \Delta I_e(s) \quad (4.11)$$

De la combinación de las dos expresiones anteriores se obtiene la función de transferencia para el conjunto excitatriz y rectificador con puente de diodos.

$$\frac{\Delta V_f(s)}{\Delta V_R(s)} = \frac{1}{\frac{R_e}{K_1} + s \frac{L_e}{K_1}} = \frac{\frac{K_1}{R_e}}{1 + s \frac{L_e}{R_e}} = \frac{K_e}{1 + s T_e} \quad (4.12)$$

$$\text{con } K_e = \frac{K_1}{R_e}; \quad T_e = \frac{L_e}{R_e} \quad (4.13)$$

El valor de la constante de tiempo,  $T_e$ , varía típicamente ente 0,5 y 1 s.

#### Generador síncrono.

Para construir el modelo del generador, se sigue el mismo razonamiento que para la excitatriz, ya que la bobina del rotor que es el devanado de excitación del generador tendrá su resistencia,  $R_f$ , y su inductancia,  $L_f$ . Se podrá escribir por tanto la ecuación diferencial en el dominio del tiempo para relacionar las variaciones entre la tensión del devanado de excitación,  $\Delta V_f$ , y la intensidad de excitación resultante,  $\Delta I_f$ .

$$\Delta V_f = R_f \Delta I_f + L_f \frac{d \Delta I_f}{dt} \quad (4.14)$$

La fuerza electromotriz interna del generador síncrono,  $E$ , es directamente proporcional la intensidad de excitación en el devanado del rotor,  $I_f$ , según la expresión (2.1) ya presentada anteriormente, siendo  $M$ , la inductancia mutua entre el devanado de excitación del rotor y el del estátor.

$$E = [(2 \pi f) M I_f] / \sqrt{2} \quad (2.1)$$

Aunque en función de la carga del generador existe una diferencia entre su fuerza electromotriz interna,  $E$ , y su tensión de salida,  $V$ ; en condiciones normales de funcionamiento ambas tensiones se pueden considerar aproximadamente iguales. La expresión anterior (2.1) se puede escribir por tanto sustituyendo  $E$  por  $V$ , y utilizando incrementos.

$$\Delta V = [\omega M \Delta I_f] / \sqrt{2} \quad (4.15)$$

Combinando 4.14 y 4.15 se llega la siguiente expresión:

$$\Delta V_f = \frac{\sqrt{2}}{\omega M} \left[ R_f \Delta V + L_f \frac{d}{dt} \Delta V \right] \quad (4.16)$$

Esta expresión se puede transformar al dominio de la transformada de Laplace:

$$\Delta V_f(s) = \frac{\sqrt{2}}{\omega M} \left[ R_f \Delta V(s) + L_f s \Delta V(s) \right] \quad (4.17)$$

A partir de 4.17 se deduce la función de transferencia del generador en el dominio de Laplace.

$$\frac{\Delta V(s)}{\Delta V_f(s)} = \frac{K_g}{1 + sT_g} \quad (4.18)$$

$$\text{con } K_g = \frac{\omega M}{\sqrt{2} R_f}; \quad T_g = \frac{L_f}{R_f} \quad (4.19)$$

El valor de la constante de tiempo,  $T_g$ , varía típicamente ente 5 y 10 s.

#### Función de transferencia en bucle abierto.

Combinando las funciones de transferencia del amplificador, de la excitatriz y del generador síncrono se obtiene la función de transferencia global en bucle abierto, tal y como se representa en la figura 4.2, o en la forma condensada representada en 4.3.

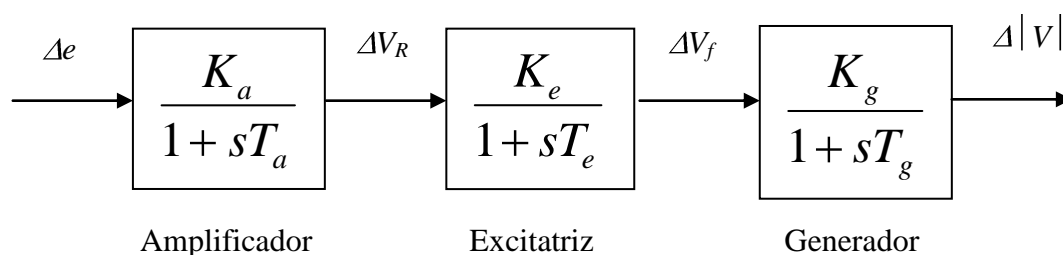


Figura 4.2. Función de transferencia en bucle abierto.



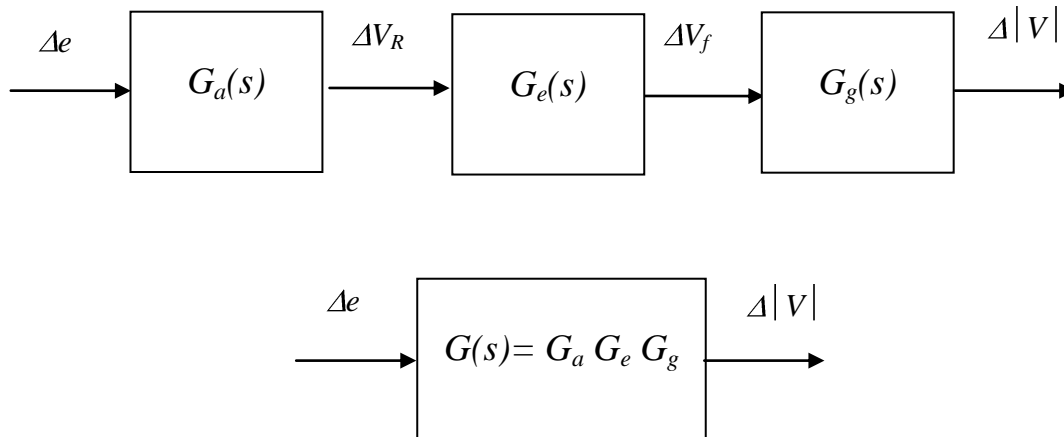


Figura 4.3. Función de transferencia en bucle abierto representando cada elemento por su función de transferencia individual.

La ganancia en bucle abierto se denomina  $G(s)$  y se obtiene como producto de las ganancias individuales de los tres elementos que constituyen el bucle de regulación. El sistema de regulación requiere no obstante de un bucle cerrado ya que la señal del error de tensión,  $\Delta e$ , se obtiene a partir de la tensión de salida del generador síncrono.

#### Función de transferencia en bucle cerrado.

La función de transferencia en bucle cerrado se representa en la figura 4.4.

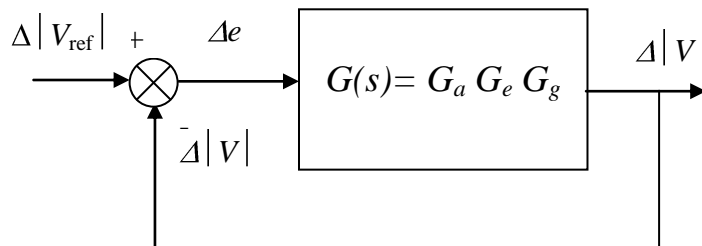


Figura 4.4. Función de transferencia en bucle cerrado.

Si se tiene en cuenta que según la figura 4.4.

$$(\Delta V_{ref} - \Delta |V|) G(s) = \Delta |V| \quad (4.20)$$

Se puede obtener el modelo de la función de transferencia en bucle cerrado como

$$\frac{\Delta |V|(s)}{\Delta V_{ref}(s)} = \frac{G(s)}{1 + G(s)} \quad (4.21)$$

Esta función de transferencia final se puede representar también mediante el diagrama de bloques siguiente:

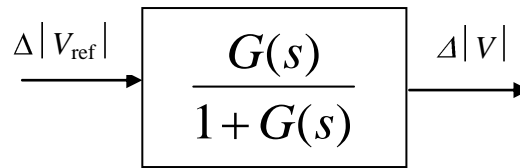


Figura 4.5. Función de transferencia en bucle cerrado simplificada.

#### Respuesta del bucle de regulación AVR en régimen permanente.

La respuesta del bucle de regulación en régimen permanente tiene que garantizar una exactitud adecuada de la tensión de salida,  $V$ , cuando se varíe el valor de la tensión de referencia,  $V_{ref}$ . Esto quiere decir que una vez pasado el período transitorio,  $V$ , debe ser igual a  $V_{ref}$ , con una discrepancia o error muy pequeño. Este error se expresa como un tanto por ciento de la tensión de referencia, con la notación,  $p$ .

Partiendo de la figura 4.4 en régimen permanente se cumplirá que:

$$\Delta e_0 = \Delta V_{ref,0} - \Delta |V_0| \quad (4.22)$$

Para obtener la respuesta en régimen permanente de la función de transferencia global de la figura 4.5 ante un cambio de  $V_{ref}$  en forma de escalón, se aplica el teorema del valor final de la transformada de Laplace, haciendo  $s = 0$ . Por tanto:

$$\Delta |V_0| = \frac{G(0)}{1 + G(0)} \Delta V_{ref,0} \quad (4.23)$$

Si se combinan las dos expresiones anteriores se obtiene la siguiente:

$$\Delta e_0 = \frac{1}{1 + G(0)} \Delta V_{ref,0} \quad (4.24)$$

$$\text{con, } K = K_a K_e K_g = G(0) \quad (4.25)$$

Por lo tanto se puede escribir también 4.24 en función de la constante,  $K$ .

$$\Delta e_0 = \frac{1}{1 + K} \Delta V_{ref,0} \quad (4.26)$$

La expresión anterior se puede interpretar de la siguiente forma: para obtener un error de tensión,  $\Delta e$ , menor que un porcentaje,  $p$ , de la tensión de referencia  $V_{ref}$ , se debe cumplir que:

$$\frac{1}{1 + K} < \frac{p}{100} \Rightarrow K > \frac{100}{p} - 1 \quad (4.27)$$

Por ejemplo, si se quiere un error,  $p$ , en régimen permanente menor del 0,5% se debe cumplir que  $K$  (ganancia del sistema de regulación en bucle abierto) sea mayor de 199.

### Respuesta del bucle de regulación AVR en régimen transitorio.

La respuesta dinámica del regulador AVR está determinada por la función de transferencia en bucle cerrado de la figura 4.4. En concreto, esta respuesta dependerá de los valores de  $s$  que hacen cero el denominador de la función de transferencia

$$G(s) + 1 = 0 \quad (4.28)$$

Estos valores de  $s$  se denominan polos o raíces de la función de transferencia en bucle cerrado. Como  $G(s)$  es un polinomio de tercer orden, los polos que serán tres se ajustarán a una de las dos posibilidades siguientes:

a) Tres polos reales.

En este caso la tensión de salida,  $V$ , en el dominio del tiempo, tendrá componentes de la forma:  $A_1 \cdot e^{s_1 t}$ ,  $A_2 \cdot e^{s_2 t}$ ,  $A_3 \cdot e^{s_3 t}$ . Esto quiere decir que para obtener un control estable es necesario que estos términos exponenciales tiendan a cero para un tiempo infinito, y por lo tanto, las tres raíces ( $s_1$ ,  $s_2$ ,  $s_3$ ) deben ser negativas.

b) Una polo real y los otros dos complejos conjugados.

Supongamos que las raíces,  $s_2$ ,  $s_3$  son complejas conjugadas ( $\sigma \pm j\omega$ ). En este caso la tensión de salida,  $V$ , en el dominio del tiempo, tendrá una componente oscilatoria de la forma:  $A_1 e^{\sigma t} \sin(\omega t + \beta)$ . Esto quiere decir que para obtener un control estable es necesario que el término exponencial tiendan a cero para un tiempo infinito ( $\sigma$  debe ser negativa).

La posición en el plano de  $s$ , de los tres polos depende tanto de la ganancia,  $K$ , como de las constantes de tiempo:  $T_a$ ,  $T_e$ ,  $T_g$ , aunque sólo el valor de la ganancia  $K$  es ajustable. Para valores pequeños de  $K$  las tres raíces son reales y negativas. Sin embargo a medida que  $K$  aumenta aparecen las dos raíces complejas conjugadas, lo cual quiere decir que la respuesta es oscilatoria y menos amortiguada.

Si se requieren valores todavía mayores de  $K$  se obtienen las dos raíces complejas con la parte real ( $\sigma$ ) positiva lo cual quiere decir que el control se hace inestable. En las siguientes figuras se ilustra gráficamente el lugar geométrico de los polos para tres situaciones distintas en función del valor de la ganancia  $K$ .

b1) Para valores pequeños de  $K$ , los tres polos son reales y están muy próximas a los polos en bucle abierto de la función de transferencia. Los polos en bucle abierto se obtienen para los valores de  $s = -1/T_a$ ;  $-1/T_e$ ;  $-1/T_g$  respectivamente. El término dominante es el correspondiente al polo con valor absoluto menor,  $s_2$  (de mayor constante de tiempo), lo cual implica una respuesta exponencial muy lenta. Por otra parte el valor de  $K$  es tan pequeño que el error en la tensión de salida es inadmisibles en régimen permanente.

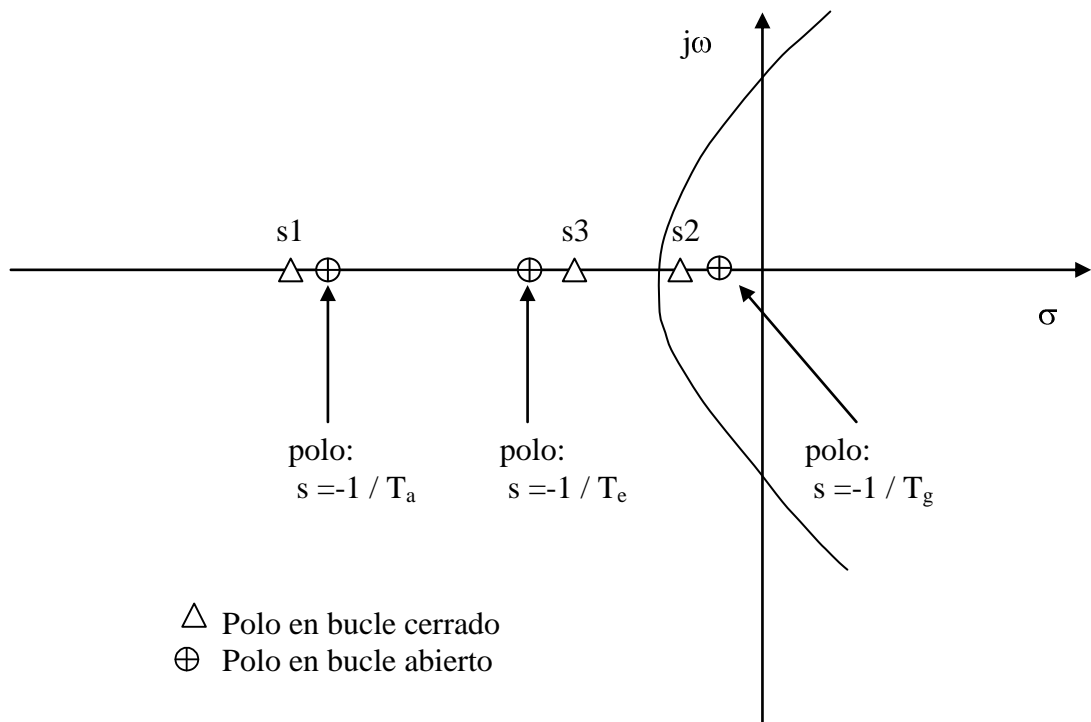


Figura 4.6. Posición de los polos para valores de la ganancia  $K$  pequeños.

b2) Para valores intermedios de  $K$ , el polo  $s_2$  se desplaza hacia la izquierda y el polo  $s_3$  hacia la derecha, de forma que para un cierto valor de la ganancia,  $K$ , ambos valores coinciden, y para valores mayores de  $K$  se obtienen las dos raíces complejas conjugadas. Esta pareja de polos hace la respuesta oscilatoria y poco amortiguada.

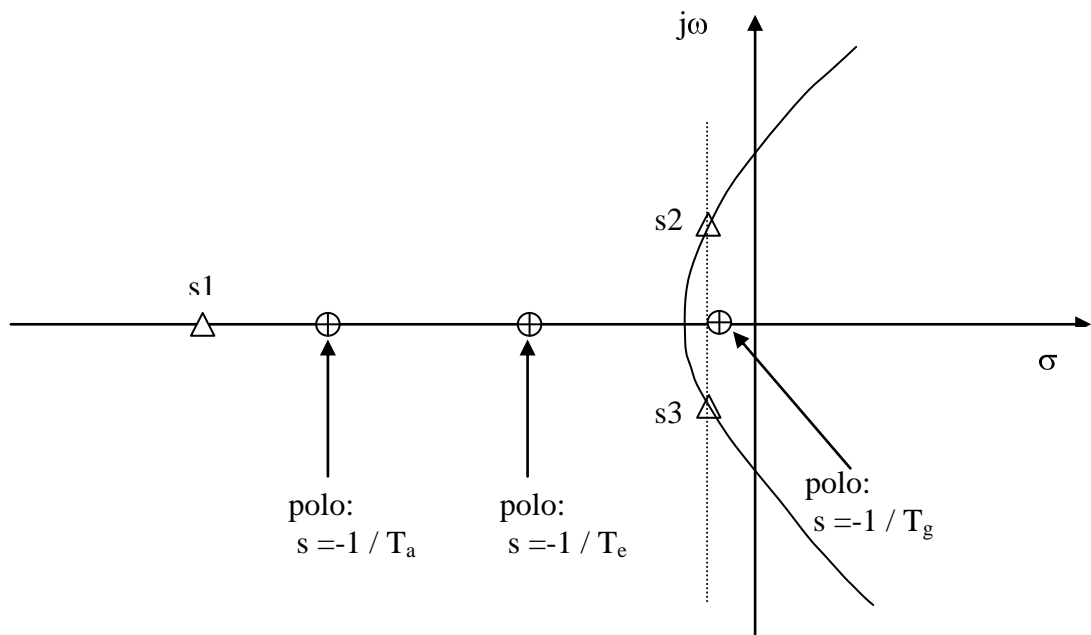


Figura 4.7. Posición de los polos para valores de la ganancia  $K$  intermedios.

b3) Para grandes valores de  $K$  la parte real de los polos conjugados se hace positiva y por lo tanto el sistema se vuelve inestable.

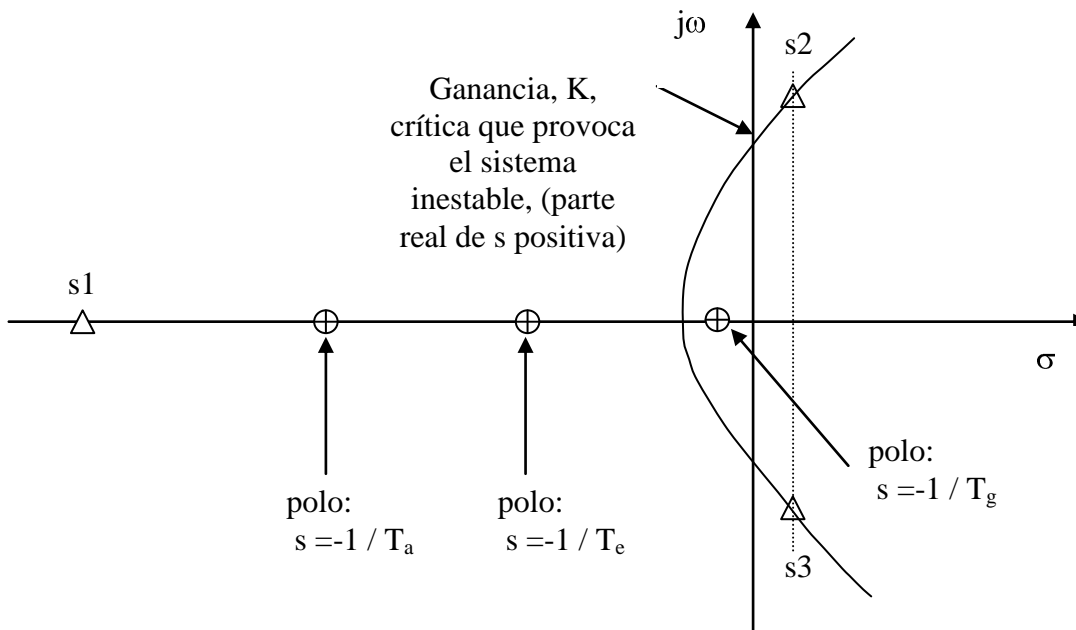


Figura 4.8. Posición de los polos para valores de la ganancia  $K$  elevados.

Todo esto significa que con este diseño de bucle de regulación es imposible combinar una respuesta dinámica aceptable con un error admisible en régimen permanente, por lo que es necesario incluir un bucle de regulación adicional que consiga la estabilización de la respuesta en régimen dinámico.

#### Compensadores para estabilizar el régimen dinámico.

Uno de los sistemas de compensación más sencillos consiste en añadir al bucle de regulación un elemento en serie en adelante de fase, cuya función de transferencia responde a la expresión:

$$G_c(s) = 1 + s T_c \quad (4.29)$$

Por tanto la función de transferencia  $G(s)$  pasará a tomar la siguiente forma, conteniendo un cero para  $s = -1/T_c$ .

$$G(s) = \frac{K(1 + sT_c)}{(1 + sT_a)(1 + sT_e)(1 + sT_g)} \quad (4.30)$$

La constante de tiempo,  $T_c$ , se elige generalmente de forma que se compense con uno de los polos de  $G(s)$ , por ejemplo haciendo  $T_c = T_e$ . Por lo tanto la nueva función de transferencia en bucle abierto resulta:

$$G(s) = \frac{K}{(1 + sT_a)(1 + sT_g)} \quad (4.31)$$

La red de estabilización o compensación añadida al bucle de regulación no afecta a la ganancia  $K$ , y por tanto no afecta a la exactitud de la respuesta del sistema en régimen permanente. La nueva función de transferencia tiene ahora sólo dos polos que corresponderán con los valores de  $s$  que hacen  $G(s)+1=0$ . Estas dos raíces pueden ser reales o complejas conjugadas. Ahora no se produce el efecto de desestabilización del sistema al aumentar el valor de  $K$ , ya que la parte real de las raíces resulta siempre negativa.

Si se parte de la expresión 4.21 que define la función de transferencia del sistema de regulación de tensión en bucle cerrado, y a continuación se sustituye  $G(s)$  por su expresión según 4.31 se obtiene la expresión 4.32.

$$\frac{\Delta|V|(s)}{\Delta V_{ref}(s)} = \frac{G(s)}{1+G(s)} \quad (4.21)$$

$$\frac{\Delta|V|(s)}{\Delta V_{ref}(s)} = \frac{\frac{K}{K+1}}{1+s\frac{(T_g+T_a)}{K+1}+s^2\frac{T_g T_a}{K+1}} \quad (4.32)$$

La expresión anterior puede tomar la siguiente forma simplificada mediante unos simples cambios de variable:

$$\frac{\Delta|V|(s)}{\Delta V_{ref}(s)} = \frac{K_p}{1+2\xi\gamma s+\gamma^2 s^2} \quad (4.33)$$

$$\text{con } K_p = \frac{K}{K+1}; \quad \gamma = \sqrt{\frac{T_a T_g}{K+1}}; \quad \xi = \frac{T_g+T_a}{2\sqrt{T_g T_a (K+1)}} \quad (4.34)$$

Si se produce una variación en la tensión de referencia,  $\Delta V_{ref}$  de tipo escalón con magnitud la unidad, la variación de la tensión de salida del generador,  $\Delta|V|$  seguirá la siguiente expresión:

$$\Delta|V|(s) = \frac{K_p}{s(1+2\xi\gamma s+\gamma^2 s^2)} \quad (4.35)$$

La variación de la tensión de salida del generador,  $\Delta|V|$  en el dominio del tiempo, se calculará como la transformada inversa de Laplace de la expresión anterior, y tendrá una forma diferente según el valor del coeficiente,  $\xi$ .

Si  $\xi > 1$ , la función  $\Delta|V|(s)$  tiene dos polos reales y distintos y la respuesta temporal es una función de segundo orden sobreamortiguada.

Si  $\xi=1$ , la función  $\Delta|V|(s)$  tiene un polo real doble y la respuesta temporal es una función de segundo orden críticamente amortiguada.

Si  $\xi<1$ , la función  $\Delta|V|(s)$  tiene dos polos complejos conjugados y la respuesta temporal es una función de segundo orden subamortiguada. Esta es situación que se presenta en la realidad, teniendo en cuenta los valores habituales de las constante de tiempo del generador,  $T_g$ , y del amplificador,  $T_a$ , así como el valor de la ganancia  $K$ . En este caso la respuesta temporal,  $\Delta|V|(t)$ , sigue la siguiente expresión:

$$\Delta V(t) = K \left[ 1 - \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} e^{-\frac{t}{\gamma}} \operatorname{sen}(\omega t + \varphi) \right] \quad (4.36)$$

$$\text{con } \omega = \frac{\sqrt{1-\xi^2}}{\gamma}; \quad \varphi = \operatorname{arctg} \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}}; \quad (4.37)$$

En la figura siguiente se presenta la respuesta temporal según 4.36 para dos casos siguientes:

$$1) K=100 ; T_g = 8s ; T_a = 0,05s;$$

$$2) K=100 ; T_g = 5s ; T_a = 0,6;$$

El primer caso resulta una respuesta muy amortiguada,  $V1(t)$ , mientras que en el segundo resulta una respuesta muy oscilante que resulta inaceptable  $V2(t)$ . Se puede comprobar como cuanto menor es la constante de tiempo del amplificador y mayor la constante de tiempo del generador más amortiguado resulta el sistema.

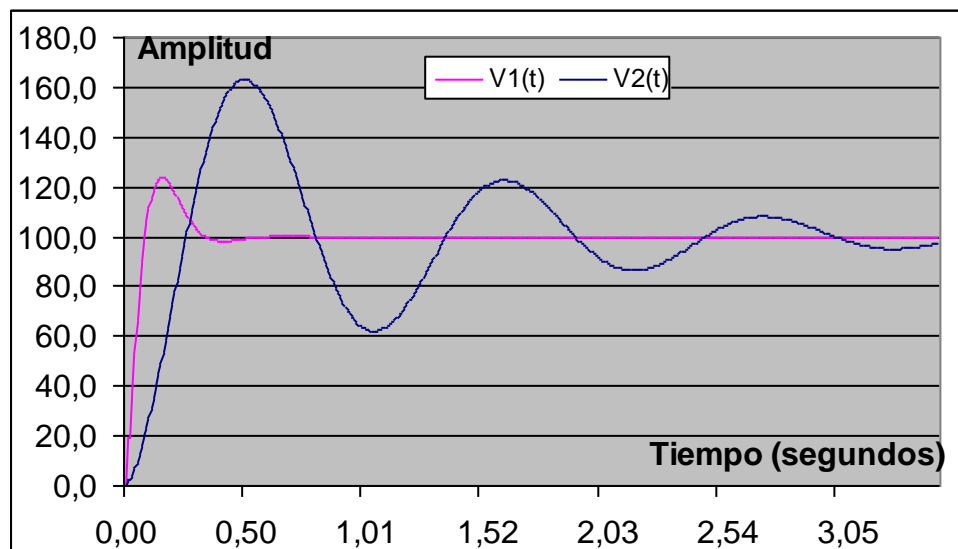


Figura 4.9 Respuesta en el dominio del tiempo de la tensión de salida, frente a una variación de la tensión de referencia en forma de escalón de valor 100%.

## **5. CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN (AGC).**

El objetivo del control automático de la generación (AGC), como ya se ha mencionado, es triple:

- Se debe mantener el valor de la frecuencia en su valor nominal de 50 Hz, minimizando su desviación durante los períodos transitorios, así como la duración de estos transitorios.
- Se deben mantener los valores acordados o contratados de intercambios de potencia con otras partes del sistema a través de las líneas de interconexión entre áreas.
- Las potencias activas generadas deben ser los valores resultantes según el despacho económico.

También cabe destacar otros objetivos secundarios como que el número de los cambios de la potencia de consigna para cada generador no sea excesivo, con objeto de evitar un desgaste de las válvulas de admisión de las turbinas. El control automático de la generación es útil en condiciones normales de funcionamiento, es decir, cuando los cambios de potencia demandada no son muy rápidos, esto se debe a que la velocidad de la regulación no es suficientemente veloz para responder en situaciones de emergencia en las que se produzcan grandes desequilibrios de potencia.

El control automático de la generación (AGC) está formado por tres lazos: los dos primeros están, junto al AVR, en el propio generador, mientras que el tercero se ubica en el centro de mando del área de control (cada área puede ser un conjunto de centrales o, generalmente, una compañía eléctrica). Los tres lazos de control se representan en la figura 3.1.

### **5.1. Primer lazo de control.**

El primer lazo de control ajusta la posición de la válvula de admisión del vapor de la turbina o de la compuerta de agua de las turbinas hidráulicas para conseguir que la potencia mecánica generada por la turbina coincida en todo momento con la potencia eléctrica demandada al generador.

La potencia demandada por los usuarios varía de forma constante y la producción de las centrales debe seguir estas variaciones. Si la potencia mecánica proporcionada por las turbinas hidráulicas o térmicas se mantuviera constante, mientras que la potencia eléctrica demandada aumenta, los generadores se frenarían liberando parte de su energía cinética de rotación. Como consecuencia, la frecuencia que es proporcional a la velocidad de giro de los generadores disminuiría.

La medida de la frecuencia es por tanto un medio de conocer posibles desequilibrios entre producción y consumo, siendo su variación la magnitud de entrada para el control de la potencia mecánica de referencia de las turbinas o control primario.

Mediante el primer bucle de control, en caso de que la potencia mecánica de la turbina



fuera menor que la potencia eléctrica demandada se produciría una disminución en la velocidad del sistema acoplado turbina generador, que al ser medida por el regulador de velocidad provocaría un orden de apertura de la válvula con el fin de aumentar la potencia mecánica. De forma similar, en caso de que la potencia mecánica de la turbina fuera mayor que la potencia eléctrica demandada se produciría un aumento en su velocidad, que provocaría un orden de cierre de la válvula con el efecto de reducir la potencia mecánica entregada por la turbina.

### 5.1.1. Principales elementos del control primario del generador.

En la figura 5.1 se representa el diagrama simplificado de un bucle de control AGC, para un regulador de velocidad mecánico basado en el mecanismo centrífugo de Watt como sensor de velocidad.

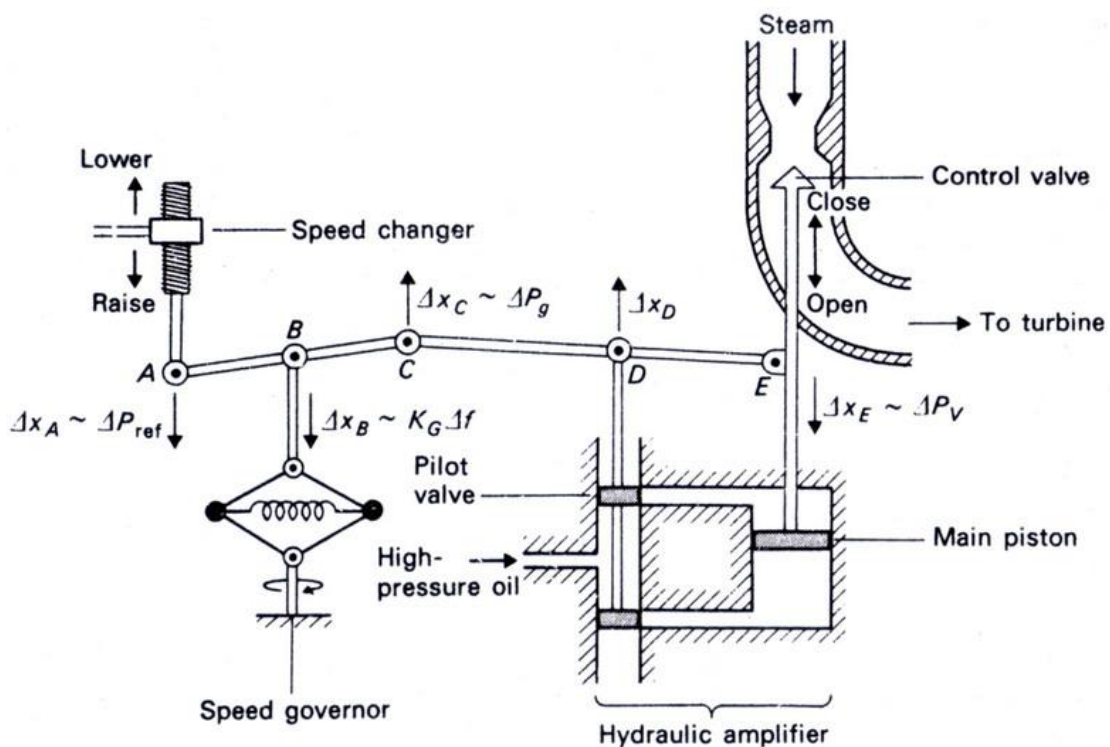


Figura 5.1 Diagrama funcional simplificado del control primario de velocidad basado en el mecanismo centrífugo. (del libro "Electric energy systems theory" de Olle I. Elgerd).

Nota: los movimientos de los eslabones, A, B, C, D y E de la figura 5.1 se consideran positivos en las direcciones marcadas por las flechas.

Según esta figura el control de la válvula de admisión de la turbina se ejerce mediante su desplazamiento vertical en la dirección  $x_E$ , de forma que un desplazamiento hacia abajo del punto E, abre la entrada de vapor y provoca por tanto un incremento de potencia mecánica  $\Delta P_v$ , mientras que un desplazamiento hacia arriba provoca el efecto contrario.

Para lograr el control de posición del punto E, es necesario aplicar una fuerza elevada

que contrarreste la presión del vapor que alimenta a la turbina. Dicha fuerza se obtiene mediante un amplificador hidráulico que consta generalmente de varias etapas. En la versión simplificada de la figura 5.1 se muestra una etapa única. La entrada del amplificador es la posición,  $x_D$ , de la válvula piloto, mientras que su salida es la posición,  $x_E$ , del pistón principal. Mediante este dispositivo una pequeña fuerza aplicada en D provoca una fuerza muy elevada en E.

En efecto, mediante un desplazamiento hacia arriba de la válvula piloto (punto D) se provoca un desplazamiento hacia abajo del pistón principal (punto E) debido a la entrada en el amplificador hidráulico de aceite a alta presión que al tener un único camino abierto, empuja hacia abajo al pistón principal. Mediante un desplazamiento hacia abajo del punto D, se obtiene evidentemente el efecto contrario.

Este mecanismo se completa con el cambiador de la velocidad de referencia y con el regulador centrífugo cuyos mecanismos de funcionamiento se explican a continuación.

Mediante el cambiador de la velocidad de referencia se puede controlar también la potencia mecánica entregada por la turbina. Según se aprecia en la figura 5.1, un incremento de la velocidad de referencia del generador se consigue mediante un desplazamiento hacia abajo del eslabón A,  $\Delta x_A$ . Suponiendo ahora fija la posición del punto B, el efecto es un desplazamiento hacia arriba del punto C, y también un desplazamiento hacia arriba del punto D, lo cual según se ha explicado antes provoca la apertura de la válvula y el incremento de la potencia mecánica entregada por la turbina,  $\Delta P_v$ . Mediante el desplazamiento de  $x_A$ , lo que se ajusta realmente en el punto de consigna del generador, es decir la potencia de referencia del generador,  $\Delta x_A = \Delta P_{ref}$ . Por tanto, un incremento en la potencia de consigna del generador mediante un desplazamiento hacia abajo del punto A,  $\Delta P_{ref}$ , se traduce en un incremento del mismo signo de la potencia mecánica de la turbina,  $\Delta P_v$ .

Si se produce una disminución de la velocidad de referencia del generador y un desplazamiento hacia arriba del punto A se obtiene el efecto contrario, es decir disminución de  $\Delta P_v$ .

### Regulador de velocidad.

En 1788 James Watt inventor de la máquina de vapor, completó su diseño mediante el regulador de velocidad centrífugo, también conocido como regulador de bolas voladoras o péndulo cónico, cuya función era mantener la velocidad de giro de la máquina sensiblemente constante independientemente del valor de la potencia cedida. En la figura 5.2 se representa la figura simplificada de un regulador de velocidad centrífugo sencillo operado mecánicamente (sin amplificador hidráulico).

Dicho mecanismo centrífugo, sustituido hoy en día por dispositivos electrónicos que miden los cambios de velocidad, está curiosamente inmortalizado en el escudo distintivo de los Ingenieros Industriales.

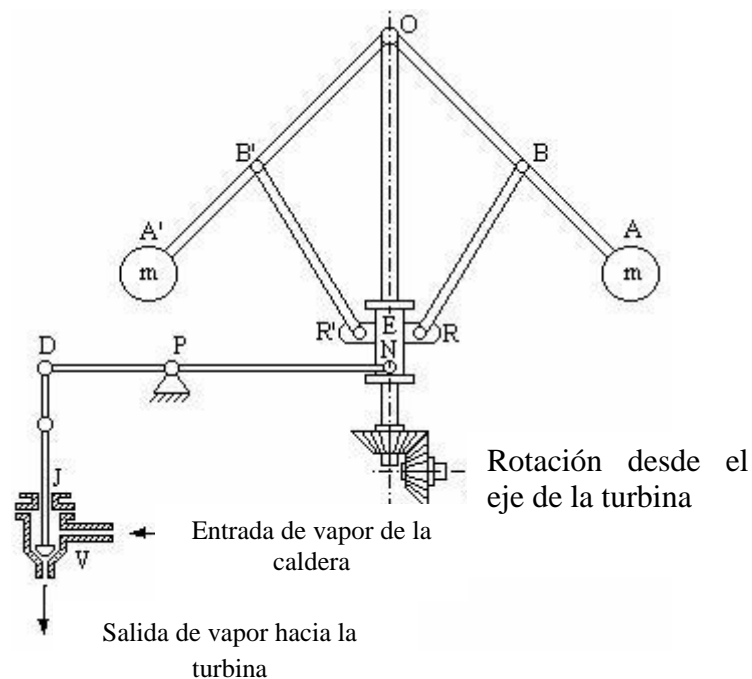


Figura 5.2. Regulador de velocidad centrífugo.

Este dispositivo consta de dos bolas o esferas metálicas acopladas mecánicamente al eje de giro de la turbina mediante una transmisión, de forma que las bolas giran a la velocidad marcada por la turbina. En caso de una disminución del par resistente acoplado a la turbina (por ejemplo debido a una disminución de la carga conectada a la salida del alternador), la turbina tiende a acelerarse aumentando su velocidad de giro, por lo cual las bolas se desplazan hacia fuera por efecto de la fuerza centrífuga consecuencia de la mayor la velocidad de giro. Al separarse las bolas, mediante el mecanismo de varillas el punto D se desplaza hacia abajo, se cierra la válvula que facilita la salida del vapor a la turbina, y por lo tanto la turbina se ralentiza. Cuando el par resistente aumenta (debido a que la carga conectada a la salida del generador aumenta) se obtiene el efecto contrario, y se abre la posición de la válvula. De esta forma se consigue una velocidad de giro prácticamente constante, aunque cambie la potencia cedida por la turbina.

Para una posición fija del punto de articulación de la transmisión P, la curva que representa la velocidad de una turbina controlada mediante un regulador de velocidad en función de la potencia que entrega, es una recta prácticamente horizontal, tal y como muestra la figura 5.3. La pendiente de la recta se denomina constante de regulación o estatismo del regulador, R, y se define como la diferencia de frecuencias (o de velocidades de rotación) entre el régimen de funcionamiento en vacío y a plena potencia. Con un buen regulador de velocidad la diferencia de frecuencias entre vacío y plena carga no suele exceder del 3% o como mucho hasta el 6% de la frecuencia nominal.

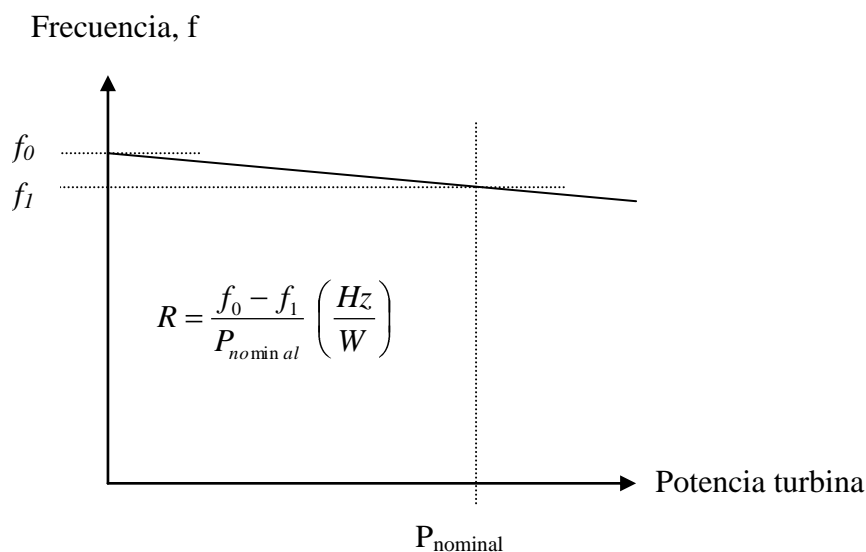


Figura 5.3. Característica frecuencia potencia de una turbina equipada con un regulador de velocidad.

Variando la posición del punto de articulación P, se puede desplazar verticalmente hacia arriba y hacia abajo la línea recta característica de la regulación, manteniendo no obstante la misma pendiente y por tanto la misma constante R. La posibilidad de esta translación vertical de la característica con la máquina en funcionamiento, permite variar de forma continua la carga de uno de los alternadores acoplados en una red, o repartir la carga total entre varios alternadores de la forma más conveniente, manteniendo siempre la velocidad constante e igual a la de sincronismo.

El regulador centrífugo de la figura 5.1 es parecido al de la figura 5.2 ya descrito, pero actúa sobre un amplificador hidráulico y además consta con la posibilidad de desplazar verticalmente la característica de regulación actuando sobre el cambiador de velocidad.

El regulador de bolas de la figura 5.1, está montado de forma que gira a la velocidad marcada por el grupo turbina-generador, y trabaja de la siguiente manera: un aumento de la velocidad de giro supone un desplazamiento hacia abajo del punto B, ya que las dos bolas del regulador se separan por efecto de la fuerza centrífuga ocasionada por la mayor velocidad angular. El desplazamiento hacia abajo del punto B supone un desplazamiento también hacia abajo de C y de D, y por tanto un desplazamiento hacia arriba de E, lo cual supone un cierre de la válvula y un incremento negativo de la potencia mecánica entregada por la turbina (una disminución de  $\Delta P_v$ ). De forma similar una disminución de la velocidad de giro del sistema turbina-generador implica el efecto contrario (un incremento de  $\Delta P_v$ ).

Nótese que según lo explicado y con los convenios de signos de la figura 5.1, el valor de la constante que relacione el desplazamiento del punto C con la variación de la frecuencia (equivalente a la posición del punto B) debe ser negativa, mientras que la variación de la posición del punto A tiene un efecto del mismo signo en la variación de la posición del punto C.

El efecto combinado del cambiador de velocidad de referencia (punto A) y del regulador centrífugo (punto B) en la posición del punto C se puede formular por tanto según la expresión siguiente:

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \quad (5.1)$$

La constante R o constante de regulación expresa como ya se ha explicado la variación de velocidad (o de frecuencia) que sufre el generador cuando la potencia generada pasa de cero a su valor nominal. Se expresa generalmente en unidades de Hz / MW. Si se expresa su magnitud en por unidad de una potencia base que coincida con la nominal del generador y en por unidad respecto de una frecuencia base igual a la nominal de 50 Hz se obtienen valores típicos entre el 4 % y el 6%.

Se debe recordar que la velocidad mecánica de giro del grupo turbina-generador  $\omega_m$  y la velocidad angular eléctrica están relacionados con el número de pares de polos, p, según la expresión:  $\omega = \omega_m p$ . Las correspondientes magnitudes en régimen permanente son la velocidad mecánica de sincronismo,  $\omega_{m0}$ , la pulsación angular de sincronismo,  $\omega_0$ , y la frecuencia eléctrica de 50 Hz,  $f_0$ . Si se utilizan valores en por unidad respecto de una base que coincida con las magnitudes en régimen permanente señaladas los valores numéricos de los incrementos coincidirán ( $\Delta\omega = \Delta\omega_m = \Delta f$ ).

Para terminar de definir la función de transferencia del primer lazo de control se debe partir de la ecuación (5.1) que representa la función de transferencia del mecanismo centrífugo de velocidad combinado con el cambiador de velocidad, para completarlo a continuación con los elementos siguientes:

- El amplificador hidráulico.
- El grupo turbina generador.

#### Amplificador hidráulico.

Según la figura 5.1 la posición del eslabón D, se desplazará verticalmente y en el mismo sentido que el desplazamiento del eslabón C, además los desplazamientos hacia arriba de C y D se consideran positivos. Por otra parte, un desplazamiento del eslabón E hacia arriba supone una realimentación y un desplazamiento en el mismo sentido de D, sin embargo los desplazamientos hacia arriba de E se consideran negativos. Teniendo en cuenta que  $\Delta x_C$  es proporcional a  $\Delta P_g$ , y que  $\Delta x_E$  es proporcional a  $\Delta P_v$ , se llega a la expresión siguiente que representa la posición de la válvula piloto o eslabón D:

$$\Delta x_D = \Delta P_g - \Delta P_v \quad (5.2)$$

Si se tiene en cuenta que para variaciones pequeñas de la posición del punto D el flujo de aceite que entra en el amplificador hidráulico es proporcional a dichas variaciones, se puede expresar la variación de posición del pistón principal según (5.3)

$$\Delta P_v = k_H \int \Delta x_D dt \quad (5.3)$$

Donde la constante  $k_H$  depende de tamaño del orificio del cilindro, de sus dimensiones y de la presión del aceite a alta presión.

La expresión anterior se puede transformar al dominio de la transformada de Laplace, utilizando también la ecuación (5.2).

$$\Delta P_v(s) = \frac{k_H}{s} \Delta x_D(s) = \frac{k_H}{s} [P_g(s) - \Delta P_v(s)] \quad (5.4)$$

Reordenando términos se deduce la función de transferencia del amplificador hidráulico,  $G_H(s)$ :

$$G_H(s) = \frac{\Delta P_v(s)}{\Delta P_g(s)} = \frac{1}{1 + \frac{s}{k_H}} = \frac{1}{1 + sT_H} \quad (5.5)$$

El valor de la constante  $T_H$  oscila típicamente alrededor de 0,1s.

#### Grupo turbina-generador.

En régimen permanente, y despreciando las pérdidas, la potencia mecánica entregada por la turbina,  $P_T$ , es igual a la potencia eléctrica generada en el alternador  $P_G$ . En esta situación el alternador gira a una velocidad constante que coincide con la de sincronismo, sin experimentar aceleración o deceleración alguna. Si debido a un desequilibrio instantáneo  $P_T$  excede  $P_G$  la máquina se acelerará, y si  $P_G$  excede  $P_T$  la máquina se frenará.

Por otra parte la turbina tiene su propia función de transferencia que relaciona la potencia mecánica entregada por ella,  $P_T$ , con la consigna de potencia de salida del vapor de la caldera,  $P_v$ . La función de transferencia de la turbina,  $G_T(s)$ , se expresa para los casos más sencillos de la siguiente forma.

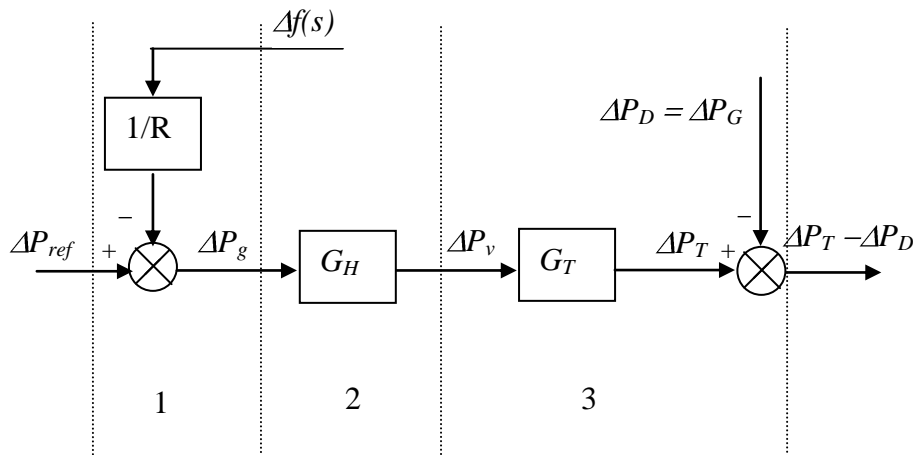
$$G_T(s) = \frac{\Delta P_T(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{1 + sT_T} \quad (5.6)$$

En general la constante de tiempo de la turbina es lenta en comparación con otros elementos como el amplificador hidráulico, de forma que  $T_T$  toma un valor de varios segundos.

Por último la potencia entregada por el alternador se debe adaptar de forma continua e instantánea a la potencia demanda por los consumidores, respondiendo ante cualquier variación de la carga:

$$\Delta P_G = \Delta P_D \quad (5.7)$$

Hasta este momento el lazo de control se encuentra todavía abierto o sin realimentación. En la figura siguiente se detallan los bloques descritos para este primer lazo de control.



1. Regulador de velocidad centrífugo.
2. Amplificador hidráulico.
3. Sistema turbina-generador.

Figura 5.4. Primer lazo de control en bucle abierto.

### 5.1.2. Respuesta en régimen permanente del primer lazo de control.

Aunque todavía el sistema de regulación no se ha presentado completamente, ya que el bucle está abierto, es posible obtener ciertas conclusiones importantes si se estudia el régimen permanente del control ya descrito para una situación en que la potencia demandada sufre una variación en forma de escalón que debe ser atendida en régimen permanente con una variación de la potencia entregada por la turbina:  $\Delta P_{T,0} = \Delta P_D$

Para ello se aplica el teorema del valor final, haciendo  $s=0$ , esto significa que las funciones de transferencia,  $G_H(0)$  y  $G_T(0)$  valdrán la unidad, y por tanto la función de transferencia del bucle abierto se simplifica en la expresión siguiente:

$$\Delta P_{T,0} = \Delta P_{ref,0} - \frac{1}{R} \Delta f_0 \quad (5.8)$$

Se pueden considerar varios ejemplos de interés.

- a) El generador se conecta a una red de potencia infinita, es decir, con una capacidad de generación enorme, de forma que la frecuencia de la red no se ve afectada por la variación de potencia en el generador bajo estudio.

En este caso, cualquier variación de la potencia de referencia se traduce en la misma variación en la potencia entregada por la turbina.

$$\Delta P_{T,0} = \Delta P_{ref,0} \quad (5.9)$$

- b) El generador se conecta a una red de pequeña o mediana extensión cuya potencia de cortocircuito no puede considerarse infinita. Esto significa que la frecuencia variará. Se considera en primer lugar que la potencia de referencia de la turbina se mantiene constante,  $\Delta P_{ref} = 0$ . Por lo tanto, aplicando (5.8) se tiene que:

$$\Delta P_{T,0} = -\frac{1}{R} \Delta f_0 \quad (5.10)$$

Esto significa que para una consigna de potencia constante en el regulador de velocidad el incremento de potencia entregada por la turbina es proporcional a la disminución de frecuencia. Es decir, si la potencia de la carga aumenta la frecuencia disminuye y viceversa

Ejemplo 1: si se considera un generador de 100 MW con una constante de regulación del 4%, se desea conocer el incremento de la potencia entregada por la turbina si la frecuencia disminuye en 0,1 Hz, y se mantiene constante la potencia de referencia.

Se aplica la expresión 5.10 utilizando valores por unidad, de forma que la variación de frecuencia de 0,1 Hz supone una variación sobre 50 Hz del 0,2% o del 0,002 pu.

$$\Delta P_{T,0} = -\frac{1}{R} \Delta f_0 = -\frac{1}{0,04} (-0,002) = 0,05 \text{ pu} = 0,05 (100 \text{ MW}) = 5 \text{ MW}$$

- c) En la situación más general la variación de la potencia entregada por la turbina será función tanto de la variación en la potencia de referencia como de la variación de la frecuencia, tal y como se representa gráficamente en la figura siguiente, para una regulación R de 4%.



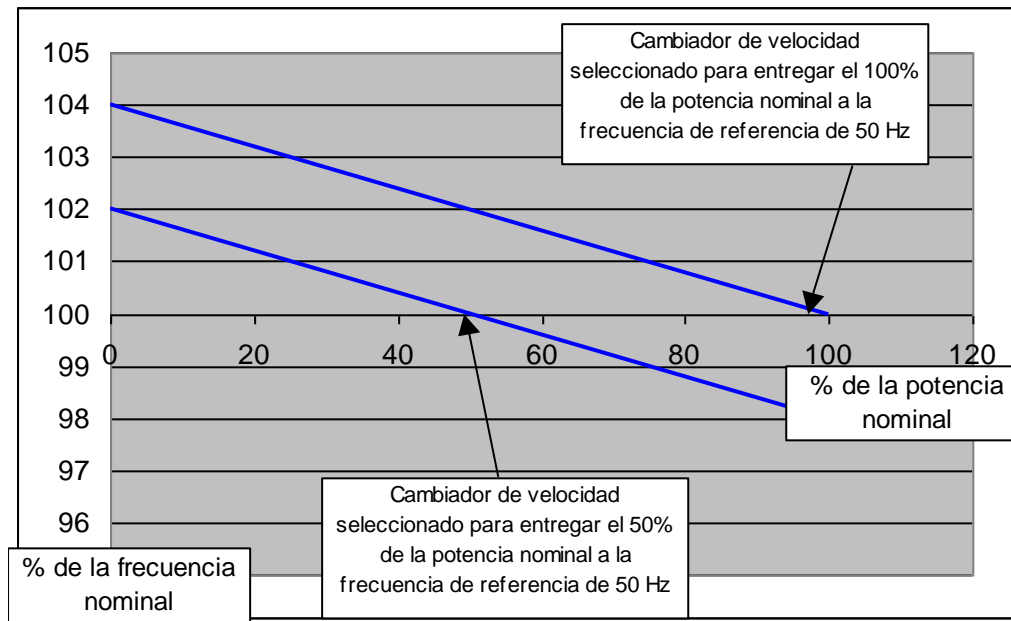


Figura 5.5 Ejemplo de respuesta en régimen permanente para un regulador de velocidad de  $R=0,04$  pu y para dos posiciones del cambiador de velocidad.

Ejemplo 2: si se considera el mismo generador de 100 MW, se desea calcular cual debería ser el cambio en la potencia de referencia para conseguir que la potencia entregada por la turbina permaneciera constante frente a un disminución de la frecuencia de 0,1 Hz.

Utilizando la solución del caso b), bastaría en disminuir en 5 MW la potencia de referencia mediante el cambiador de velocidad, para conseguir que la potencia entregada por la turbina permanezca constante.

Ejemplo 3: se dispone de dos generadores que suministran potencia al mismo área de control. Sus potencias nominales son de 50 y 500 MW, y cada generador está cargado al 50%. Como consecuencia de un incremento de la carga de 110 MW la frecuencia disminuye en un 1%. Se desea calcular las constantes de regulación de cada generador para asegurar que el incremento de potencia de cada generador se reparta proporcionalmente a sus potencias nominales.

El generador pequeño deberá contribuir al incremento de la potencia demandada de 110 MW con la décima parte que el generador grande, es decir, 10 y 100 MW respectivamente. Las constantes de regulación se calcularían como:

$$\frac{1}{R_1} = \frac{-\Delta P_{G1}}{\Delta f} = \frac{10}{0,01} = 20 \text{ pu} \Rightarrow R_1 = 5\%$$

$$\frac{1}{R_2} = \frac{-\Delta P_{G2}}{\Delta f} = \frac{100}{0,01} = 20 \text{ pu} \Rightarrow R_2 = 5\%$$

Rev. 6. febrero de 2011.

Mediante este ejemplo se concluye que cuando varios generadores de la misma red trabajan en paralelo si se quiere conseguir que contribuyan a un incremento de la demanda de forma proporcional a su tamaño o potencia nominal, todos ellos deben tener la misma constante de regulación expresada en valores por unidad.

Este ejemplo sirve también para introducir el concepto de área de control formada por un conjunto de generadores unidos por líneas de baja impedancia de forma que se puede asumir que una variación de la potencia demandada se traduce en una variación común de frecuencia para todos ellos. Además si todos tienen la misma constante  $R$ , el incremento de potencia se atenderá de forma proporcional a la potencia nominal de cada unidad, lo cual es básico para garantizar un correcto funcionamiento del sistema. Cuando se utiliza el concepto de área de control se puede considerar un generador equivalente cuya potencia sea la suma de la potencia de todos los generadores del área y con una constante de regulación  $R$  equivalente.

El razonamiento de este ejemplo se puede extender al caso en el que existan  $m$  generadores en la misma área de control, cada uno con una constante de regulación,  $R_1, R_2, \dots, R_m$ , expresadas todas ellas en (Hz/MW). En efecto, partiendo de la igualdad 5.8, y suponiendo constante la potencia de referencia, así como  $\Delta P_{T,0} = \Delta P_D$ , se tiene que:

$$\Delta P_D = -\frac{1}{R} \Delta f_0$$

Por otra parte el incremento de carga debe ser atendida por todos los generadores del área, es decir:

$$\Delta P_D = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{Gm}$$

Como todos los generadores pertenecen al mismo área de control, todos ellos ven la misma variación de la frecuencia, de modo que para cada generador se puede escribir:

$$\Delta P_{G1} = -\frac{1}{R_1} \Delta f_0$$

$$\Delta P_{G2} = -\frac{1}{R_2} \Delta f_0$$

.....

$$\Delta P_{Gm} = -\frac{1}{R_m} \Delta f_0 \Rightarrow \text{sumando todas las igualdades:}$$

$$\Delta P_D = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{Gm} = -\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_m}\right) \Delta f_0$$

Por lo tanto, y teniendo en cuenta que cada uno de los coeficientes de regulación  $R_i$ , se expresen en Hz/MW se puede calcular el coeficiente de regulación,  $R$ , equivalente del

área (también en unidades de  $Hz/MW$ ), utilizando la siguiente expresión que recuerda a la de la conexión de varias resistencias en paralelo:

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_m}$$

### 5.1.3. El primer lazo de control en bucle cerrado.

Para realimentar el lazo de control es necesario definir, como paso previo, una relación entre el desequilibrio de potencias (diferencia entre la potencia entregada por la turbina y la potencia demandada) y la variación de la frecuencia.

En un régimen permanente de funcionamiento normal, la frecuencia se mantiene en su valor nominal  $f_0 = 50 \text{ Hz}$ , mientras que los generadores del mismo área o zona de control giran a su velocidad de sincronismo, y tienen almacenada una energía cinética  $W^0$ .

Cuando se produce un incremento de potencia demandada, este incremento es atendido de una forma inmediata, mientras que la potencia mecánica entregada por la turbina ha permanecido constante. Esto quiere decir que  $\Delta P_D = \Delta P_G$ , y que por otra parte se produce un desequilibrio en la salida del bucle de control de la figura 5.4, ya que se tiene que:  $\Delta P_T - \Delta P_D \neq 0$ . Este incremento de potencia generada sólo puede provenir de una disminución de la energía cinética almacenada en los generadores. Como la energía cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad se tiene que:

$$W = W^0 \left( \frac{f}{f_0} \right)^2 \quad (5.11)$$

Por otra parte al cambiar la frecuencia algunas de las cargas, como los motores eléctricos, cambian también la potencia que demandan. En efecto, en los motores tanto síncronos como asíncronos al cambiar la frecuencia y por tanto su velocidad de giro, la carga acoplada a su eje presenta un par resistente diferente. Este efecto se mide mediante el coeficiente de sensibilidad  $D$  que indica la variación de la carga con la frecuencia. Por ejemplo, un  $D$  del 1,4% significa que la potencia demandada por las cargas varía un 1,4% si la frecuencia varía un 1%. El valor de  $D$  también se puede expresar en  $W/Hz$ .

Para mantener el balance de potencia en el área de control es necesario que el incremento de potencia entregada por la turbina sea igual al incremento de potencia demandada más la variación de energía cinética, teniendo en cuenta además la variación de la carga demandada debida a la variación de frecuencia.

$$\Delta P_T = \Delta P_D + \frac{d}{dt} W + D \Delta f \quad (5.12)$$

Si en la expresión 5.11 se sustituye:  $f = f_0 + \Delta f$ , y teniendo en cuenta que  $\Delta f$  es pequeño

respecto de  $f_0$ , dicha expresión se puede describir como:

$$W = W^0 \left( \frac{f}{f_0} \right)^2 = W^0 \left( \frac{f + \Delta f}{f_0} \right)^2 \approx W^0 \left[ 1 + \frac{2\Delta f}{f_0} + \left( \frac{\Delta f}{f_0} \right)^2 \right] \approx W^0 \left( 1 + \frac{2\Delta f}{f_0} \right) \quad (5.13)$$

Si se sustituye la expresión anterior en (5.12), el balance de potencia activa se transforma en:

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2W^0}{f_0} \frac{d(\Delta f)}{dt} + D\Delta f \quad (5.14) \quad \text{en unidades de } W$$

La expresión anterior se puede transformar si se dividen todos los términos entre la potencia nominal del generador  $P_r$ , y se introduce la constante de inercia del sistema,  $H$ , expresada en valores por unidad.

$$H = \frac{W^0}{P_r} \quad (5.15)$$

La ventaja de utilizar el parámetro  $H$ , es que su valor es independiente del tamaño del grupo generador-turbina y que tiene dimensiones de tiempo. Los valores típicos oscilan entre 2 y 8 segundos. Entonces, la expresión 5.14 se puede escribir de nuevo, empleando incrementos de potencia en por unidad,

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2H}{f_0} \frac{d(\Delta f)}{dt} + D\Delta f \quad (5.16)$$

Si se pasa al dominio de la transformada de Laplace se tiene que:

$$\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s) = \frac{2H}{f_0} s \Delta f(s) + D \Delta f(s) \quad (5.17)$$

Esta expresión se puede escribir también en la forma:

$$\Delta f(s) = G_p(s) [\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s)] \quad (5.18)$$

Donde la ganancia,  $G_p$ , toma el siguiente valor:

$$G_p(s) = \frac{K_p}{1 + sT_p} \quad (5.19)$$

con  $K_p = \frac{1}{D}$  (expresado en Hz / por unidad de potencia activa)

con  $T_p = \frac{2H}{f_0 D}$  (resultado expresado en segundos, que son las unidades de H)

La expresión 5.18 que representa la función de transferencia del sistema de potencia, liga la variación de frecuencia con el desequilibrio de potencia y se utilizará para cerrar el primer bucle de control.

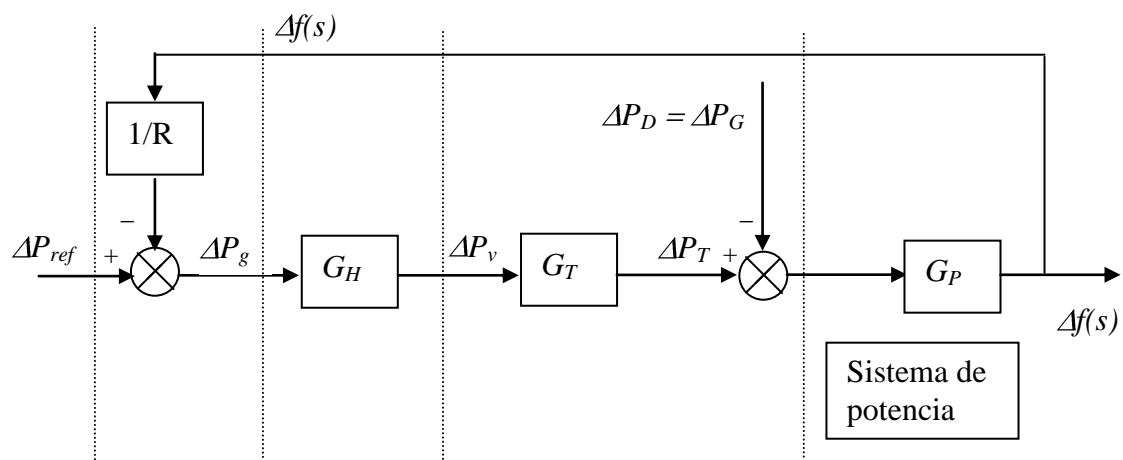


Figura 5.6. Representación del primer bucle de control.

**Ejemplo 4:** Calcular la función de transferencia asociada al sistema de potencia de un área de control que tiene las siguientes características:

Capacidad total de generación del área de control:  $P_r = 2000$  MW.

Potencia demandada en condiciones normales de funcionamiento:  $P_D^0 = 900$  MW.

Constante de inercia:  $H = 5$  segundos.

Constante de regulación del área:  $R = 4\%$ .

Variación de la carga con la frecuencia:  $D = 1$

Es necesario calcular previamente cada uno de los factores que intervienen en la función de transferencia  $G_p$ , con sus unidades correspondientes:

$$D = \frac{0,01(900 \text{ MW})}{0,01 (50 \text{ Hz})} = 18 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}}; \quad D = \frac{18 \text{ MW}}{2000 \text{ MW Hz}} = 0,009 \text{ por unidad de potencia /Hz}$$

$$K_p = \frac{1}{D} = \frac{1}{0,009} = 111,11 \quad (\text{Hz/por unidad de potencia})$$

$$T_p = \frac{2H}{f_0 D} = \frac{10}{50 (0,009)} = 22,22 \text{ s}$$

$$G_p = \frac{111,11}{1 + 22,22 \text{ s}}$$

#### 5.1.4. Respuesta en régimen permanente del primer lazo de control en bucle cerrado.

El principal objetivo es comprobar si con el bucle de regulación primario definido se consigue mantener constante la frecuencia cuando se producen variaciones en la carga demandada. Como se comprobará que no se consigue este objetivo será necesario recurrir a un segundo lazo de control.

El primer lazo de control se puede considerar como un sistema con dos variables de entrada:  $\Delta P_{ref}$ ,  $\Delta P_D$  y una de salida  $\Delta f$ . Si se parte de la figura 5.6 se puede deducir la siguiente función de transferencia:

$$\left[ \left( \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \right) G_H G_T - \Delta P_D \right] G_p = \Delta f \quad (5.20)$$

Si se considera por el momento un  $\Delta P_{ref} = 0$ , ya que dicha entrada dependerá del segundo bucle de control, se supone una variación en la potencia demandada de forma escalón de magnitud  $\Delta P_D = M$ ; y se pasa al dominio de la transformada de Laplace se tiene la siguiente expresión:

$$\Delta f(s) = - \frac{G_p}{1 + \frac{1}{R} (G_H G_T G_p)} \Delta P_D = - \frac{G_p}{1 + \frac{1}{R} (G_H G_T G_p)} \frac{M}{s} \quad (5.21)$$

Aplicando el teorema del valor final se obtiene la variación de frecuencia en régimen permanente, considerando que para el régimen estabilizado la ganancia de la función de transferencia del amplificador hidráulico y de la turbina son la unidad.

$$\Delta f_0 = \lim_{t \rightarrow \infty} \Delta f = \lim_{s \rightarrow 0} s \Delta f(s) = - \frac{K_p}{1 + \frac{K_p}{R}} M = - \frac{M}{D + \frac{1}{R}} = - \frac{M}{\beta} \quad (\text{Hz}) \quad (5.22)$$

Se suele denominar como respuesta estática en frecuencia del área al parámetro,  $\beta$ , que mide la relación entre un incremento de la demanda y el error permanente en frecuencia (en ausencia de control secundario). Por lo tanto se puede escribir directamente que:

$$\Delta f_0 = -\frac{M}{\beta} \text{ (Hz)} \quad (5.23)$$

**Ejemplo 5:** si se toman los datos del sistema del ejemplo 4, se trata de calcular el error en frecuencia para un aumento de la potencia demandada de 20 MW, o sea 0,01 pu, sobre una potencia de referencia de 2000 MW. Calcular también la disminución de la frecuencia para el caso de que el bucle de control estuviera abierto o lo que es lo mismo que no existiera el control de velocidad centrífugo.

$$R = 4\% = 0,04(50\text{Hz}) = 2\text{Hz} / \text{pu de potencia}$$

$$\beta = D + \frac{1}{R} = 0,009 + \frac{1}{2} = 0,509 \text{ pu de potencia} / \text{Hz}$$

$$\Delta f_0 = -\frac{M}{\beta} = -\frac{0,01}{0,509} = -0,0196 \text{ Hz}$$

La variación de frecuencia en régimen estático de  $-0,0196$  Hz, que es aproximadamente un  $-0,04\%$  respecto del valor de referencia de 50 Hz.

El caso hipotético de que no existiera control de velocidad o que se abriera el lazo de control equivale a considerar un valor infinito para la regulación del generador,  $R$ . Por tanto:

$$R = \infty$$

$$\beta = D + \frac{1}{R} = 0,009 + 0 = 0,009 \text{ pu de potencia} / \text{Hz}$$

$$\Delta f_0 = -\frac{M}{\beta} = -\frac{0,01}{0,009} = -1,11 \text{ Hz}$$

Se evidencia por tanto un error enorme en la frecuencia ( $-2,2\%$ ) en caso de no existir el bucle de regulación de velocidad.

#### 5.1.5. Respuesta en régimen dinámico del primer lazo de control en bucle cerrado.

La respuesta en régimen dinámico de la variación de frecuencia se obtiene simplemente mediante la transformada de Laplace inversa de la expresión (5.21), cuando se aplica una variación de la potencia demandada en forma de escalón.

Este análisis se puede simplificar considerando que el funcionamiento del amplificador hidráulico y de la propia turbina es prácticamente instantáneo en comparación con el funcionamiento del resto del sistema de potencia.

En concreto, el tiempo de respuesta del sistema de potencia es del orden de las decenas de segundos (22 segundos en el ejemplo 4), mientras que los tiempos de respuesta del amplificador y de la turbina son del orden de 1 segundo. Por ello la expresión 5.21 se puede simplificar si se asume que  $T_H = T_T = 0$ .

$$\Delta f(s) = -\frac{G_p}{1 + \frac{1}{R} \left[ G_H G_T G_p \right] s} \frac{M}{s} = -\frac{\frac{K_p}{1 + sT_p}}{1 + \frac{1}{R} \frac{K_p}{1 + sT_p}} \frac{M}{s} = -\frac{1}{\frac{1 + sT_p}{K_p} + \frac{1}{R}} \frac{M}{s} = -\frac{K_p R}{R(1 + sT_p) + K_p} \frac{M}{s}$$

$$\Delta f(s) = -\frac{K_p R}{(R + K_p) + sRT_p} \frac{M}{s} = -\frac{MRK_p}{(R + K_p)} \left( \frac{1}{1 + s \frac{RT_p}{R + K_p}} \right) \left( \frac{1}{s} \right)$$

Teniendo en cuenta que aplicando el método de descomposición en fracciones simples se cumple que:

$$\left( \frac{1}{1 + sa} \right) \left( \frac{1}{s} \right) = \frac{1}{s + s^2 a} = \left( \frac{1}{s} - \frac{1}{s + \frac{1}{a}} \right)$$

Se tiene finalmente la siguiente expresión:

$$\Delta f(s) = -M \frac{RK_p}{R + K_p} \left( \frac{1}{s} - \frac{1}{s + \frac{R + K_p}{RT_p}} \right) \quad (5.24)$$

**Ejemplo 6:** Partiendo de los valores numéricos de los ejemplos 4 y 5 calcular la variación de la frecuencia con el tiempo en régimen dinámico, considerando que los tiempos de respuesta del amplificador y de la turbina son nulos.

Utilizando la expresión 5.24 y sustituyendo los valores numéricos de los distintos parámetros se obtiene:

$$\Delta f(s) = -0,0196 \left( \frac{1}{s} - \frac{1}{s + 2,55} \right)$$

Utilizando la transformada inversa de Laplace se puede obtener la expresión analítica de la variación de la frecuencia en el dominio del tiempo:

$$\Delta f(t) = -0,0196 \left( -e^{-2,55t} \right) \quad (\text{resultado en Hz}) \quad (5.25)$$

En la figura siguiente se representa la variación de la frecuencia con el tiempo:



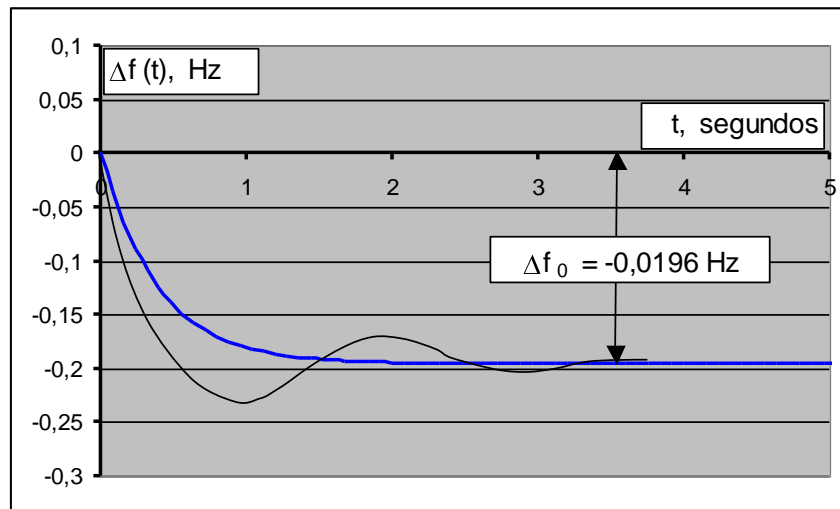


Figura 5.7. Variación de la frecuencia con el tiempo en régimen dinámico.

La respuesta obtenida es una simple exponencial. En la misma figura se ha representado también, con trazo fino, una respuesta oscilante, típica en el caso de considerar los valores reales de los tiempos propios de retardo del amplificador hidráulico y de la turbina, ( $T_H$ ,  $T_T$ ).

Utilizando los datos de este ejemplo se pueden hacer las siguientes consideraciones que evidencia la mejora del sistema de regulación al cerrar el bucle:

- La constante de tiempo del sistema en bucle cerrado según 5.25 tiene un valor de  $1/2,55 = 0,393$  s, que es mucho más pequeña que  $T_p = 22,22$  s, que constituye el tiempo de respuesta propio que caracteriza al área de control. La disminución del tiempo de respuesta del sistema de regulación se consigue con la realimentación.
- Una reducción del valor de R haría que el error de la frecuencia en régimen permanente fuera más pequeño.
- El regulador de velocidad consigue controlar la variación de la frecuencia, con una disminución de 2 Hz entre plena carga y carga cero, y un tiempo de estabilización del orden de 2 segundos. Sin embargo el error de frecuencia en régimen permanente es inadmisibles por lo cual es necesario recurrir a un segundo bucle de regulación que haga que este error sea cero una vez transcurrido un régimen transitorio de corta duración.

#### 5.1.6. Sentido físico de la respuesta dinámica del primer lazo de control.

Si se utilizan los datos desarrollados en los ejemplos 4, 5 y 6 se puede analizar cual es la interpretación física que se puede dar al comportamiento del bucle de control.

En primer lugar se debe considerar que frente a un incremento súbito de la potencia demandada de  $\Delta P_D = 20$  MW, o de 0,01 pu, el sistema eléctrico o área de control

analizada responde entregando de forma instantánea dicha potencia eléctrica. El sistema de control de la turbina no es capaz de actuar durante los primeros milisegundos ya que la frecuencia no se ha modificado de forma apreciable. Esto significa que en los primeros instantes la única fuente capaz de ceder energía para atender el aumento de la demanda proviene de la energía cinética almacenada en los generadores que perderán parte de esta energía a un ritmo inicial de 20 MW por segundo.

La pérdida de energía cinética implicará una pérdida de velocidad con una deceleración inicial (que se obtendría derivando para  $t = 0$  la expresión 5.25) de  $0,0196 \cdot (2,55) = 0,050$  Hz/s. Esta reducción de velocidad y de frecuencia implicará a su vez una apertura de la válvula de agua, vapor o gas que alimenta la turbina, de forma que se incrementa según el mecanismo ya descrito la potencia de salida del generador.

Al mismo tiempo al variar la frecuencia varía la carga demanda al existir cargas como los motores que varían su consumo con la frecuencia. Al disminuir la frecuencia la carga consumida disminuye también a un ritmo de  $D = 18$  MW/Hz, como consecuencia el aumento real de la potencia demanda es realmente menor.

Estos tres efectos se pueden resumir indicando que el incremento de la potencia demandada de 20 MW es atendido mediante tres formas diferentes: energía cinética cedida por las máquinas giratorias, incremento de la potencia de generación y disminución de la carga demandada real al disminuir la frecuencia.

En los primeros instantes la única contribución se obtiene de la disminución de la energía cinética almacenada, pero a medida que disminuye la velocidad de las máquinas y la frecuencia, las otras dos contribuciones cobran su importancia. Una vez que han pasado 2 o 3 segundos (ver la figura 5.7) la energía cinética ya no varía lo que se traduce en que la frecuencia vuelve a tomar un valor constante. En este momento la energía demandada adicional de +20 MW se obtiene únicamente mediante las dos últimas contribuciones. Se puede calcular en que medida contribuye cada una:

Puesto que la regulación del generador o área de control es de  $R = 4\% = 2$  Hz/pu de MW, y la variación de frecuencia en régimen permanente es  $\Delta f_0 = -0,01965$  Hz, el incremento de generación en régimen permanente será:

$$\Delta P_g = 0,01965/2 = 0,0098 \text{ pu de MW} = 0,0098 \cdot 2000 \text{ MW} = 19,65 \text{ MW.}$$

En cuanto al efecto de la variación de la frecuencia sobre la carga se tiene que

$$D = 1 = 0,009 \text{ pu de MW/ Hz}$$

Por lo tanto la disminución de la carga consumida será

$$\Delta P_D = 0,01964 \text{ Hz} \cdot 0,009 \text{ pu de MW/ Hz} = 1,764 \cdot 10^{-4} \text{ pu de MW} = 0,35 \text{ MW}$$

Aunque los dos componentes contribuyen a atender el incremento de potencia, la contribución principal se debe al incremento de la potencia del generador como consecuencia de la actuación del regulador de velocidad.

## 5.2. Segundo lazo de control.

Para conseguir que la frecuencia vuelva a su valor original una vez transcurrido el transitorio es necesario diseñar un segundo lazo de control, más lento que el control primario, que actúe sobre la potencia de referencia del regulador de velocidad siguiendo una estrategia de control adecuada. Las especificaciones que definen el control secundario son principalmente las siguientes:

- El sistema debe ser estable y se deben evitar actuaciones bruscas de los sistemas de control. Sin embargo, si se desea mantener un error de frecuencia muy pequeño en régimen transitorio el sistema puede ser inestable.
- Como consecuencia de una variación de la carga consumida, el error de frecuencia debe ser cero una vez transcurrido el régimen transitorio. Por ello este control secundario se denomina a menudo “reset de frecuencia”, o control síncrono de la frecuencia.
- Se debe minimizar no sólo el error de frecuencia sino su integral. Esto significa controlar el transitorio, tanto su duración como la desviación transitoria de la frecuencia. La integral del error de frecuencia tiene dimensiones de ciclos, aunque si se divide dicho error por la frecuencia de referencia,  $f_0 = 50 \text{ Hz}$ , se obtiene un error en segundos.

$$\Delta t = \frac{1}{f_0} \int_0^t \Delta f dt \quad (\text{expresado en s}) \quad (5.26)$$

El sistema de control debería ser capaz de mantener la integral por debajo de un pequeño valor especificado.

Ejemplo 7: se desea calcular el error de medida acumulado por un reloj cuya base de tiempos utiliza la frecuencia de red, cuando su valor se mantiene en una media de 49,99 Hz, durante un período de 2 horas.

$$\Delta t = \frac{1}{f_0} \int_0^t \Delta f dt = \frac{1}{50} \int_0^{7200} -0,01 \cdot dt = -1,44 \text{ s}$$

Un sistema de control que satisfaga los requisitos anteriores se consigue con un tiempo de respuesta de algunos segundos, o hasta medio minuto. El tercer lazo de control encargado del despacho económico tiene un tiempo de respuesta mayor, como mínimo de un minuto.

La forma más sencilla de conseguir las especificaciones mencionadas es variando la potencia de referencia de entrada del regulador de velocidad de forma proporcional a la integral del error en frecuencia y con signo cambiado de la forma:

$$\Delta P_{ref} = -K_I \int_0^t \Delta f dt \quad (5.27)$$

En la siguiente figura se representan el primer y el segundo bucles de control.

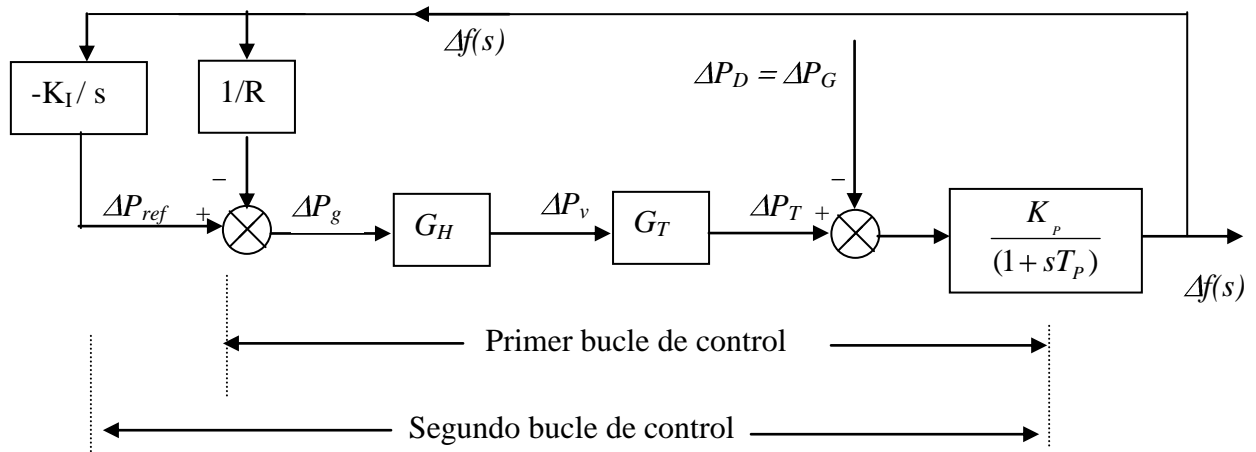


Figura 5.8. Primero y segundo bucles de regulación.

El valor de la constante de amplificación de la frecuencia,  $K_I$ , (pu de MW/ Hz .s) caracteriza la rapidez con la que disminuye el error de frecuencia. Esta constante es fundamental para el control ya que dependiendo de su valor el sistema será inestable o estable, y en caso de ser estable la respuesta será o no oscilatoria. En concreto el sistema será inestable para valores muy grandes de  $K_I$ .

En la siguiente figura se indica la variación de la frecuencia, sin control integral y para distintos valores de  $K_I$ .

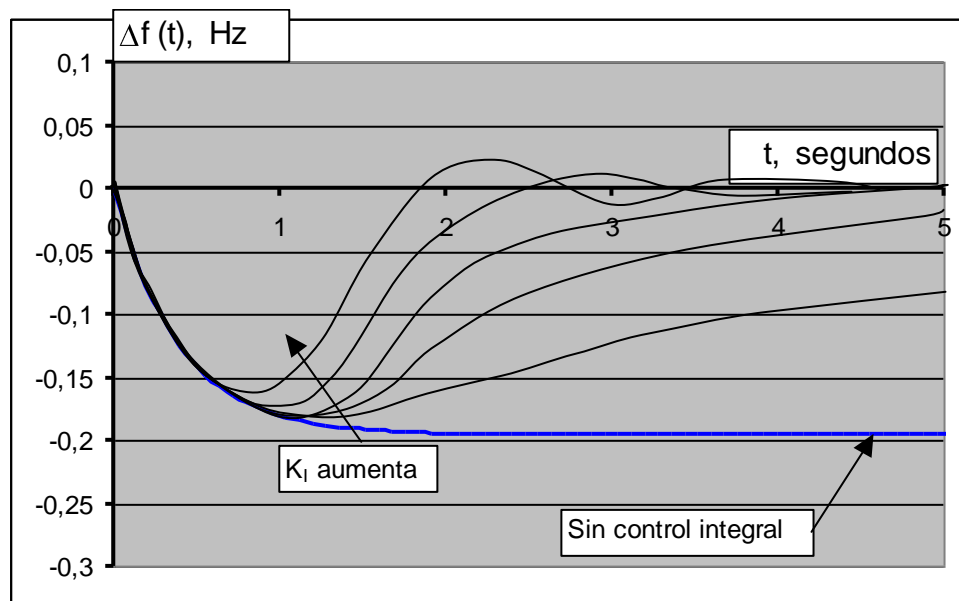


Figura 5.9. Respuesta dinámica del segundo bucle de regulación para distintos valores de la ganancia del control integral,  $K_I$ .

La señal de entrada al integrador se denomina generalmente error de área (ACE, en inglés) que en caso que se ha analizado hasta el momento al ser un área única coincide con la variación de frecuencia ( $ACE = \Delta f(t)$ ).

El control integral garantiza que mientras que el error de frecuencia no sea nulo la salida del integrador seguirá aumentando, lo que provocará una variación del valor de la potencia de referencia. Solamente cuando el error de frecuencia llegue a un valor nulo se conseguirá que la potencia de referencia de entrada al regulador de velocidad permanezca constante.

A continuación se analiza el comportamiento en régimen dinámico suponiendo que el funcionamiento del cambiador de velocidad, del amplificador hidráulico y de la turbina es instantáneo. Estas aproximaciones permiten un análisis más sencillo sin por ello perder rigor en las conclusiones obtenidas.

La expresión 5.27 se puede transformar al dominio de la transformada de Laplace:

$$\Delta P_{ref}(s) = -\frac{K_I}{s} \Delta f(s) \quad (5.28)$$

Utilizando el diagrama de la figura 5.8 y teniendo en cuenta un incremento de la potencia consumida en forma de un escalón de valor  $M$ , se tiene que:

$$\begin{aligned} \Delta P_D &= M \text{ (pu de MW)} \\ \Delta P_D(s) &= \frac{M}{s} \\ \Delta f(s) &= -\frac{K_P}{T_P} \frac{M}{s^2 + s \left[ \left(1 + \frac{K_P}{R}\right) \frac{1}{T_P} \right] + \frac{K_I K_P}{T_P}} \quad (5.29) \end{aligned}$$

La respuesta en el dominio del tiempo se obtiene mediante la transformada inversa de Laplace de la expresión anterior. Para estudiar la forma de la respuesta temporal se analizan en primer lugar los polos, o raíces del denominador de dicha expresión. Para ello se reordena el denominador de la forma siguiente:

$$s^2 + s \left[ \left(1 + \frac{K_P}{R}\right) \frac{1}{T_P} \right] + \frac{K_I K_P}{T_P} = \left( s + \frac{1 + \frac{K_P}{R}}{2T_P} \right)^2 + \frac{K_I K_P}{T_P} - \left( \frac{1 + \frac{K_P}{R}}{2T_P} \right)^2$$

Se pueden dar dos situaciones distintas:

$$\underline{K_I} \geq \underline{K_{I(critico)}}$$

En este caso el denominador se ajusta a una función de la forma:

$$(s + \alpha)^2 + \omega^2$$

Con  $\alpha$ , y  $\omega^2$ , ambos números reales y positivos, para lo cual es necesario que el valor de  $K_I$  cumpla que:

$$K_I > \frac{1}{4T_p K_p} \left( 1 + \frac{K_p}{R} \right)^2 = K_{I(\text{crítico})} \quad (5.30)$$

En este caso la respuesta en el dominio del tiempo será oscilatoria amortiguada con términos del tipo  $e^{-\alpha t} \sin \omega t$ ,  $e^{-\alpha t} \cos \omega t$ .

$$\underline{K_I < K_{I(\text{crítico})}}$$

En este caso el denominador responde a un polinomio de la forma:

$$(s + \beta_1) \cdot (s + \beta_2)$$

Con  $\beta_1$ ,  $\beta_2$ , ambos números reales y positivos. En este caso la respuesta en el dominio del tiempo será no oscilatoria con términos del tipo  $e^{-\beta_1 t}$ ,  $e^{-\beta_2 t}$ .

Se prefiere utilizar una ganancia subcrítica (menor que la crítica) ya que en este caso el desgaste del sistema de regulación es menor, ya que no se producen fluctuaciones rápidas del error de frecuencia que ocasionen continuos cambios en el valor de la potencia de referencia, con el consiguiente envejecimiento y desgaste de las válvulas y del sistema de regulación.

### 5.3. Sistemas con más de un área de control.

El concepto de área de control corresponde a un conjunto de generadores generalmente de la misma compañía eléctrica unidos por líneas de baja impedancia de forma que se puede admitir que la frecuencia es siempre la misma en cualquier nudo del área.

Sin embargo, el sistema eléctrico está interconectado, de forma que distintas compañías eléctricas y distintos países intercambian energía eléctrica entre sus áreas de control. No es posible admitir que la frecuencia sea la misma en áreas de control distintas. El área de control corresponde generalmente a una zona geográfica (por ejemplo una compañía eléctrica determinada), sin embargo la existencia de sistemas cada vez más fuertemente interconectados, en los que el concepto geográfico para un determinado intercambio de energía es cada vez más difuso, hace que identificación entre el área geográfica y el área de control pierda validez.

La ventaja principal de la existencia de varias áreas de control interconectadas es la posibilidad de asistencia mutua durante el funcionamiento normal del sistema y sobre todo en condiciones de emergencia.

Los principios de operación de las áreas de control se pueden resumir de la siguiente forma:

- En condiciones normales de operación cada área de control debe atender los consumos de su propia área, con la excepción de los intercambios de potencia acordados previamente con el resto de áreas.
- Los generadores de cada área deben contribuir al mantenimiento de la frecuencia del área.

Una de las ventajas de la interconexión entre áreas de control es el efecto de disponer de una potencia de generación mucho mayor, de forma que ante un aumento importante de la demanda existe una mayor energía cinética almacenada en las máquinas rotativas que se puede tomar prestada, minimizando la disminución de su velocidad de giro y por tanto de la frecuencia.

Por ejemplo, si un sistema de potencia pequeño con una capacidad de generación de sólo 1000 MW pierde súbitamente el 30% de su capacidad y está operando sin interconexión con otras áreas, sufrirá una disminución severa de la frecuencia. También existe un riesgo de que los generadores entren en funcionamiento inestable si el ángulo entre la fuerza electromotriz interna y la tensión de salida sobrepasa el límite de estabilidad, provocándose seguramente un cero de tensión en todo el sistema. Si el mismo sistema formara parte de un conjunto de áreas de control con una capacidad de 100 000 MW, la pérdida de la misma capacidad de generación de 300 MW, sería en términos relativos de sólo un 0,3%, con lo cual la variación de la frecuencia sería pequeña y la potencia necesaria circularía a través de las líneas de interconexión hasta que se reparara el generador afectado.

El aumento de tamaño que supone la conexión entre áreas tiene también como ventaja la posible utilización de las reservas de potencia de otras áreas, de forma que no es necesario disponer de unas reservas de potencia importantes dentro de cada área de control para hacer frente a los picos de la demanda o a las situaciones derivadas de averías en los generadores. Las reservas de potencia se consiguen mediante centrales que están en funcionamiento, pero no a plena carga. Las centrales más rápidas para este fin son las hidráulicas, las térmicas de gas y los grupos diésel que pueden entrar en funcionamiento en pocos minutos.

Como previsiblemente los picos de la demanda no se producirán a la misma hora en todas las áreas, la relación entre la capacidad máxima de generación de un área y la potencia media generada se puede disminuir de forma notable mediante la interconexión de las distintas áreas de control dentro del mismo sistema eléctrico de potencia, siempre que se especifiquen unos intercambios de energía horarios entre áreas.

### 5.3.1. Modelo de interconexión elástica entre áreas.

Para ilustrar el funcionamiento de los sistemas multiárea se estudiará un sistema de potencia formado por dos áreas de control. Ambas áreas se conectarán por líneas de transporte de una impedancia elevada, lo cual constituye un enlace elástico desde el punto de vista eléctrico. Cada área de control se caracterizará por su propia variación de frecuencia, de forma que se considerarán las dos variables,  $\Delta f_1$ ,  $\Delta f_2$ .

En funcionamiento normal la potencia intercambiada entre dos áreas de control sigue la siguiente expresión:

$$P_{12}^0 = \frac{V_1^0 V_2^0}{X} \sin(\delta_1^0 - \delta_2^0) \quad (5.31)$$

Donde  $\delta_1^0$ , y  $\delta_2^0$ , representan los ángulos de las tensiones  $V_1$ ,  $V_2$ , en los extremos de la línea que conecta las dos áreas de control, y  $X$  representa la inductancia de esta línea. El orden de los subíndices indica que  $P_{12}$  es positiva si la potencia se intercambia desde el área 1, hacia el área 2. Para pequeñas variaciones de los ángulos  $\delta_1$ , y  $\delta_2$ , el incremento de potencia intercambiada se puede calcular derivando la expresión anterior:

$$\Delta P_{12} = \frac{V_1^0 V_2^0}{X} \cos(\delta_1^0 - \delta_2^0) (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (5.32)$$

La expresión anterior se puede simplificar si se define la rigidez eléctrica de la línea de interconexión como  $T^0$ ,

$$T^0 = \frac{V_1^0 V_2^0}{X} \cos(\delta_1^0 - \delta_2^0) \quad (\text{en unidades de MW/rad}) \quad (5.33)$$

Por lo que la expresión de la variación de potencia intercambiada entre áreas se puede escribir como:

$$\Delta P_{12} = T^0 (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (\text{en unidades de MW}) \quad (5.34)$$

Por otra parte la variación de frecuencia,  $\Delta f$ , está relacionada con la variación del ángulo,  $\Delta \delta$ , por la siguiente expresión:

$$\Delta f = \frac{1}{2\pi} \frac{d}{dt} (\delta_1^0 + \Delta \delta) = \frac{1}{2\pi} \frac{d}{dt} (\delta) \quad (\text{expresado en Hz}) \quad (5.35)$$

La expresión anterior se puede transformar en la siguiente:

$$\Delta \delta = 2\pi \int_0^t \Delta f dt \quad (\text{expresado en rad}) \quad (5.36)$$

Sustituyendo 5.36 en la 5.34 se obtiene:

$$\Delta P_{12} = 2\pi T^0 \left( \int_0^t \Delta f_1 dt - \int_0^t \Delta f_2 dt \right) \quad (\text{en unidades de MW}) \quad (5.37)$$



Esta expresión se puede transformar también en el dominio de la transformada de Laplace de la siguiente forma:

$$\Delta P_{12} = \frac{2\pi T^0}{s} (\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (5.38)$$

Esto quiere decir que la diferencia entre la variación de frecuencia entre las dos áreas se utiliza como entrada a un control integral con una ganancia de  $2\pi T_0$ . Este control integral actuará continuamente hasta conseguir, una vez alcanzado el régimen permanente, que la variación de frecuencia sea la misma en las dos áreas:  $\Delta f_1 = \Delta f_2 = \Delta f_0$ .

En la figura 5.10 se representa el diagrama de bloques de un sistema de dos áreas, sin considerar por el momento el segundo bucle de control de la frecuencia.

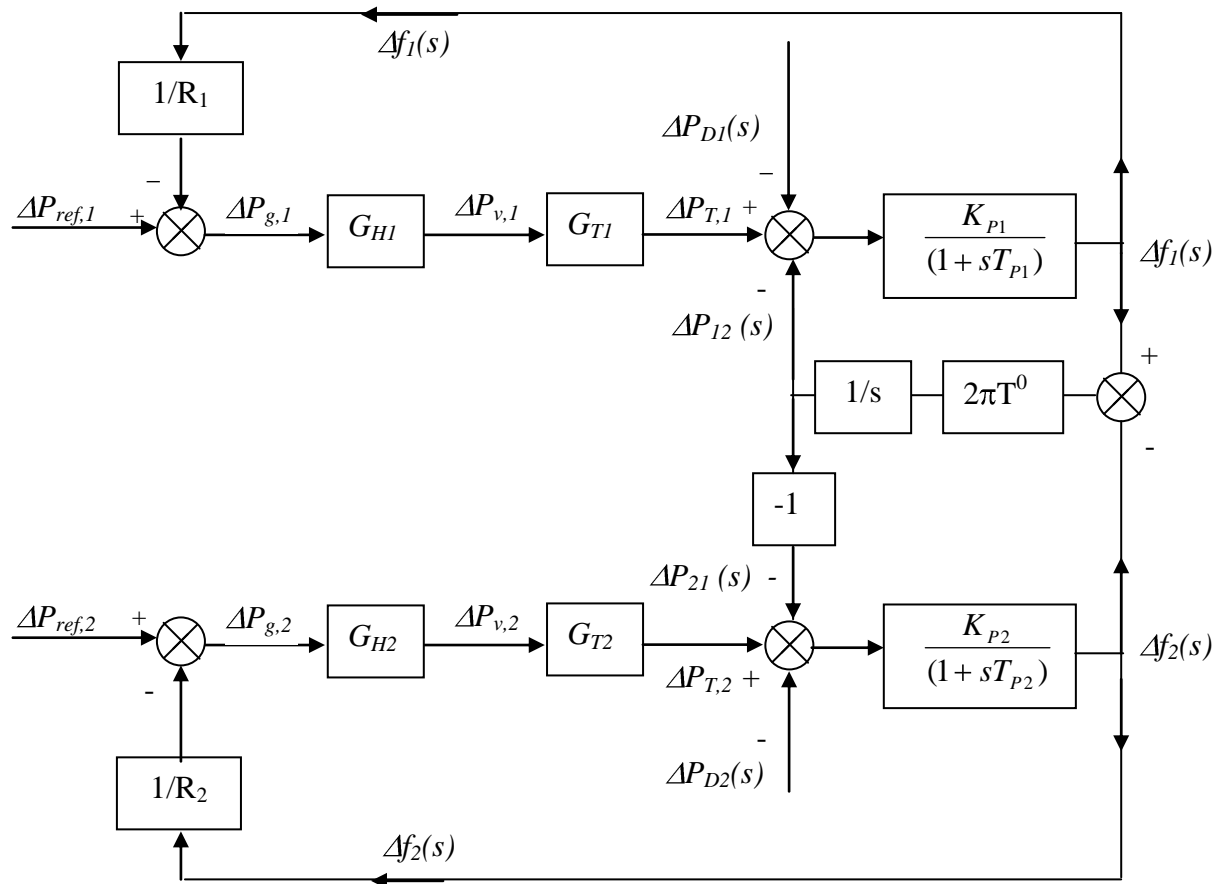


Figura 5.10. Representación del primer bucle de regulación para un sistema de dos áreas de control.

En los sistemas multiárea habrá que considerar que todos los parámetros en por unidad se deben expresar utilizando la misma potencia activa como base.

### 5.3.2. Respuesta en régimen permanente de un sistema con dos áreas de control, y un solo bucle de regulación.

Se partirá del diagrama de regulación de la figura anterior, considerando que las variaciones en las potencias de referencia,  $\Delta P_{ref,1}$ ,  $\Delta P_{ref,2}$  son cero ya que al no existir segundo bucle de regulación las potencias de referencia permanecen constantes. Se trata de determinar el intercambio de potencia entre áreas en régimen permanente  $\Delta P_{12,0}$ , y la variación de frecuencia en régimen permanente  $\Delta f_0$ .

La variación de frecuencia en ambas áreas de control debe ser la misma una vez transcurrido el transitorio de regulación, ya que el control integral de ganancia  $2\pi T^0$  actuará mientras que ambas variaciones de frecuencia no sean iguales.

Se supone un incremento de potencia instantánea en forma de escalón para cada una de las áreas de control de la siguiente magnitud:  $\Delta P_{D1}=M_1$  para el área 1, y  $\Delta P_{D2}=M_2$  para el área 2.

Si se tiene en cuenta que cada área de control tiene una constante de regulación distinta,  $R_1$ , y  $R_2$ , y que la ganancia de los amplificadores hidráulicos y de las turbinas en régimen permanente es la unidad, según la figura 5.10 se obtienen las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}\Delta P_{T,1,0} &= -\frac{1}{R_1} \Delta f_0 \\ \Delta P_{T,2,0} &= -\frac{1}{R_2} \Delta f_0\end{aligned}\quad (5.39)$$

Si se tienen en cuenta los intercambios de potencia de la figura 5.10 y los valores de las ganancias  $K_P$ , se obtienen también las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}-\frac{1}{R_1} \Delta f_0 - M_1 - \Delta P_{12,0} &= \frac{\Delta f_0}{K_{P1}} = D_1 \Delta f_0 \\ -\frac{1}{R_2} \Delta f_0 - M_2 + \Delta P_{12,0} &= \frac{\Delta f_0}{K_{P2}} = D_2 \Delta f_0\end{aligned}\quad (5.40)$$

Si se despejan los valores del incremento de la frecuencia y de la variación de la potencia intercambiada entre áreas se obtienen las fórmulas siguientes:

$$\begin{aligned}\Delta f_0 &= -\frac{M_1 + M_2}{\beta_1 + \beta_2} \quad (\text{expresado en Hz}) \\ \Delta P_{12,0} = -\Delta P_{21,0} &= \frac{\beta_1 M_2 - \beta_2 M_1}{\beta_1 + \beta_2} \quad (\text{expresado en por unidad de MW})\end{aligned}\quad (5.41)$$

Donde la respuesta estática en frecuencia de cada área se define como:

$$\beta_1 = D_1 + \frac{1}{R_1}$$

$$\beta_2 = D_2 + \frac{1}{R_2} \quad (\text{expresadas en por unidad de MW/Hz}) \quad (5.42)$$

**Ejemplo 8.** Se desea calcular la variación de frecuencia y la potencia intercambiada entre áreas en régimen permanente para el caso de que las dos áreas tengan los mismos parámetros,  $D$ ,  $R$  y  $\beta$ , cuando se produce un incremento del consumo en forma de escalón de valor  $M_1$  en el área 1 y de valor  $M_2$  para el área 2. Se repetirá el mismo cálculo si sólo se produce el incremento de potencia en el área 1.

$$\Delta f_0 = -\frac{M_1 + M_2}{\beta_1 + \beta_2} = -\frac{M_1 + M_2}{2\beta} \quad (\text{Hz})$$

$$\Delta P_{12,0} = -\Delta P_{21,0} = \frac{M_2 - M_1}{2} \quad (\text{por unidad de MW})$$

Si sólo se produce un incremento de potencia consumida en el área 1 se tendría que:

$$\Delta f_0 = -\frac{M_1}{2\beta} \quad (\text{Hz})$$

$$\Delta P_{12,0} = -\Delta P_{21,0} = -\frac{M_1}{2} \quad (\text{por unidad de MW})$$

De estas dos últimas expresiones se deducen algunas de las ventajas de la interconexión entre áreas:

- Cuando existe interconexión, la variación de frecuencia es sólo la mitad de la que se tendría para un sistema con un área de control aislada.
- La mitad del incremento de potencia demandada en el área 1 se suministra desde el área 2 mediante la línea de interconexión.

**Ejemplo 9.** El área de control de 2000 MW descrita en el ejemplo 4 se interconecta con otro área de control de mayor tamaño con una capacidad de generación total de 6000 MW. El área de 2000 MW tiene los siguientes parámetros referidos en por unidad a la potencia base de 2000 MW.

$$R_1 = 2,0 \text{ Hz/pu de MW.}$$

$$D_1 = 0,009 \text{ pu de MW/Hz.}$$

$$\beta_1 = D_1 + 1/R_1 = 0,5009 \text{ pu de MW/Hz.}$$

El área 2 tiene los mismos parámetros en valores por unidad, pero referidos a su potencia base de 6000 MW.

Si se produce un incremento de potencia en el área 1 de 40 MW se desea calcular, una vez transcurrido el régimen transitorio, la variación de frecuencia y la variación de la potencia intercambiada entre áreas, suponiendo que las potencias de referencia de los generadores de ambas áreas permanecen constantes.

En primer lugar hay que expresar tanto los parámetros de funcionamiento del área 1, como los del área 2 en la misma potencia base. Se elige para ello la potencia base de 2000 MW. El valor de la respuesta estática del área 2, referido a una potencia base de 2000 MW en lugar de la base de 6000 MW será por tanto tres veces mayor. El incremento de potencia de 40 MW se calcula también en por unidad.

$$\beta_2 = 3 \beta_1 = 3 (0,5009) \text{ pu de MW/Hz} = 1,5027 \text{ pu de MW/Hz}$$

$$M_1 = 40 \text{ MW} = 0,02 \text{ pu de MW.}$$

Si se aplican las ecuaciones 5.41.

$$\Delta f_0 = -\frac{M_1 + M_2}{\beta_1 + \beta_2} = -\frac{0,02}{0,5009 + 1,5027} = -9,98 \cdot 10^{-3} \text{ Hz}$$

$$\Delta P_{12,0} = -\Delta P_{21,0} = \frac{\beta_1 M_2 - \beta_2 M_1}{\beta_1 + \beta_2} = -\frac{(1,5027)(0,02)}{0,5009 + 1,5027} = -0,015 \text{ pu de MW} = -30 \text{ MW}$$

Se puede apreciar como la caída de frecuencia es solamente la cuarta parte de la que se tendría si el área 1 estuviera aislada. El apoyo del área 2 se materializa por un transporte de 30 MW hacia el área 1. De esta forma el área pequeña aporta sólo 10 MW del incremento de potencia y el área mayor aporta los 30 MW restantes. El reparto del incremento de potencia se realiza proporcionalmente a la capacidad de generación de cada área.

### 5.3.3. Segundo lazo de control en sistemas multiárea.

Como no es admisible el mantener un error de frecuencia en régimen permanente es necesario establecer un segundo lazo de control al igual que se estableció en los sistemas con un área de control única. Igualmente resulta inadmisibles el mantener un error de forma que la potencia intercambiada entre áreas se separe de los valores de consigna, ya que en condiciones normales de funcionamiento cada área debe atender a sus propios consumos, además de mantener los intercambios de energía previamente pactados.

Para diseñar el control integral o “reset”, tanto de frecuencia como de error de potencia intercambiada se pueden utilizar estrategias de control distintas, pero la generalmente aceptada se basa en que cada una de las áreas de control debe contribuir tanto al control de la frecuencia del área, y a garantizar los compromisos de energía intercambiada.

Por este motivo se define el error de control de cada área (ACE) como una combinación lineal del error de frecuencia y del error en la potencia intercambiada.

$$\begin{aligned} ACE_1 &= \Delta P_{12} + B_1 \Delta f_1 \\ ACE_2 &= \Delta P_{21} + B_2 \Delta f_2 \end{aligned} \quad (5.43)$$

El mando del cambiador de velocidad estará gobernado por tanto mediante un control integral de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \Delta P_{ref,1} &= -K_{I,1} \int (\Delta P_{12} + B_1 \Delta f_1) dt \\ \Delta P_{ref,2} &= -K_{I,2} \int (\Delta P_{21} + B_2 \Delta f_2) dt \end{aligned} \quad (5.44)$$

Las constantes  $K_{I,1}$  ;  $K_{I,2}$  son las ganancias del de los integradores, y las constantes  $B_1$ ,  $B_2$  son unos parámetros que multiplican al error en frecuencia de cada área. El signo menos indica que cada generador debe aumentar su potencia de referencia si la frecuencia o la potencia intercambiada con otra área disminuyen.

En la siguiente figura se representa un sistema de dos áreas incluyendo el segundo bucle de control.

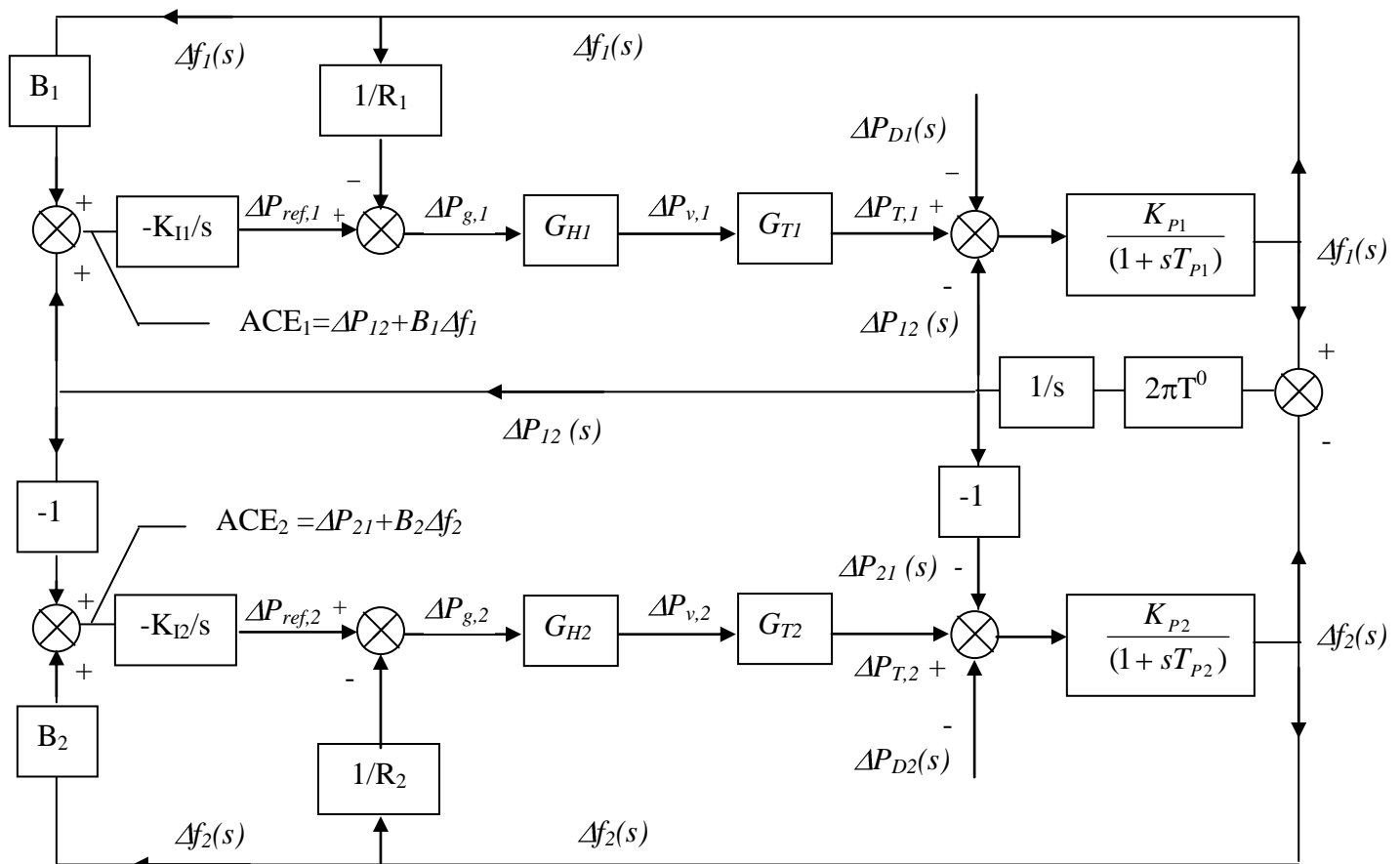


Figura 5.11. Primero y segundo bucles de regulación para un sistema de dos áreas.

La estrategia de control integral eliminará tanto el error de frecuencia como el error en la potencia intercambiada, una vez alcanzado el régimen permanente, de forma que cuando se produce un incremento de la demanda en una de las áreas se alcanza un nuevo equilibrio mediante el mando de control de velocidad que cambia los valores de las potencias de referencia. En el nuevo estado de régimen permanente se consigue que los errores de control de área sean cero.

$$\begin{aligned}\Delta P_{12,0} + B_1 \Delta f_0 &= 0 \\ \Delta P_{21,0} + B_2 \Delta f_0 &= 0\end{aligned}\quad (5.45)$$

Para conseguir las dos condiciones anteriores se debe cumplir que tanto el incremento de frecuencia como los incrementos de potencia intercambiada en régimen permanente deben ser cero.

Este razonamiento es independiente de los valores de  $B_1$ ,  $B_2$ , que deben ser distintos de cero. Generalmente los mejores valores para el control de  $B_i$  coinciden con el valor de la respuesta estática en frecuencia del área  $\beta$ . Por otra parte, los valores de las ganancias de los integradores  $K_{I,1}$  y  $K_{I,2}$  no son críticos siempre que sean lo suficientemente pequeñas para evitar continuos movimientos en la consigna del regulador de velocidad debidos a variaciones pequeñas de carga o a variaciones de corta duración.

El concepto de error de control de área es fácilmente generalizable para más de dos áreas, por ejemplo el error de control de área  $i$ , dentro de un sistema multiárea de  $m$  áreas distintas seguiría la siguiente expresión.

$$ACE_i = \sum_{j=1}^m \Delta P_{i,j} + B_i \Delta f_i \quad (5.46)$$

## 6. TERCER BUCLE DE CONTROL DE LA GENERACIÓN.

### 6.1. Introducción al control terciario de tensiones y frecuencia.

Para conseguir un reparto óptimo de los consumos entre los diferentes generadores desde el punto de vista económico, se realiza el control terciario de frecuencia y de tensiones. Este control determina los valores de la tensión de referencia,  $V_{ref}$ , en los nudos piloto que son ciertos nudos de la red de transporte y la  $P_{ref}$  a la entrada de los reguladores de frecuencia.

#### Control de tensión.

El control primario de la tensión se encarga de mantener en cada generador la tensión de salida igual al valor de la tensión de referencia,  $V_{ref}$ .

El control secundario se realiza para cada área y es el encargado de transmitir los valores de referencia de la tensión a todos los generadores del área, con el objeto de mantener la tensión de consigna en los nudos pilotos. El control secundario se encarga también de asignar las reservas de reactiva.

El control terciario determina tanto el valor de consigna de la tensión de referencia en los nudos pilotos, como el estado de las baterías de condensadores y reactancias, y la selección de las tomas de regulación de los transformadores. El control terciario de tensión es generalmente no automático, lo realiza el operador del sistema y afecta a todo un sistema que está compuesto generalmente por varias áreas. El tiempo de respuesta es de varios minutos (típicamente 5 minutos).

#### Control de frecuencia.

El control primario de frecuencia realiza un control grueso de la frecuencia, de forma que frente un aumento o disminución de la carga, los distintos generadores del área asumen dicha variación de forma proporcional a su tamaño. La velocidad de respuesta de este control está limitada por los propios tiempos de respuesta del regulador, de la turbina y del sistema de potencia, siendo un valor típico entre 2 y 20 segundos.

El control secundario de la frecuencia realiza el ajuste fino de la frecuencia mediante un control integral que garantiza que el error de frecuencia vuelva a cero, y que en sistemas con más de un área de control garantiza también un error de control de área (ACE) nulo. Este bucle de regulación es más lento y funciona después de que el primer bucle ha realizado el ajuste grueso. Su tiempo de respuesta es del orden del minuto.

Tanto el control primario como el secundario se implantan en las centrales eléctricas de forma local.

El control terciario pretende conseguir que en todo momento la potencia generada proceda de aquellos generadores que garantizan el óptimo económico, según los criterios que se denominan como flujo de cargas óptimo, o de forma simplificada despacho económico.

En concreto, la consigna de potencia que llega a cada generador se puede considerar como la suma de un valor de potencia activa a generar calculada según criterios económicos ( $P_{DE}$ ) y un incremento de potencia ( $\Delta P_{ref}$ ) cuyo valor es el necesario para que funcione correctamente el segundo bucle de control. El control terciario que está centralizado por áreas, determina simplemente la consigna de producción de potencia activa de cada generador ( $P_{DE}$ ), y es realizado por un operador desde un centro de control generalmente de modo no automático. Su tiempo típico de respuesta es del orden de 10 minutos.

La forma clásica de resolver el problema del reparto de la potencia activa que debe generar cada unidad atendiendo a condicionantes económicos con un horizonte de corto plazo (10 minutos) utiliza la formulación del despacho económico. Una forma más general de resolver el problema es mediante la resolución de un flujo de potencias óptimo de forma que se pueden determinar las potencias activas y reactivas que deben generar cada grupo, al tiempo que se garantizan los valores eficaces de las tensiones en los nudos, de forma que se integra conjuntamente el control de frecuencia y de tensión.

El despacho económico que se abordará con cierto detalle, siempre se puede considerar como un caso particular del problema general del flujo de potencias óptimo, por lo cual su estudio siempre resulta de gran interés.

En la siguiente figura se representa un mapa de flujo del control automático de la generación mediante el despacho económico aplicado a los  $m$  generadores de un área de control, aunque sólo se representa completo el control del generador  $i$ .

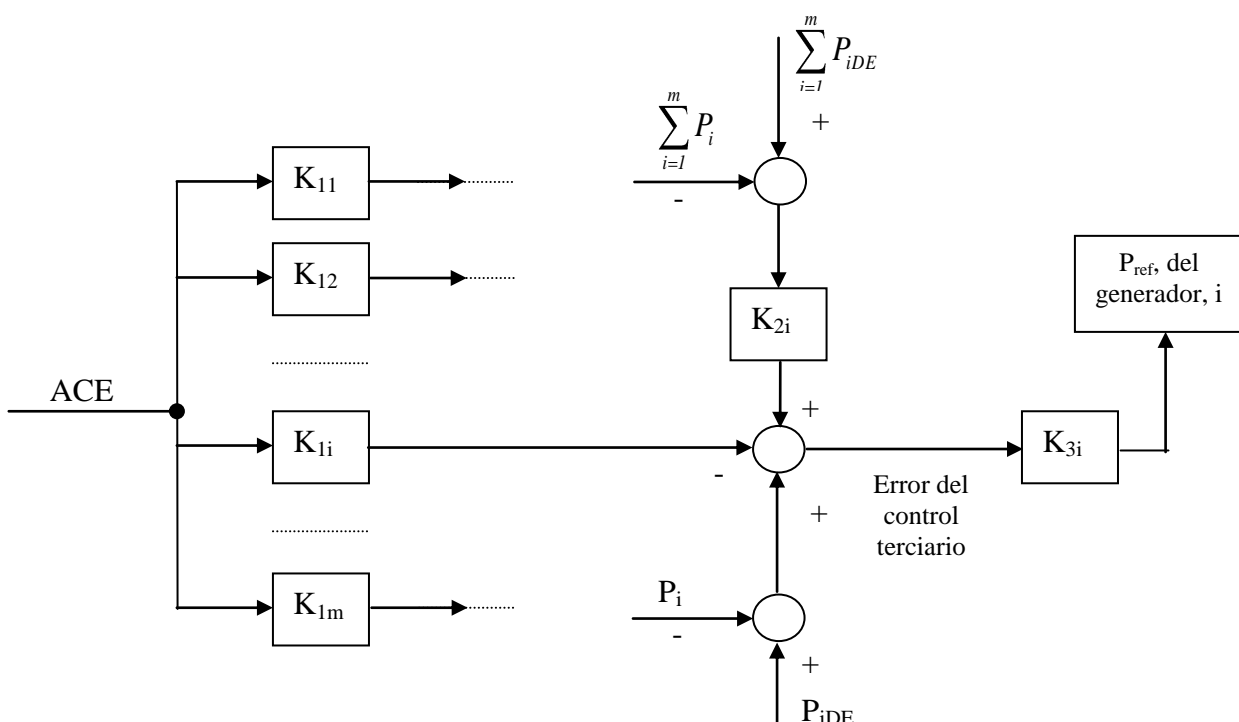


Figura 6.1. Mapa de flujo del control terciario basado en el despacho económico para los  $m$  generadores de un área de control.



La figura muestra como la señal que determina el aumento o disminución de la potencia de referencia que actúa sobre el variador de velocidad del grupo  $i$ , se calcula como el producto del error de control terciario por una ganancia  $K_{3i}$ .

El error de control terciario se calcula a su vez teniendo en cuenta tres sumandos:

- El error de control del área bajo estudio (ACE), multiplicado por una constante  $K_{1i}$  que representa la parte de ACE que debe corregir el grupo  $i$  del área de control. Este sumando entra con signo negativo, ya que para compensar un ACE positivo habrá que disminuir la potencia generada por cada grupo del área.
- La diferencia entre la suma de potencias asignadas a cada generador según el despacho económico y la suma de potencias generadas realmente, multiplicada dicha diferencia por la fracción  $K_{2i}$  que corresponde corregir al grupo  $i$  considerado. Esta contribución entra con signo positivo ya que si se quiere corregir una diferencia positiva habrá que aumentar la potencia de cada generador del área de control.
- La diferencia entre la potencia asignada al generador  $i$  según el despacho económico y la potencia generada realmente por el generador  $i$ . Esta contribución entra con signo positivo ya que habrá que aumentar la potencia del generador  $i$  si se quiere compensar una diferencia positiva.

El incremento o disminución de la potencia de referencia de salida del control terciario se formula en (6.1).

$$\Delta P_{ref,i,DE} = K_{3i} \left[ -K_{1i} ACE + K_{2i} \left( \sum_{i=1}^m P_{i,DE} - \sum_{i=1}^m P_i \right) + (P_{i,DE} - P_i) \right] \quad (6.1)$$

$$\sum_{i=1}^M K_{1i} = 1; \quad \sum_{i=1}^M K_{2i} = 1$$

$m = \text{número de generadores del área}$

## 6.2. El flujo de cargas óptimo.

El problema del flujo de cargas consiste en resolver un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, con objeto de hallar una serie de incógnitas, partiendo lógicamente de un conjunto de datos, de forma que se conozcan finalmente las tensiones complejas en todos los nudos de un sistema de transporte o distribución de energía eléctrica. La resolución de este sistema de ecuaciones requiere de métodos numéricos. Los datos e incógnitas del flujo de cargas en cada nudo dependen del tipo de nudo:

- Nudos PV:

Son los nudos en los que se conectan los generadores. Por lo tanto se conoce la potencia activa inyectada en el nudo y el módulo de la tensión, ya que son los parámetros de funcionamiento que se pueden controlar en el generador con los distintos lazos de

control de frecuencia y de tensión. Cuando en estos nudos exista demanda de potencia se considera también conocida. Las incógnitas son la potencia reactiva y el argumento de la tensión.

- Nudos PQ

Son los nudos donde se conectan las cargas, por lo tanto los datos son la potencia activa y reactiva consumida. Las incógnitas son el módulo y el argumento de la tensión.

- Nudo de referencia u oscilante.

Se conoce el módulo y el argumento de la tensión al que se le asigna convencionalmente el valor de  $0^\circ$ , de modo que se tiene un ángulo de referencia para las tensiones en el resto de los nudos. En realidad es un nudo del tipo generador en el que se deja libre la potencia activa generada, de forma que las pérdidas del sistema se calcularán como resultado del flujo de cargas. Las incógnitas son las potencias activa y reactiva.

En un flujo de cargas sencillo no existe ningún criterio para fijar los valores de los datos o variables especificadas en particular de las potencias activas entregadas por los generadores y de los módulos de las tensiones en los nudos PV. Sin embargo, en el flujo de cargas óptimo el valor de la potencia activa de cada generador se determina con vistas a optimizar los costes de generación, y además las tensiones en los nudos se ajustan al valor de la tensión de suministro con unos límites estrechos de tolerancia necesarios para mantener una adecuada calidad de suministro. Se incorporan también otras restricciones de funcionamiento del sistema como los valores de las potencias máximas que se pueden transportar por las líneas.

En concreto, el coste de producción de energía en una central por unidad de tiempo dependerá de una serie de costes: mano de obra, mantenimiento y sobre todo del coste del combustible, de forma que el coste de generación de un grupo ( $C_i$ ) se representa generalmente mediante una curva cuadrática que incluye un coste fijo, y un coste variable que depende de la potencia activa trifásica entregada por el generador:

$$C_i = a_i + b_i P_{G,i} + c_i P_{G,i}^2 \quad (6.2)$$

En resumen, en un sistema eléctrico con  $m$  generadores y  $n$  nudos, la resolución de un flujo de cargas óptimo (OPF, “optimal power flow”) consiste en elegir las potencias de los  $m$  generadores  $P_{G,i}$  y los módulos de las tensiones  $U_i$  en los  $n$  nudos, de forma que se minimice el coste total de generación  $C_T$ .

$$C_T = \sum_{i=1}^m C_i \quad (6.3)$$

y de manera que se satisfagan también las siguientes restricciones:

- Las potencia generadas por cada grupo deben estar comprendidas entre unos límites inferior y superior. El límite inferior está impuesto por motivos

generalmente termodinámicos, ya que por ejemplo es necesario un consumo mínimo de combustible para mantener la llama en la caldera. El límite superior responde a los límites térmicos de calentamiento máximo admisible en la turbina y en el generador.

- El flujo de potencia activa en cada línea tampoco puede superar un valor máximo impuesto por motivos térmicos o de capacidad de las líneas.
- La tensión en los  $n$  nudos del sistema no debe quedar fuera de los límites impuestos por la calidad de suministro ( $\pm 7\%$  sobre la tensión de suministro como máximo según la reglamentación aplicable en España).

Por último indicar que el flujo de cargas óptimo también puede incluir restricciones adicionales, de forma que se asegure que el sistema eléctrico es capaz de responder de forma segura en situaciones de emergencia, es decir cuando fallan uno o varias líneas que se desconectan del sistema. Este flujo de cargas se denomina flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad (SCOPF, “security constrained optimal power flow”).

Aunque se ha planteado el flujo de cargas óptimo de forma teórica, su resolución como un problema de optimización no lineal no se abordará con detalle, y se pasará a plantear y resolver a continuación el despacho económico tanto sin pérdidas como con pérdidas.

### 6.3. Despacho económico sin pérdidas.

El despacho económico sin pérdidas resulta de utilidad para repartir las potencias a generar por un conjunto de generadores de la misma central eléctrica, ya que en tal caso se puede asumir que no existen pérdidas en las líneas de interconexión, al ser estas lógicamente de muy corta longitud.

El planteamiento del despacho económico sin pérdidas en una red con  $n$  nudos, consiste determinar las potencias  $P_{G,i}$  de los  $m$  generadores de la central de forma que:

- Se optimice el coste total de la generación  $C_T$ ,

$$C_T = \sum_{i=1}^m C_i \quad (6.4)$$

- Se cumplan las siguientes restricciones:

- La energía generada debe ser igual a la demandada por las cargas ya que no hay pérdidas:

$$P_D = \sum_{i=1}^n P_{D,i} = \sum_{i=1}^m P_{G,i} \quad (6.5)$$

- La potencia activa entregada por cada generador se encuentra dentro de sus límites de funcionamiento:

$$P_{G,i,\text{mín}} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i,\text{máx}} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (6.6)$$

La solución de este problema es muy sencilla ya que basta con calcular los llamados costes incrementales de generación ( $CI_i$ ) para cada grupo, es decir, la derivada de los costes de generación respecto de la potencia activa.

$$CI_i = \frac{dC_i}{dP_{G,i}} \quad (6.7)$$

Si los costes de generación ( $C_i$ ) se calculan en unidades monetarias por cada hora de funcionamiento del generador (euros / h), las unidades de los costes incrementales ( $CI_i$ ) serán euros/MWh.

Teniendo en cuenta la función de costes definida en (6.2), la función de coste incremental será una recta de pendiente positiva en función de la potencia activa generada, aunque esta pendiente no será igual para todos los generadores. Por consiguiente, el reparto óptimo de potencias entre los generadores se consigue cuando todos ellos trabajen con el mismo coste incremental, ya que en caso contrario habría que disminuir la potencia entregada por el generador de mayor  $CI$  para disminuir su valor hasta igualarlo con el  $CI$  del resto de generadores de la central. El razonamiento es aplicable independientemente del número de generadores que existan en la central.

Por lo tanto la solución del problema del despacho económico sin pérdidas se puede resumir de la siguiente forma:

$$CI_i = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (6.8)$$

$$P_D = \sum_{i=1}^m P_{G,i} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (6.9)$$

Se puede comprobar como se trata de un sistema de  $m+1$  ecuaciones con  $m+1$  incógnitas. Las incógnitas son la potencia entregada por cada uno de los  $m$  generadores y el valor del coste incremental de la central,  $\lambda$ .

Cuando existen tres o más generadores en la central puede ser práctico resolver el sistema de ecuaciones anterior mediante un proceso iterativo. Para ello se parte de un coste incremental de la central arbitrario,  $\lambda$ , y se calculan las potencias activas entregadas por cada uno de los  $m$  generadores. A continuación se calcula la diferencia entre la suma de las potencias activas entregadas por los  $m$  generadores y la potencia demandada por las cargas, si esta diferencia es positiva significa que la potencia generada ha excedido a la demandada y se elige un valor de  $\lambda$  inferior; en caso de diferencia negativa se elige un  $\lambda$  superior. Se repite todo el proceso con el nuevo valor de  $\lambda$  tantas veces sea necesario hasta conseguir que la potencia generada total sea igual a la demandada con un error pequeño que se considere admisible.

Consideración de los límites en las potencias activas entregadas por los generadores.

En la práctica las potencias entregadas por los generadores se deben encontrar dentro de unos límites mínimo y máximo, tal y como se ha indicado anteriormente. Esto quiere decir que el método de resolución explicado se debe modificar ligeramente. Si en el proceso iterativo descrito uno o varios generadores alcanzan alguno de sus límites (tanto el límite máximo como el mínimo) sus potencias activas entregadas quedarían fijadas en el correspondiente límite, y habría que seguir el proceso con el resto de generadores hasta conseguir que funcionen con el mismo coste incremental. Si durante el proceso de resolución varios generadores quedan simultáneamente fuera de sus límites de generación se fija el límite para el generador que funcionando en su límite tenga menor coste incremental y se continúa la resolución del despacho con el resto de generadores. El coste incremental de la central o en general, del sistema será el correspondiente al coste incremental común del último grupo de generadores.

El coste incremental del sistema será mayor que el coste incremental de aquellos generadores que alcanzaron su límite de potencia máxima a generar, pero sin embargo puede ser menor que el coste incremental de aquellos generadores que deben de funcionar en el límite inferior de generación.

### Problema 6.1.

El parque generador de la figura está formado por dos grupos de generación cuyas curvas de coste por hora y límites de potencia son:

$$\begin{aligned} C_1(P_{G1}) &= 3,4 + 0,47 P_{G1} + 10^{-6} P_{G1}^2 & 200 \leq P_{G1} \leq 600 \text{ (MW)} \\ C_2(P_{G2}) &= 1,9 + 0,47 P_{G2} + 1,2 \cdot 10^{-6} P_{G2}^2 & 100 \leq P_{G2} \leq 400 \text{ (MW)} \end{aligned}$$



Hallar la generación de cada grupo aplicando el despacho económico sin pérdidas, el coste incremental del parque y de cada una de las unidades de generación en los dos casos siguientes:

- $P_{D1} = 200 \text{ MW}$  y  $P_{D2} = 100 \text{ MW}$
- $P_{D1} = 500 \text{ MW}$  y  $P_{D2} = 300 \text{ MW}$

En primer lugar se calculan los costes incrementales de cada generador

$$CI_1 = \frac{dC_1}{dP_{G1}} = 0,47 + 2 \cdot 10^{-6} P_{G1}$$

$$CI_2 = \frac{dC_2}{dP_{G2}} = 0,47 + 2,4 \cdot 10^{-6} P_{G2}$$

a) El sistema de ecuaciones a resolver es

$$0,47 + 2 \cdot 10^{-6} P_{G1} = 0,47 + 2,4 \cdot 10^{-6} P_{G2}$$

$$P_{G1} + P_{G2} = 300 \text{ MW}$$

cuya solución es

$$P_{G1} = 163,6 \text{ MW} \leq 200 \text{ MW}$$

$$P_{G2} = 136,4 \text{ MW}$$

Teniendo en cuenta los límites de potencia de cada uno de los grupos se fijará

$$P_{G1} = 200 \text{ MW}$$

$$P_{G2} = 100 \text{ MW}$$

y entonces se calcula el CI de cada grupo como:

$$CI_1 = 0,47 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot 200 = 0,4704 \quad \text{unidades monetarias / MWh}$$

$$CI_2 = 0,47 + 2,4 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 0,4702 \quad \text{unidades monetarias / MWh}$$

El coste incremental del parque será el correspondiente a  $CI_2$  mientras que sea inferior a  $CI_1$ , (hasta que este tenga un valor de 0,4704), o sea

$$CI_2 = 0,47 + 2,4 \cdot 10^{-6} P_{G2} = 0,4704 \Rightarrow P_{G2} = 166,66 \text{ MW}$$

$$\text{por tan to hasta que } P_{G1} + P_{G2} = 366,66 \text{ MW}$$

b) El sistema de ecuaciones a resolver ahora es

$$0,47 + 2 \cdot 10^{-6} P_{G1} = 0,47 + 2,4 \cdot 10^{-6} P_{G2}$$

$$P_{G1} + P_{G2} = 800 \text{ MW}$$

cuya solución es

$$P_{G1} = 436,4 \text{ MW}$$

$$P_{G2} = 363,6 \text{ MW}$$

al estar ambos valores dentro de los límites de los generadores respectivos el coste incremental de cada generador y del parque es el mismo y vale

$$\lambda = CI_1 = 0,47 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot 436,4 = CI_2 = 0,47 + 2,4 \cdot 10^{-6} \cdot 363,6 = 0,47087 \text{ unidades monetarias / MWh}$$

### Problema 6.2.

Un pequeño parque generador está formado por tres grupos térmicos, cuyas curvas de coste por hora y límites de potencia son:

$$C_1 = 315 + 15,84 P_1 + 0,003124 P_1^2 \quad 300 \leq P_1 \leq 900 \text{ (MW)}$$

$$C_2 = 170 + 15,70 P_2 + 0,004880 P_2^2 \quad 300 \leq P_2 \leq 800 \text{ (MW)}$$

$$C_3 = 62 + 15,94 P_3 + 0,009640 P_3^2 \quad 100 \leq P_3 \leq 400 \text{ (MW)}$$

Sabiendo que tienen que satisfacer una demanda de 1700 MW.

a) Resolver el despacho económico sin pérdidas, determinando el coste incremental del sistema, el de cada grupo y el coste total de la generación

b) Resolver el apartado anterior si los límites son:

$$300 \leq P_1 \leq 600 \text{ (MW)}$$

$$300 \leq P_2 \leq 800 \text{ (MW)}$$

$$300 \leq P_3 \leq 600 \text{ (MW)}$$

c) Resolver el despacho otra vez si los límites son:

$$300 \leq P_1 \leq 900 \text{ (MW)}$$

$$300 \leq P_2 \leq 800 \text{ (MW)}$$

$$400 \leq P_3 \leq 800 \text{ (MW)}$$

Solución de apartado a):

$$CI_1 = 15,84 + 0,006248P_1$$

$$CI_2 = 15,70 + 0,009760P_2$$

$$CI_3 = 15,94 + 0,019280P_3$$

Para determinar las potencias generadas se tienen 3 ecuaciones con 3 incógnitas:

$$15,84 + 0,006248P_1 = 15,70 + 0,009760P_2$$

$$15,84 + 0,006248P_1 = 15,94 + 0,019280P_3$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = 1700 \text{ MW}$$

cuya solución es:

$$P_1 = 860 \text{ MW}$$

$$P_2 = 565 \text{ MW}$$

$$P_3 = 275 \text{ MW}$$

Con todos los generadores dentro de sus límites. El coste incremental del sistema será:

$$\lambda_s = CI_1 = CI_2 = CI_3 = 21,213$$

Los costes individuales se calculan sustituyendo en la función de costes la potencia

entregada por cada generador:

$$C_1 = 16248 \text{ unidades monetarias / h}$$

$$C_2 = 10598 \text{ unidades monetarias / h}$$

$$C_3 = 5174 \text{ unidades monetarias / h}$$

El coste total del sistema será la suma de los costes individuales

$$C_T = 32020 \text{ unidades monetarias / h}$$

#### Solución de apartado b):

En este caso se parte de la misma solución que en el caso anterior, pero con los nuevos límites, la potencia del generador 1 está por encima de su límite superior y el generador 3 está por debajo de su límite inferior. En esta situación fijamos la potencia del generador 1 en su valor máximo y calculamos de nuevo el reparto de potencia entre los otros generadores para comprobar si este nuevo reparto entra dentro de los límites de estos.

Otra opción sería fijar la potencia del generador 3 en su valor mínimo y volver a calcular el reparto en los generadores 1 y 2, pero el coste incremental del generador 1 cuando llega a su límite de potencia máxima es más pequeño que la del generador 3, cuando se lleva a su límite inferior de generación.

$$CI_1 (\text{para } P_1 = 600\text{MW}) = 19,59 \text{ unidades monetarias / MWh}$$

$$CI_2 (\text{para } P_2 = 300\text{MW}) = 21,72 \text{ unidades monetarias / MWh}$$

En resumen, se puede deducir que fijar el valor del generador 1 en su valor máximo, y optimizar el reparto de potencia entre los otros dos generadores es la solución óptima entre las distintas posibles.

$$P_1 = 600\text{MW} \Rightarrow CI_1 = 19,6 \text{ unidades monetarias / MWh} \quad \text{y } C_1 = 10943, \text{ unidades monetarias}$$

Se reparten ahora  $1700 - 600 = 1100\text{MW}$  entre 2 y 3

$$15,7 + 0,009760P_2 = 15,94 + 0,019280P_3$$

$$P_2 + P_3 = 1100\text{MW}$$

cuya solución es:

$$P_1 = 600 \text{ MW}$$

$$P_2 = 737 \text{ MW}$$

$$P_3 = 363 \text{ MW}$$

El coste incremental del sistema es ahora por consiguiente:

$$\lambda_s = CI_2 = CI_3 = 22,9 \text{ unidades monetarias / MWh}$$

y los costes individuales y total del sistema son:

$$C_1 = 10943,5 \text{ unidades monetarias / h}$$

$$C_2 = 14391,5 \text{ unidades monetarias / h}$$

$$C_3 = 7118,5 \text{ unidades monetarias / h}$$

$$C_T = 32453,5 \text{ unidades monetarias / h}$$



Solución de apartado c):

En este caso también se parte de la misma solución que en el apartado a), pero con los nuevos límites el único generador que está fuera de los límites es el 3, con lo que la solución inicial es fijar la potencia de dicho generador en su valor mínimo y volver a calcular el reparto entre los otros dos generadores. Pero en este caso al ser el coste del generador 3 el más elevado cabe plantearse si la solución idónea pudiese ser desconectar dicho generador y repartir la carga total entre los generadores 1 y 2.

En principio el despacho económico que proporciona el menor coste es el obtenido en el apartado a), pero los límites de los generadores condicionan el reparto óptimo. Dependiendo de las curvas de coste y de los límites de los generadores puede ser económicamente más favorable desconectar un generador, pero la desconexión de los generadores tiene otros condicionantes técnicos en el sistema que puede hacer inviable esta opción independientemente de consideraciones puramente económicas, por ejemplo debido a que se pierde una reserva de potencia que debería estar disponible para atender posibles aumentos de la demanda, y que existen unos costes asociados al arranque de un grupo, así como un tiempo muerto necesario para tal arranque y que dependerá del tipo de central.

$$P_3 = 400 \text{ MW} \Rightarrow$$

$$CI_1 = 23,65 \text{ unidades monetarias / MWh} \quad \text{y} \quad C_1 = 7980,5 \text{ unidades monetarias / h}$$

Se reparten ahora  $1700 - 400 = 1300 \text{ MW}$  entre 1 y 2

$$15,84 + 0,006248P_1 = 15,70 + 0,009760P_2$$

$$P_1 + P_2 = 1300 \text{ MW}$$

cuya solución es:

$$P_1 = 784 \text{ MW}$$

$$P_2 = 516 \text{ MW}$$

$$P_3 = 400 \text{ MW}$$

El coste incremental del sistema es ahora por tanto:

$$\lambda_s = CI_1 = CI_2 = 20,74 \text{ unidades monetarias / MWh}$$

y los costes individuales y total del sistema son:

$$C_1 = 14651,5 \text{ unidades monetarias / h}$$

$$C_2 = 9573 \text{ unidades monetarias / h}$$

$$C_3 = 7980,5 \text{ unidades monetarias / h}$$

$$C_T = 32205 \text{ unidades monetarias / h}$$

Si se hubiese elegido la opción de desconexión del generador 3

$$P_3 = 0 \text{ MW} \Rightarrow P_1 = 900 \text{ MW}, P_2 = 800 \text{ MW} \text{ y}$$

$$C_1 = 17101,5$$

$$C_2 = 15853$$

$$C_3 = 0$$

$$C_T = 32954,5 > 32205$$

#### 6.4. Despacho económico con pérdidas.

El despacho económico con pérdidas resulta de utilidad para repartir las potencias a generar por un conjunto de generadores ubicados en distintas centrales separadas geográficamente, ya que en tal caso existen pérdidas en las líneas de interconexión que son lógicamente de una cierta longitud.

El planteamiento del despacho económico con pérdidas en una red con  $n$  nudos, consiste determinar las potencias  $P_{G,i}$  de los  $m$  generadores de la central de forma que:

- Se optimice el coste total de la generación  $C_T$ ,

$$C_T = \sum_{i=1}^m C_i \quad (6.10)$$

- Se cumplan las siguientes restricciones:

- La energía generada debe ser igual a la demandada por las cargas menos las pérdidas:

$$\sum_{i=1}^m P_{G,i} - P_P - \sum_{i=1}^n P_{D,i} = 0 \quad (6.11)$$

Las pérdidas de potencia activa dependen a su vez de la potencia generadas por los generadores del sistema, según una cierta función cuadrática.

$$P_P = P_P(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gm}) \quad (6.12)$$

por tanto,

$$\sum_{i=1}^m P_{G,i} - P_P(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gm}) - P_D = 0 \quad (6.13)$$

- La potencia activa entregada por cada generador se encuentra dentro de sus límites de funcionamiento:

$$P_{G,i,\min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i,\max} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (6.14)$$

Para determinar cual es la condición de generación óptima en el despacho económico con pérdidas se realiza la demostración siguiente.

El coste total por hora de generación será la suma del coste por hora asociado a cada uno de los  $m$  generadores. El coste total será mínimo cuando su diferencial sea nulo. Por otra parte el coste por hora de un generador no depende del valor de la potencia activa entregada por el resto de generadores, por tanto:

$$C_T = C_1(P_{G1}) + C_2(P_{G2}) + \dots + C_m(P_{Gm}) \Rightarrow$$

$$dC_T = \frac{dC_1}{dP_{G1}} dP_{G1} + \frac{dC_2}{dP_{G2}} dP_{G2} + \dots + \frac{dC_m}{dP_{Gm}} dP_{Gm} = 0 \quad (6.15)$$

A continuación se parte de la ecuación (6.13), y se toma un diferencial que forzosamente valdrá cero ya que para una variación de las potencias que intervienen en (6.13) se tiene que seguir cumpliendo que el balance de potencias sea nulo:

$$d\left(\sum_{i=1}^m P_{G,i} - P_P(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gm}) - P_D\right) = 0 \Rightarrow$$

$$\left(dP_{G1} + dP_{G2} + \dots + dP_{Gm}\right) - \left(\frac{\partial P_P}{\partial P_{G1}} dP_{G1} + \frac{\partial P_P}{\partial P_{G2}} dP_{G2} + \dots + \frac{\partial P_P}{\partial P_{Gm}} dP_{Gm}\right) - dP_D = 0$$

Obsérvese como al diferenciar la función de pérdidas ( $P_P$ ) se utilizan derivadas parciales, ya que  $P_P$  depende de la potencia entregada por los  $m$  generadores. Por otra parte se supone que la potencia demandada no varía ( $dP_D = 0$ ):

$$\left(dP_{G1} + dP_{G2} + \dots + dP_{Gm}\right) - \left(\frac{\partial P_P}{\partial P_{G1}} dP_{G1} + \frac{\partial P_P}{\partial P_{G2}} dP_{G2} + \dots + \frac{\partial P_P}{\partial P_{Gm}} dP_{Gm}\right) = 0$$

Si se multiplica la anterior ecuación por un número real,  $\lambda$ , se tiene también la siguiente:

$$dP_{G1} \left(\lambda - \frac{\partial P_P}{\partial P_{G1}} \lambda\right) + dP_{G2} \left(\lambda - \frac{\partial P_P}{\partial P_{G2}} \lambda\right) + \dots + dP_{Gm} \left(\lambda - \frac{\partial P_P}{\partial P_{Gm}} \lambda\right) = 0 \quad (6.16)$$

Si se resta de (6.16) la ecuación anterior (6.15), se tiene que:

$$dP_{G1} \left(\lambda - \frac{\partial P_P}{\partial P_{G1}} \lambda - \frac{dC_1}{dP_{G1}}\right) + dP_{G2} \left(\lambda - \frac{\partial P_P}{\partial P_{G2}} \lambda - \frac{dC_2}{dP_{G2}}\right) + \dots + dP_{Gm} \left(\lambda - \frac{\partial P_P}{\partial P_{Gm}} \lambda - \frac{dC_m}{dP_{Gm}}\right) = 0$$

Se cumplirá la ecuación anterior cuando la suma de cada uno de los términos entre paréntesis sea nula. Es decir:

$$\left(\lambda - \frac{\partial P_P}{\partial P_{Gi}} \lambda - \frac{dC_i}{dP_{Gi}}\right) = 0 \Rightarrow \lambda = \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_P}{\partial P_{Gi}}\right)} \frac{dC_i}{dP_{Gi}} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (6.17)$$

A menudo se define el factor de penalización,  $L_i$ , del generador  $i$ , como:

$$L_i = \frac{I}{\left(1 - \frac{\partial P_P}{\partial P_{G_i}}\right)} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (6.18)$$

Por lo tanto la ecuación (6.17) significa que para obtener un despacho económico entre  $m$  generadores cuando se consideran las pérdidas en las líneas de interconexión se debe cumplir que el producto del coste incremental por su factor de penalización sea el mismo para todos los generadores. En resumen habrá que resolver el sistema de  $m+1$  ecuaciones (6.19) con  $m+1$  incógnitas (la potencia activa entregada por cada generador y el valor de  $\lambda$ ).

$$\lambda = L_i C I_i \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$\sum_{i=1}^m P_{G,i} - P_P(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gm}) - P_D = 0 \quad (6.19)$$

Esto quiere decir que la condición de optimización ya no es simplemente la igualdad de costes incrementales entre los generadores sino que dichos costes incrementales quedan afectados por unos factores de penalización, de forma que se favorece el atender a las cargas con aquellos generadores más próximos al ser las pérdidas de transmisión y el factor de penalización será más pequeño que si se atendiera la misma carga desde un generador más lejano.

### Problema 6.3.

Un pequeño parque generador está formado por cuatro grupos térmicos, cuyas curvas de coste por hora y límites de potencia son:

$$\begin{aligned} C_1 &= 200 + 15,60 P_1 + 0,00435 P_1^2 & 200 \leq P_1 \leq 600 \text{ (MW)} \\ C_2 &= 120 + 15,15 P_2 + 0,00321 P_2^2 & 200 \leq P_2 \leq 600 \text{ (MW)} \\ C_3 &= 100 + 15,50 P_3 + 0,00345 P_3^2 & 200 \leq P_3 \leq 600 \text{ (MW)} \\ C_4 &= 60 + 15,50 P_4 + 0,00821 P_4^2 & 200 \leq P_4 \leq 600 \text{ (MW)} \end{aligned}$$

Para suministrar una potencia total de 2000 MW:

- Resolver el despacho económico sin pérdidas, determinando el coste incremental del sistema, el de cada grupo y el coste total de la operación.
- Resolver el despacho económico anterior si el parque generador tiene cuatro generadores iguales al generador 1 del apartado anterior y la función de pérdidas es  $P_p \text{ (MW)} = (P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2) 10^{-5}$ . Determine además el coste incremental y las pérdidas del sistema.

Solución de apartado a):

$$CI_1 = 15,6 + 0,00870P_1$$

$$CI_2 = 15,15 + 0,00642P_2$$

$$CI_3 = 15,5 + 0,00690P_3$$

$$CI_4 = 15,5 + 0,01642P_4$$

*Las ecuaciones que resuelven el sistema son :*

$$15,6 + 0,0087P_1 = 15,15 + 0,00642P_2$$

$$15,6 + 0,0087P_1 = 15,5 + 0,00690P_3$$

$$15,6 + 0,0087P_1 = 15,5 + 0,01642P_4$$

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 2000 MW$$

Cuya solución es:

$$P_1 = 460,5 MW$$

$$P_2 = 694,2 MW$$

$$P_3 = 595,1 MW$$

$$P_4 = 250,2 MW$$

*Como  $P_{2max} = 600 MW < 694,2 MW$  se fija  $P_2 = 600 MW$  y*

$$P_1 + P_3 + P_4 = 1400 MW$$

La solución ahora es:

$$P_1 = 494,3 MW$$

$$P_2 = 600 MW$$

$$P_3 = 637,7 MW$$

$$P_4 = 268 MW$$

*Como  $P_{3max} = 600 MW < 637,7 MW$  se fija  $P_3 = 600 MW$  y*

$$P_1 + P_4 = 800 MW$$

Y la solución final es:

$$P_1 = 519 MW$$

$$P_2 = 600 MW$$

$$P_3 = 600 MW$$

$$P_4 = 281 MW$$

*y  $\lambda_s = CI_1 = CI_4 = 20,11$  unidades monetarias / MWh*

Solución de apartado b): despacho económico con pérdidas. Se tienen las siguientes funciones de coste para los cuatro generadores y la siguiente función de pérdidas.

$$C_1 = C_2 = C_3 = C_4 = 200 + 15,6P_i + 0,00435 P_i^2$$

$$P_p = (P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2) \cdot 10^{-5}$$

Teniendo en cuenta que los cuatro generadores son iguales ya que tienen el mismo coste y el mismo peso en la función de pérdidas, todos ellos generarán la misma potencia activa. Por tanto las ecuaciones se simplifican de la forma siguiente:

$$4P_i - P_p = 2000 \text{ MW}$$

$$P_p = 4 \cdot 10^{-5} P_i^2$$

Cuya solución se obtiene fácilmente resolviendo una ecuación de segundo grado:

$$4 \cdot 10^{-5} P_i^2 - 4P_i + 2000 = 0$$

$$P_i = 502,5 \text{ MW} = P_1 = P_2 = P_3 = P_4$$

$$P_p = 4(502,5)^2 \cdot 10^{-5} = 10 \text{ MW}$$

Por otra parte se puede calcular tanto el coste incremental de cada unidad generadora ( $CI_i$ ), como el factor de penalización ( $L_i$ ):

$$CI_i = \frac{dC_i}{dP_i} = 15,6 + 0,0087 P_i = 19,9717 \quad \text{unidades monetarias / MWh}$$

$$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_p}{\partial P_i}} = \frac{1}{1 - 2 \cdot 10^{-5} P_i} = 1,01015$$

También se puede calcular el producto, ( $\lambda$ ), del coste incremental y del factor de penalización:

$$\lambda = \frac{15,6 + 0,0087 \cdot 502,5}{1 - 2 \cdot 10^{-5} \cdot 502,5} = 20,17 \quad \text{unidades monetarias / MWh}$$

Obsérvese que en este problema la solución del despacho económico con pérdidas ha sido muy sencilla, ya que al ser iguales los cuatro generadores no ha sido necesario aplicar la condición básica que consiste en que el producto del factor de penalización por su coste incremental debe ser el mismo en todos los generadores.

#### Problema 6.4.

El parque generador de la figura está formado por dos grupos de generación cuyas curvas de coste por hora y límites de potencia son:

$$C_1(P_{G1}) = 5 + 4,1 P_{G1} + 3,5 \cdot 10^{-3} P_{G1}^2 \quad 100 \leq P_{G1} \leq 200 \text{ (MW)}$$

$$C_2(P_{G2}) = 5 + 3,1 P_{G2} + 4 \cdot 10^{-3} P_{G2}^2 \quad 100 \leq P_{G2} \leq 200 \text{ (MW)}$$



La expresión que determina las pérdidas en la línea 1-2 es:  $P_p = 0,001 (P_{G2} - 100)^2$

Calcular la potencia generada en cada grupo para despacho económico y las pérdidas en la línea de transmisión.

Solución:

En el sistema con pérdidas las ecuaciones que proporcionan la solución es:

$$L_1 \frac{\partial C_1}{\partial P_{G1}} = \lambda = L_2 \frac{\partial C_2}{\partial P_{G2}}$$

$$P_{G1} + P_{G2} = P_D + P_p$$

Donde:

$$\frac{dC_1}{dP_{G1}} = 0,007P_{G1} + 4,1 \quad \text{unidades monetarias / MWh}$$

$$\frac{dC_2}{dP_{G2}} = 0,008P_{G2} + 3,1 \quad \text{unidades monetarias / MWh}$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial P_{G1}} = 0 \Rightarrow L_1 = 1$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial P_{G2}} = 0,002P_{G2} - 0,2 \Rightarrow L_2 = \frac{1}{1,2 - 0,002P_{G2}}$$

Con lo que:

$$0,007P_{G1} + 4,1 = \lambda = \frac{0,008P_{G2} + 3,1}{1,2 - 0,002P_{G2}}$$

$$P_{G1} + P_{G2} = 350 + 0,001(P_{G2} - 100)^2$$

Poniendo las potencias en función de  $\lambda$  e iterando valores, comenzado por ejemplo por  $\lambda=5,5$  que corresponde a  $P_{G1}=200$  MW

$$P_{G1} = \frac{\lambda - 4,1}{0,007}; \quad P_{G2} = \frac{1,2\lambda - 3,1}{0,008 + 0,002\lambda}$$

$$\lambda = 5,5 \Rightarrow P_{G1} = 200 \text{ MW}; P_{G2} = 184,2 \text{ MW}; P_p = 7,089 \text{ MW}; P_{G1} + P_{G2} - P_p = 377,1 > 350 \text{ MW}$$

$$\lambda = 5,4 \Rightarrow P_{G1} = 185,7 \text{ MW}; P_{G2} = 179,8 \text{ MW}; P_p = 6,36 \text{ MW}; P_{G1} + P_{G2} - P_p = 359,1 > 350 \text{ MW}$$

$$\lambda = 5,35 \Rightarrow P_{G1} = 178,6 \text{ MW}; P_{G2} = 177,5 \text{ MW}; P_p = 6 \text{ MW}; P_{G1} + P_{G2} - P_p = 350,1 \approx 350 \text{ MW}$$

Los valores de la última iteración se consideran suficientemente aproximados y se detiene la iteración.



## 7. EJEMPLOS DE CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN.

### Ejemplo 1:

Se desea obtener la evolución de la frecuencia durante un minuto, con un  $\Delta t = 0,1$  segundos, del modelo de control representado en la figura, cuando se produce un incremento de la carga de 0,1 pu. Todas las magnitudes se expresan también en valores por unidad. Considerar en el ejemplo que  $\Delta P_{ref} = 0$ .

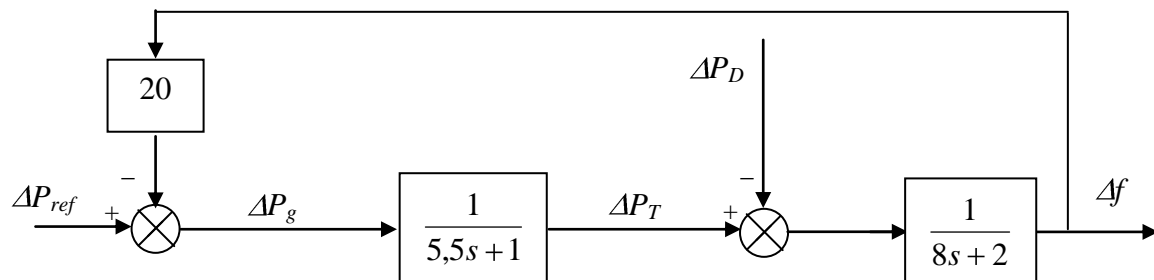


Figura 7.1 Control automático de la frecuencia básico.

### Solución:

Esta figura representa el esquema básico de control de un generador con objeto de controlar las variaciones de frecuencia originadas por las continuas variaciones de la demanda. El esquema representa únicamente un primer bucle de control en bucle cerrado donde los distintos bloques representan el modelo de los componentes del sistema.

El primer bloque representa la función de transferencia del control hidráulico o de la turbina de vapor. Por otra parte está definido un segundo bloque que representa las características del sistema de potencia. El bucle de realimentación consta de una regulación proporcional con una constante de regulación, R del 5% o de 0,05 por unidad, de forma que el valor de  $1/R$  será 20.

Mediante un cálculo elemental se deduce de la figura 7.1 la relación que existe entre la variación de la frecuencia y la variación de la potencia demandada:

$$\Delta f(s) = -\Delta P_D(s) \frac{(5,5s+1)}{(44s^2+19s+22)} = -\frac{0,1}{s} \frac{(5,5s+1)}{(44s^2+19s+22)}$$

Para poder obtener la respuesta temporal se aplica previamente el método de descomposición en fracciones simples.

$$-\frac{0,1}{s} \frac{(5,5s+1)}{(44s^2+19s+22)} = \frac{A}{s} + \frac{(Bs+C)}{(44s^2+19s+22)}$$

Resolviendo la ecuación anterior se despejan los valores de  $A = -0,0045$ ;  $B = 0,200$ ; y

$$C = -0,46.$$

A su vez la fracción con denominador de segundo orden anterior se puede descomponer de la forma:

$$\frac{(0,2s - 0,46)}{(44s^2 + 19s + 22)} = 0,0045 \frac{s + 0,22}{(s + 0,22)^2 + 0,45} - 0,017 \frac{\sqrt{0,45}}{(s + 0,22)^2 + 0,45}$$

En resumen se tiene que:

$$\Delta f(s) = \frac{-0,0045}{s} + 0,0045 \frac{s + 0,22}{(s + 0,22)^2 + 0,45} - 0,017 \frac{\sqrt{0,45}}{(s + 0,22)^2 + 0,45}$$

Mediante la transformada de Laplace inversa de la expresión anterior se obtiene la variación temporal de la frecuencia para tiempos mayores que cero, es decir a partir del instante en que se produce la variación de la carga de 0,1 por unidad.

$$\Delta f(t) = -0,0045 + e^{-0,22t} (0,0045 \cos \sqrt{0,45}t - 0,017 \operatorname{sen} \sqrt{0,45}t)$$

Esta variación temporal corresponde a un señal oscilatoria de amplitud decreciente y pulsación  $\omega = 0,67$  rad/s. La variación de la frecuencia en régimen permanente (para un tiempo infinito) corresponderá a  $-0,0045$  por unidad, es decir,  $-0,225$  Hz.

Una forma alternativa de calcular la respuesta en régimen permanente se basa en aplicar la expresión:

$$\Delta f_0 = -\frac{\Delta P_D}{\beta} = -\frac{\Delta P_D}{D + 1/R}$$

El valor de la constante de variación de la carga con la frecuencia, D, se deduce si se recuerda que su inverso coincide con la ganancia del bloque que representa al sistema de potencia, es decir:

$$\frac{1}{8s + 2} = \frac{0,5}{4s + 1} = \frac{K_p}{1 + sT_p} = \frac{1/D}{1 + sT_p} \Rightarrow D = \frac{1}{K_p} = 2 \text{ pu de MW} / \text{pu de Hz}$$

$$R = 5\% = 0,05 \text{ pu de Hz} / \text{pu de MW}$$

$$\beta = D + \frac{1}{R} = 2 + 20 = 22 \text{ pu de MW} / \text{pu de Hz}$$

$$\Delta f_0 = -\frac{\Delta P_D}{\beta} = -\frac{0,1}{22} = -0,0045 \text{ pu de Hz.}$$

En la siguiente figura se representa la variación de la frecuencia en función del tiempo.

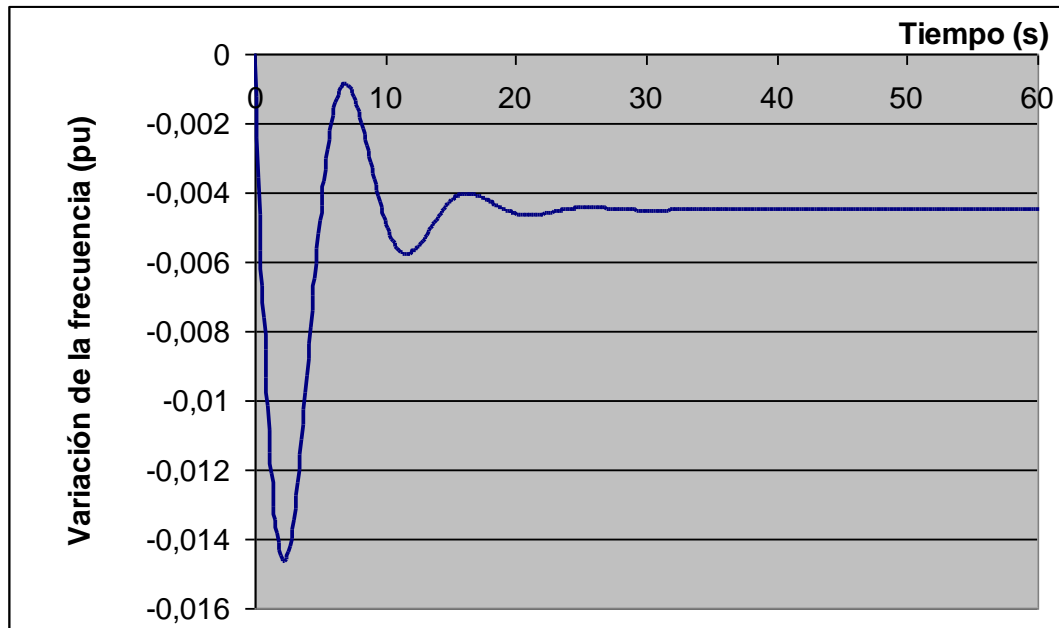


Figura 7.2. Variación de la frecuencia en función del tiempo.

### Ejemplo 2:

Se desea obtener la evolución de la frecuencia durante un minuto, con un  $\Delta t = 0,1$  segundos, del modelo de control representado en la figura, cuando se produce un incremento de la carga de 0,1 pu. El control es el de la figura 7.1, añadiendo un control suplementario proporcional a la frecuencia. Todas las magnitudes se expresan también en valores por unidad.

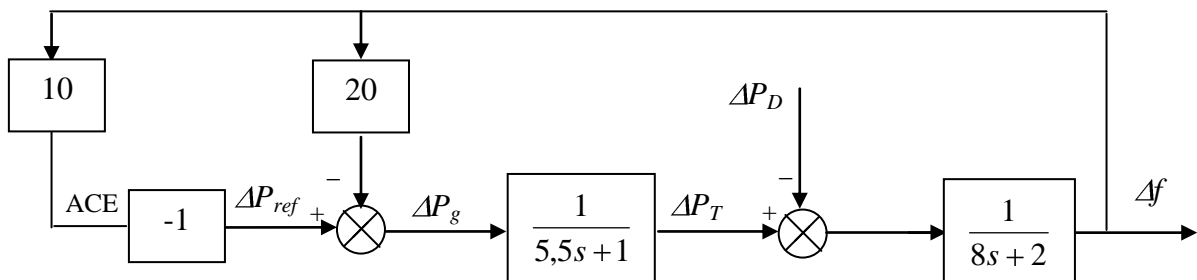


Figura 7.3. Control automático de la frecuencia con control suplementario.

### Solución:

Este segundo ejemplo es muy similar al primero. Contiene el sistema anterior como bloque básico de control primario, completado con un segundo lazo de realimentación que constituye un teórico segundo lazo de control, pero que no resulta eficaz para llevar a cero el error de frecuencia. Efectivamente la variación de frecuencia de la figura 7.3 sería la misma que la de la figura 7.1, cambiando simplemente el valor de la inversa de la constante de regulación  $1/R$  de 20 a un valor de 30.

Mediante un cálculo elemental se deduce la relación que existe entre la variación de la

frecuencia y la variación de la potencia demandada:

$$\Delta f(s) = -\Delta P_D(s) \frac{(5,5s+1)}{(44s^2+19s+32)} = -\frac{0,1}{s} \frac{(5,5s+1)}{(44s^2+19s+32)}$$

Para poder obtener la respuesta temporal se aplica previamente el método de descomposición en fracciones simples.

$$-\frac{0,1}{s} \frac{(5,5s+1)}{(44s^2+19s+32)} = \frac{A}{s} + \frac{(Bs+C)}{(44s^2+19s+32)}$$

Resolviendo la ecuación anterior se despejan los valores de  $A = -0,0031$ ;  $B = 0,14$ ; y  $C = -0,49$ . A su vez, la fracción con denominador de segundo orden se puede descomponer también en fracciones simples de forma que finalmente se obtiene:

$$\Delta f(s) = \frac{-0,0031}{s} + 0,032 \frac{s+0,22}{(s+0,22)^2+0,68} - 0,014 \frac{\sqrt{0,68}}{(s+0,22)^2+0,68}$$

Mediante la transformada de Laplace inversa de la expresión anterior se obtiene la variación temporal de la frecuencia para tiempos mayores que cero, es decir a partir del instante en que se produce la variación de la carga de 0,1 por unidad.

$$\Delta f(t) = -0,0031 + e^{-0,22t} (0,0032 \cos 0,82t - 0,014 \operatorname{sen} 0,82t)$$

Esta variación temporal corresponde a un señal oscilatoria de amplitud decreciente y pulsación  $\omega = 0,82$  rad/s. La variación de la frecuencia en régimen permanente (para un tiempo infinito) corresponderá a  $-0,0031$  por unidad.

En la siguiente figura se representa la variación de la frecuencia en función del tiempo.

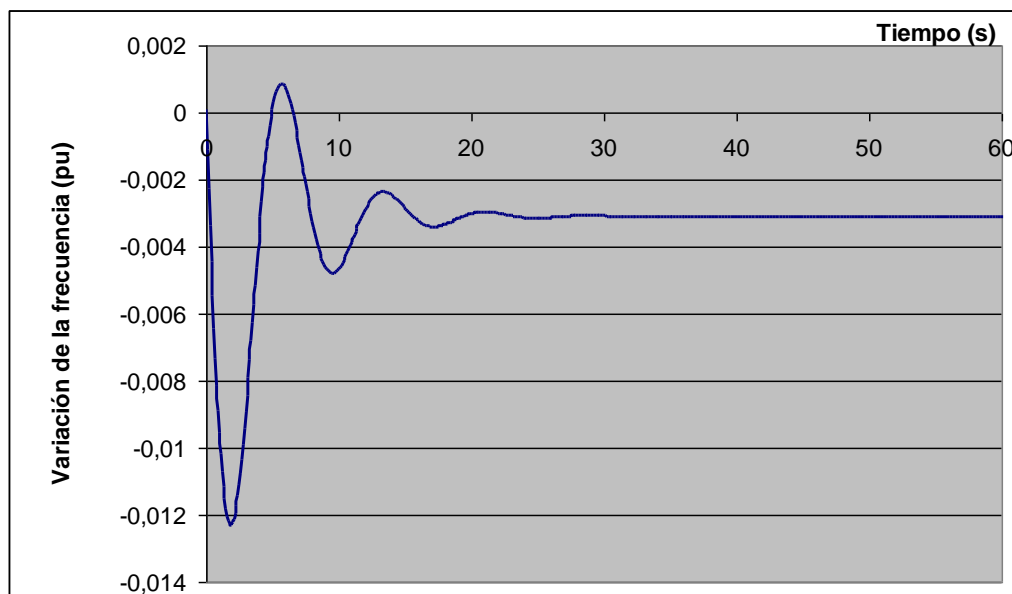


Figura 7.4. Variación de la frecuencia para el ejemplo 2.

Ejemplo 3:

Se desea obtener la evolución de la frecuencia durante dos minutos, con un  $\Delta t = 0,1$  segundos, del modelo de control representado en la figura, cuando se produce un incremento de la carga de 0,1 pu. Todas las magnitudes se expresan también en valores por unidad.

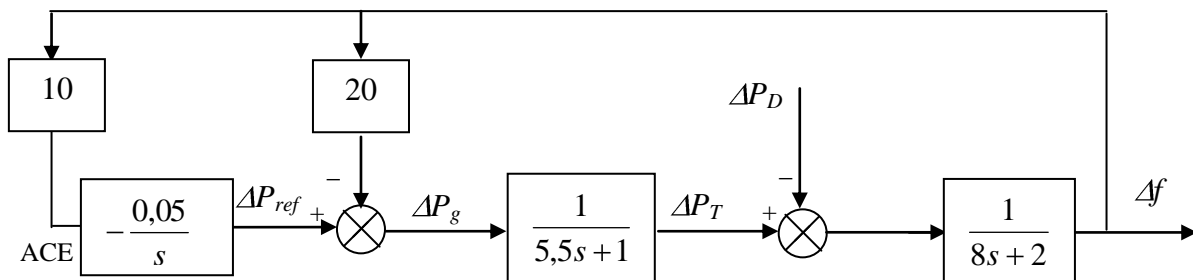


Figura 7.5. Control automático de la frecuencia con control integral.

Solución:

En este ejemplo el control primario se complementa con un bucle secundario de control integral. Este control secundario actúa hasta conseguir que en régimen permanente el error de frecuencia (ACE) sea nulo.

Mediante un cálculo elemental se deduce la relación que existe entre la variación de la frecuencia y la variación de la potencia demandada:

$$\begin{aligned} \Delta f(s) &= -\Delta P_D(s) \frac{s(5,5s+1)}{(44s^3+19s^2+22s+0,5)} = -\frac{0,1}{s} \frac{s(5,5s+1)}{(44s^3+19s^2+22s+0,5)} = \\ &= -\frac{0,1(5,5s+1)}{(44s^3+19s^2+22s+0,5)} = -0,0023 \frac{(5,5s+1)}{(s+0,023)(s^2+0,4s+0,5)} \end{aligned}$$

Esta expresión admite la siguiente descomposición en fracciones simples:

$$\Delta f(s) = \frac{0,0041}{s+0,023} + \frac{0,0041s-0,011}{(s^2+0,4s+0,5)}$$

Si se transforma también en fracciones simples el segundo sumando de la expresión anterior se obtiene que:

$$\Delta f(s) = \frac{0,0041}{s+0,023} + 0,0041 \frac{s+0,2}{(s+0,2)^2+0,46} - 0,015 \frac{\sqrt{0,46}}{(s+0,2)^2+0,46}$$

Mediante la transformada de Laplace inversa de la expresión anterior se obtiene la

variación temporal de la frecuencia para tiempos mayores que cero, es decir a partir del instante en que se produce la variación de la carga de 0,1 por unidad.

$$\Delta f(t) = -0,0043 e^{-0,023t} + e^{-0,2t} (0,0043 \cos 0,68t - 0,015 \operatorname{sen} 0,68t)$$

Todos los sumandos de esta expresión presentan una forma exponencial decreciente con el tiempo, no existiendo términos constantes de error tal y como ocurría en los ejemplos anteriores. La representación gráfica de la respuesta se recoge en la siguiente figura, donde se observa que el error llega a ser cero en régimen permanente.

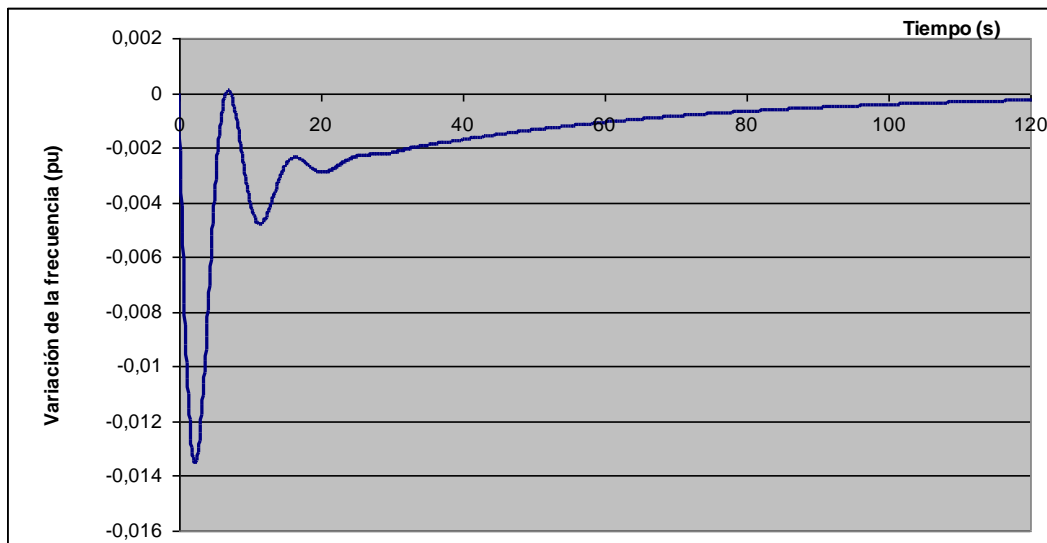


Figura 7.6. Variación de la frecuencia para el ejemplo 3.

## **CAPÍTULO 3:**

# **Protección de los generadores síncronos**

---

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura “Centrales Eléctricas” (524137) como material docente de estudio

## **1. INTRODUCCIÓN.**

Los relés de protección tienen como misión el detectar una situación de falta de la forma más precisa posible tanto en cuanto al tipo de falta como al lugar donde se produce, con el fin de limitar los daños sobre el elemento en defecto (generador, transformador, línea, etc.) así como las repercusiones sobre el resto de la red. La actuación de un relé de protección supone generalmente tanto la desconexión del elemento en defecto mediante la apertura del aparato de corte correspondiente, como la señalización del defecto.

Para conseguir limitar los efectos y consecuencias de las averías, el tiempo de actuación de los relés debe ser generalmente lo más corto posible. Por ejemplo, en caso de un cortocircuito entre espiras del estátor la actuación del relé de protección permite limitar el daño dentro de la bobina que ha sufrido la avería, mientras que sin relé de protección el riesgo de incendio del estátor sería muy elevado, con la consiguiente destrucción de todos sus bobinados.

Los defectos o faltas se pueden clasificar según su origen como internos o externos. Los internos tienen su origen dentro de la máquina protegida, mientras que los externos se producen fuera de la máquina.

Los generadores síncronos constituyen un elemento especial respecto de otros componentes, tales como los transformadores, las líneas o los motores, ya que deben mantenerse en servicio siempre que sea posible, a fin de evitar una perturbación mayor en el sistema eléctrico. Evidentemente, la continuidad de servicio al 100%, no siempre se consigue y a menudo es necesario desconectar el grupo de la red para evitar daños mayores en el generador. Por otra parte, las propias características constructivas del generador requieren que para su correcta protección sea necesaria la utilización de una gran variedad de tipos de relés cuyo funcionamiento alberga en general cierta sofisticación.

La actuación de un relé de protección provoca la desconexión de un grupo mediante el accionamiento de uno o varios interruptores. Cuando la falta es externa al generador, es suficiente con desconectarlo de red mediante la apertura del correspondiente interruptor automático de línea ubicado a la salida del estátor (parada en caliente), de forma que el generador sigue girando en vacío, con su circuito de excitación conectado a la espera de que se solucione el defecto.

Cuando el defecto es interno, se debe desconectar el grupo de cualquier fuente de energía externa que alimente el defecto y contribuya por tanto al agravamiento de sus consecuencias. Como el defecto progresa rápidamente la actuación del relé debe ser prácticamente instantánea. No obstante, teniendo en cuenta el tiempo de retardo del relé (20 a 30 ms) y el tiempo de retardo a la apertura y de extinción del arco en el interruptor automático (50 a 60 ms), son necesarios al menos unos 100 ms. Un defecto interno supone generalmente la parada del grupo o parada en frío, lo cual requiere realizar las siguientes operaciones simultáneamente:

- La apertura del interruptor de grupo que conecta el generador a la red.



- La apertura del circuito de excitación mediante otro interruptor automático. En ocasiones además mediante un contactor se cortocircuita sobre una resistencia el devanado del rotor, consiguiendo su rápida desexcitación.
- El cierre de las válvulas de entrada de vapor de la turbina.
- La interrupción de la entrada de combustible en la caldera

Existen algunos defectos internos singulares como el cortocircuito a tierra del devanado del rotor (primer defecto) que no provocan la parada del grupo, sino simplemente una señalización, pero sin disparo.

## **2. FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.**

La misión de un relé de protección consiste en detectar la variación de ciertas magnitudes eléctricas como la tensión, la intensidad, la impedancia, la potencia o la frecuencia, de forma que si las solicitaciones sobre las máquinas o circuitos protegidos son mayores que los valores especificados, estos elementos se desconectan de la red mediante la orden de disparo que el relé transmite a un dispositivo de corte.

Las solicitaciones que deben soportar las máquinas son de varios tipos:

- Solicitaciones eléctricas sobre las bobinas según su tensión de servicio asignada.
- Solicitaciones térmicas ligadas a las máximas temperaturas soportadas por los aislamientos sólidos.
- Solicitaciones mecánicas sobre los conductores, los aislamientos y las partes móviles del generador.

Por otra parte, los generadores forman parte de un sistema eléctrico que resulta perturbado cuando se desconectan de la red, esto implica que en ocasiones sea necesario mantenerlos en servicio, incluso existiendo algún tipo de defecto. Por el contrario, para ciertas faltas, y con el fin de evitar un daño muy severo en la máquina, es obligada la desconexión instantánea del generador. En general, es necesario llegar a un compromiso combinando ambos criterios.

Todo esto supone que los relés de protección se taren con unos umbrales de regulación que materialicen este compromiso. Así, se debe permitir un funcionamiento del generador especialmente para defectos externos, durante un tiempo suficiente que garantice la actuación previa (en un tiempo menor) de otros relés de protección, siempre que las solicitaciones sobre la máquina, aún siendo mayores que las propias de un funcionamiento normal, permanezcan dentro de los valores admisibles utilizados en su diseño.

Las principales características de los relés de protección se pueden resumir como:

- Fiabilidad, que se consigue generalmente recurriendo a un principio de funcionamiento lo más simple posible. El relé debe actuar frente a ciertas faltas, pero no debe actuar intempestivamente en otros casos.
- Sensibilidad, de forma que sean fiables, incluso ante la variación más pequeña detectable de la magnitud medida.
- Selectividad. El concepto de selectividad se aplica a la zona de protección, de forma que el relé más próximo al defecto es el único que debe actuar. También se aplica este concepto a la discriminación del tipo de defecto. Por ejemplo, un relé diferencial destinado a detectar sólo defectos internos no debe actuar nunca frente a un defecto externo a la zona protegida.

En cuanto a los tipos de relés, cabe clasificarlos también según su tecnología constructiva.

- Relés electromecánicos. Tienen partes móviles que son atraídas o movidas por los campos magnéticos creados por las corrientes a medir. Los tipos más utilizados son los de inducción y los electromagnéticos. Entre sus ventajas cabe destacar su fiabilidad, robustez y su inmunidad a las perturbaciones electromagnéticas, como inconvenientes su falta de precisión y repetibilidad y las pocas posibilidades de regulación que ofrecen.
- Relés estáticos de tipo electrónico. No tienen partes móviles y van sustituyendo poco a poco los relés electromecánicos. Pueden combinar varias funciones de protección en el mismo relé y admiten más posibilidades de regulación. Entre sus ventajas respecto de los electromecánicos se puede destacar que presentan una carga menor sobre los transformadores de medida y tienen mayor velocidad de actuación debido a que no tienen partes móviles.
- Relés estáticos digitales. Son los más modernos, están basados en un microprocesador y en el muestreo de las señales de entrada al relé (tensiones o intensidades). Mediante algoritmos de cálculo se pueden implantar numerosas funciones de protección y curvas de regulación. Entre sus ventajas se puede destacar que incorporan funciones de auto vigilancia y diagnóstico, que permiten reducir la complejidad del cableado y que su funcionamiento se puede integrar en un sistema completo de control digital.

#### Transformadores de medida.

Las magnitudes de entrada de los relés de protección son tensiones o intensidades proporcionales a los valores presentes en la red de alta tensión, ya que es imposible conectar un relé directamente a alta tensión o hacerle pasar una intensidad elevada.

Para transformar las tensiones e intensidades a valores normalizados se utilizan respectivamente transformadores de protección de tensión y de intensidad. Los valores normalizados de tensión secundaria son 110 V, o  $110 / \sqrt{3}$ , según que la conexión del transformador de tensión en el primario sea entre fases o fase tierra. En el caso de los

transformadores de protección de intensidad, el valor normalizado de secundario es generalmente de 5 A.

Los transformadores de protección de tensión o de intensidad, tienen también una función de aislamiento dieléctrico entre el circuito de alta tensión y el relé. Así por ejemplo puede existir un transformador de intensidad de relación 5/5 A, cuya función no sería disminuir el valor de la intensidad, sino el establecer un aislamiento dieléctrico entre el circuito principal de alta tensión y el circuito protección de baja tensión.

### 3. TIPOS DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR.

En la siguiente figura se representa un generador conectado a la red de transporte alta tensión mediante un transformador elevador en conexión estrella- triángulo que se denomina transformador principal (TP).

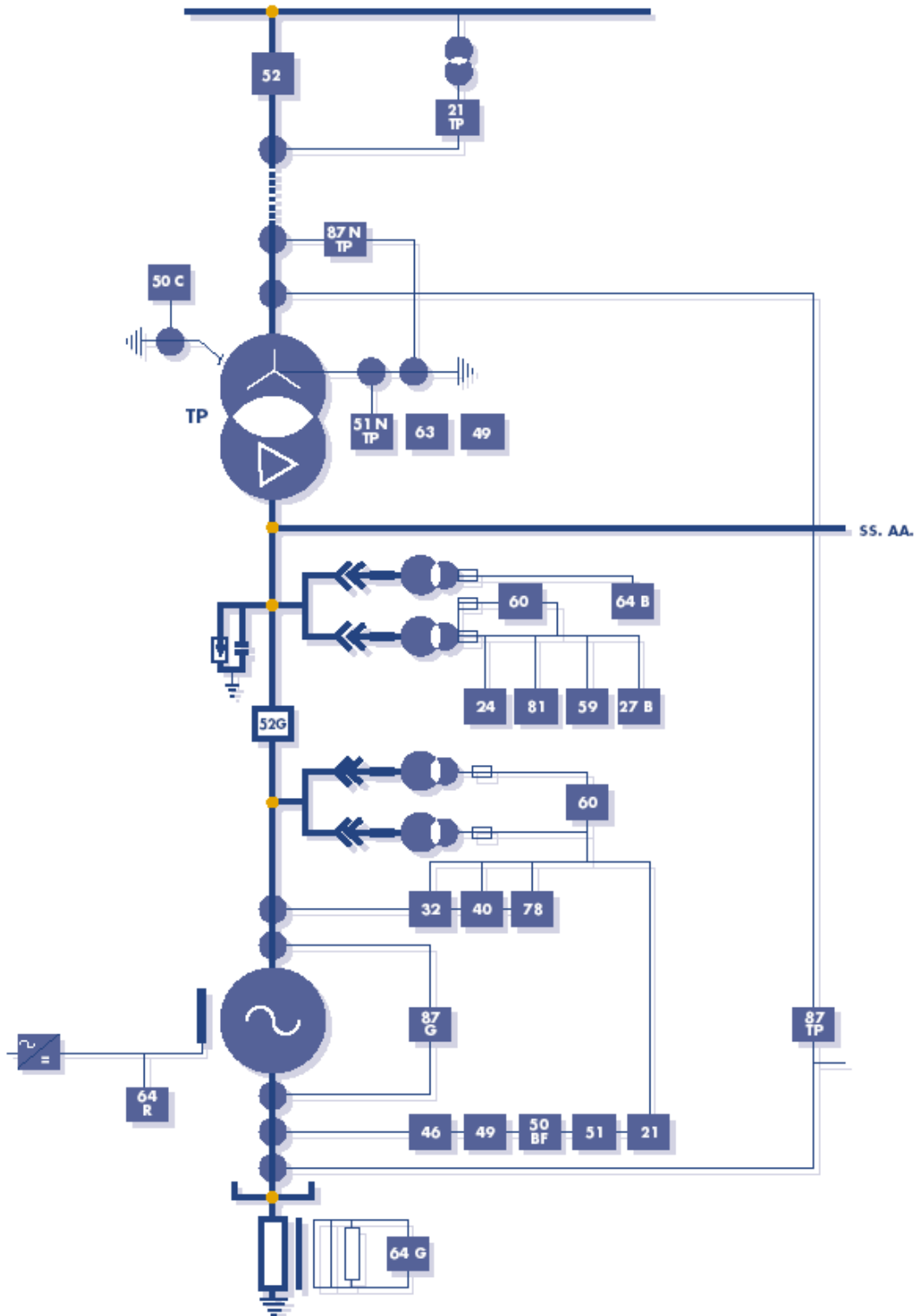


Figura 1. Ejemplo típico de una Central generadora. Del libro Criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español de RED ELÉCTRICA.

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura "Centrales Eléctricas" (524137) como material docente de estudio

Las protecciones del generador síncrono se pueden clasificar según actúen contra defectos internos o externos. Cada relé se designa según el tipo de falta que protege.

En el esquema unifilar se distinguen dos interruptores automáticos: el 52 G o interruptor de grupo que conecta la salida del generador a las barras de la central eléctrica, y el 52 que es el interruptor automático de salida de línea ubicado en el lado de alta del transformador. A la salida del interruptor de grupo 52 G se conectan los servicios auxiliares de la central, (SSAA), mediante un transformador auxiliar alta tensión a baja tensión de pequeña potencia, no representado en la figura.

Los relés de protección se designan por su numeración normalizada según el código americano ANSI. Además, existen numerosos transformadores de protección de tensión y de intensidad, a través de los que se alimentan los relés de protección. Los transformadores de protección de tensión tiene un fusible que protege su circuito de salida de baja tensión contra las sobreintensidades.

En caso de defecto interno el generador debe separarse de la red actuando para ello el interruptor de grupo 52 G de una forma prácticamente instantánea.

En caso de un defecto externo al generador (un desequilibrio de cargas, una variación de frecuencia, etc.) se abre el interruptor de línea, 52, en ocasiones de forma instantánea o bien después de una pequeña temporización que permita que las protecciones de las líneas actúen antes y de una forma selectiva. En la mayoría de los casos si las protecciones del resto de la red son selectivas no será necesario llegar a desconectar el interruptor de línea. Una vez abierto este interruptor el generador quedaría trabajando en isla alimentando únicamente a los servicios auxiliares.

En caso de defectos que no se puedan identificar claramente como internos o externos (bajada de la tensión, pérdida de sincronismo, etc.) la actuación de los relés implica una actuación inicial del 52 y una actuación temporizada posterior del interruptor principal 52G en caso de que el defecto permanezca.

Finalmente para algunos tipos de falta no es necesaria la desconexión del generador y basta con que el relé active una señal de alarma.

A continuación en las tablas 1 y 2 se clasifican en función de los tipos de defecto los relés de protección del generador más importantes. En estas tablas se indica:

- El código ANSI normalizado para designar al relé de protección.
- El tipo de defecto protegido.
- El tiempo típico de actuación del relé.
- La acción que provoca el relé:
  - D: disparo del interruptor de grupo 52 G.
  - I: funcionamiento en isla, disparo del interruptor de línea 52.
  - A: alarma sin disparo.
  - I/D: disparo del interruptor del línea 52, y si el defecto persiste disparo del 52 G

- I' : disparo de otros interruptores de la red eléctrica (interruptores de respaldo).

TIPOS DE RELÉS PARA DEFECTOS INTERNOS.			
Código ANSI	Relé de protección frente a	Tiempo típico de actuación	Tipo de acción
64 G	Faltas a tierra del estátor	0,1 s	D
87 G	Cortocircuito entre fases	0,1 s	D
64 R	Faltas a tierra en el rotor. Primer defecto	--	A
	Segundo defecto	0,1 s	D
40	Pérdida de excitación	Segundos	D

Tabla 1. Tipos de relés de protección contra faltas internas.

TIPOS DE RELÉS PARA DEFECTOS EXTERNOS.			
Código ANSI	Relé de protección frente a	Tiempo típico de actuación	Tipo de acción
51	Sobreintensidad en el estátor	Segundos	A + I/D
49	Sobrecargas en el estator o en el rotor	Minutos	A
46	Desequilibrio de carga en el estátor	Segundos o minutos	A I
32	Potencia inversa o retorno de energía	Minutos	D
59	Sobretensión en el estátor	Segundos	A+D
78	Pérdida de sincronismo	Minutos	I
84	Variaciones de frecuencia	Segundos	I
50 BF	Protección contra el fallo del interruptor	Décimas de segundo	I'

Tabla 2. Tipos de relés de protección contra faltas externas.

El resto de relés de protección representados en la figura 1 o bien son protecciones específicas del transformador principal (TP), o bien lo son de las interconexiones entre el generador con el transformador y los servicios auxiliares, y no se tratarán con detalle en este texto.

#### **4. RELÉS DE PROTECCIÓN FRENTE A FALTAS INTERNAS EN EL GENERADOR.**

A continuación se analizan de forma detallada los relés de protección que actúan frente a faltas internas al generador y que han sido presentados en la tabla 1.

##### **4.1. Protección contra faltas a tierra en el estátor (64 G).**

A pesar de las mejoras introducidas en los aislamientos de las máquinas eléctricas el contacto a tierra sigue siendo una de las averías más frecuentes. Los contactos entre espiras e incluso entre devanados se inician generalmente por un falta previa a tierra en el estátor que es seguida de una segunda falta a tierra. El problema principal es que la corriente de falta al circular por el circuito magnético puede dañarlo gravemente.

La selectividad de esta protección frente a defectos externos a tierra es muy buena ya que el transformador principal de la figura 1 (TP) mediante su conexión en triángulo evitará el paso de intensidades homopolares cuyo origen esté en defectos a tierra del lado de la estrella del transformador. Esto es debido a que la conexión en triángulo supone una impedancia infinita para las corrientes homopolares.

Por otra parte en la figura 1 se incorpora una protección a tierra 64B, complementaria de la protección principal 64G, que efectúa una medida de la tensión homopolar en barras de los servicios auxiliares mediante tres transformadores de tensión unipolares conectados con el secundario en triángulo abierto. Esta protección es necesaria, ya que:

- el generador dispone de interruptor de grupo 52 G en el lado de baja tensión del sistema del transformador principal (TP), y
- se pueden alimentar los servios auxiliares de la central a través del transformador principal con el interruptor 52G abierto.

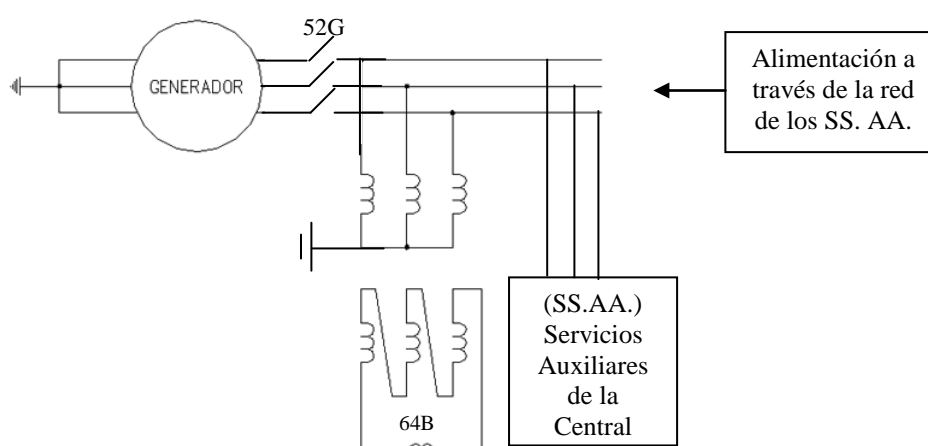


Figura 2. Relé de tensión homopolar contra faltas a tierra (64 B)

El tipo de protección contra faltas a tierra del estátor depende en cierta medida de la forma en que se ponga a tierra el neutro del generador. Existen dos formas de conexión fundamentales que se representan en la figura 3.

- Unión directa del neutro a tierra a través de una resistencia.
- Unión a tierra a través de un transformador de distribución monofásico y conectando una resistencia en el secundario del transformador.

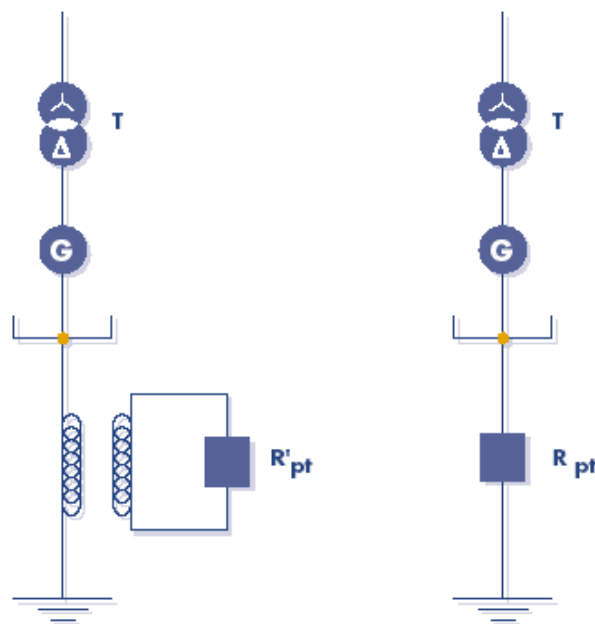


Figura 3. Puesta a tierra del neutro.

#### Protección en el caso de puesta a tierra por resistencia.

La protección más habitual consiste en medir la corriente que pasa por la conexión del neutro a tierra mediante un transformador de intensidad cuyo secundario se conecta a la entrada de un relé de protección de sobreintensidad. También se puede medir la tensión en bornes de la resistencia para hacer actuar a un relé de sobretensión (59N). La corriente responderá a la siguiente fórmula:

$$I_{defecto} = \frac{V_{defecto}}{R_{defecto} + R_{bobina} + R_{pt}} \quad (4.1)$$

$V_{defecto}$ : es la tensión simple entre el punto del devanado del estátor en que se produce el defecto a tierra y el punto neutro. Esta tensión será mayor en la medida en que el punto del defecto esté más alejado del punto neutro.

$R_{defecto}$ : representa la resistencia del defecto.

$R_{bobina}$ : representa la resistencia de la parte de la bobina del estátor entre el punto en defecto y el punto neutro.

$R_{pt}$ : representa la resistencia de puesta a tierra del neutro del generador.



Si se tiene en cuenta el caso más desfavorable o de mayor intensidad, al considerar nula la resistencia de defecto, y la resistencia de la bobina despreciable frente al valor de la resistencia de puesta a tierra del neutro se obtiene que:

$$I_{defecto} = \frac{V_{defecto}}{R_{pt}} \quad (4.2)$$

Las particularidades de construcción del alternador ocasionan la circulación de un tercer armónico de corriente por la conexión al neutro de las bobinas del estátor. Por este motivo el relé de protección que mide la intensidad a través de  $R_{pt}$ , o la caída de tensión en dicha resistencia debe estar previsto de un filtro que elimine este tercer armónico.

Las dos fórmulas anteriores resultan admisibles sólo para un circuito puramente resistivo, lo cual implica despreciar la inductancia del devanado del estátor, Esto resulta admisible teniendo en cuenta los elevados valores de  $R_{pt}$ , motivados por la necesidad de limitar la corriente de defecto a valores pequeños de sólo algunas decenas de amperios.

Para seleccionar el valor de la resistencia  $R_{pt}$  es necesario llegar a un compromiso entre los dos criterios siguientes:

- El valor de la resistencia debe ser elevado para minimizar el valor de la intensidad según la fórmula 4.2. Para reducir el riesgo de dañar al circuito magnético distintos estudios experimentales ponen de manifiesto que la intensidad de falta debe estar por debajo de los 20 A.
- Por otra parte el valor de  $R_{pt}$  debe ser bajo para limitar las sobretensiones y de forma especial las de tipo transitorio que se producen en las fases sanas con motivo del defecto. Para conseguir este objetivo la potencia activa disipada en la resistencia,  $R_{pt}$ , para la máxima intensidad de defecto posible debe ser al menos igual a la potencia capacitiva del circuito, es decir:

$$R_{pt} I_{def}^2 \geq 3 C \omega V^2 \quad (4.3)$$

C: representa la capacidad parásita fase tierra de los devanados del alternador y de los circuitos conectados al alternador (por ejemplo las barras y devanados de transformadores de medida de tensión).

$$\omega = 2 \pi f = 100 \pi \quad (\text{pulsación eléctrica de la red}).$$

$$V = U / \sqrt{3} \quad (\text{tensión simple})$$

Utilizando las fórmulas 4.2 y 4.3, siendo U, la tensión entre fases, y considerando la máxima tensión de defecto posible  $V_{defecto} = U / \sqrt{3}$  se tiene que:

$$\frac{U^2}{3R_{pt}} \geq C \omega U^2 \Rightarrow$$

$$R_{pt} \leq \frac{1}{3 C \omega} \quad (4.4)$$

Ejemplo 1:

Sea un alternador de potencia asignada  $S = 1000$  MVA, Con  $U = 20$  kV, y  $C = 0,4$   $\mu$ F,

$$R_{pt} \leq \frac{1}{3 \cdot (0,4 \cdot 10^{-6}) \cdot 100\pi} = 2653 \Omega$$

Para este valor de resistencia la intensidad máxima de defecto será:

$$I_{defecto} \leq \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2653} = 4,35 \text{ A}$$

El valor de la intensidad cumple también la condición de ser inferior a los 20 A.

Protección en el caso de puesta a tierra por transformador de distribución.

En este caso el secundario del transformador de distribución se carga con una resistencia,  $R'_{pt}$ . Esta disposición permite utilizar una resistencia de pequeño valor y de construcción robusta, pero que presenta un valor equivalente a  $R_{pt}$ , referida al primario del transformador de distribución. El defecto se detecta o bien midiendo la corriente a través de la resistencia o bien midiendo su tensión en bornes.

De forma parecida al caso de puesta a tierra del neutro del generador directamente con una resistencia, el transformador de distribución debería de tener una potencia nominal igual a la potencia capacitiva del circuito, es decir.

$$S_{trafo} \geq C\omega U^2 \quad (4.5)$$

Esto supone que para una tensión secundaria normalizada del transformador de distribución de 110 V, se puede calcular la intensidad de defecto y la resistencia de puesta a tierra medidas ambas en el lado secundario del transformador como:

$$I'_{defecto} \leq \frac{S_{trafo}}{110} \quad (4.6)$$

$$R'_{pt} \leq \frac{110}{I'_{defecto}} \quad (4.7)$$

La tensión del primario del transformador se toma de forma que sea aproximadamente 1,5 veces la tensión simple del alternador a fin de evitar una intensidad magnetizante excesiva.

Ejemplo 2:

Para el mismo alternador del ejemplo 1 se desea conectar su punto neutro a tierra a través de un transformador de distribución. Calcular el valor de la resistencia de puesta a tierra a conectar en el secundario del transformador, así como su potencia nominal con

objeto de limitar las sobretensiones transitorias. Comprobar también si la posible intensidad de defecto a tierra que puede circular por el estátor es menor de 20 A.

$$S_{trafo} \geq C\omega U^2 = (0,4 \cdot 10^{-6}) \cdot 100\pi \cdot (20 \cdot 10^3)^2 = 50,26 \text{ kVA}$$

Se elige un valor normalizado de potencia de 50 kVA

$$I'_{defecto} \leq \frac{S_{trafo}}{110} = \frac{50000 \text{ VA}}{110 \text{ V}} = 455 \text{ A}$$

$$R'_{pt} \leq \frac{110}{I'_{defecto}} = \frac{110}{455} = 0,242 \ \Omega$$

$$U_{primario} \approx 1,5 \text{ V} = 1,5 \frac{U}{\sqrt{3}} = 1,5 \frac{20000}{\sqrt{3}} = 17320 \text{ V}$$

Se elige el escalón normalizado próximo de 16500V

$$r_t = \frac{U_{primario}}{U_{secundario}} = \frac{16500 \text{ V}}{110 \text{ V}} = 150$$

$$R_{pt}(\text{referida al lado de AT}) = R'_{pt}(\text{referida al lado de BT}) \cdot r_t^2 = 0,242 \cdot (150)^2 = 5445 \ \Omega$$

$$I_{defecto}(\text{referida al lado de AT}) = \frac{I'_{defecto}(\text{referida al lado de BT})}{r_t} = \frac{455 \text{ A}}{150} = 3,0 \text{ A} < 20 \text{ A}$$

#### Protección del estátor al 100%.

Cuando se produce una falta a tierra, la tensión del punto neutro respecto de tierra es proporcional al número de espiras entre fase y neutro contadas desde el punto de la bobina donde ocurre la falta. La máxima tensión parecerá lógicamente para faltas en bornes o fuera del estátor. Si la falta se origina en las proximidades del neutro, la tensión resultará prácticamente nula.

Por otra parte, se pueden producir pequeños desequilibrios en las tensiones de generación, que provocarán la aparición de tensión homopolar en el neutro, incluso sin falta real. Para conseguir proteger el 100% del arrollamiento, el ajuste del relé debería ser muy bajo y podría provocar, por tanto disparos intempestivos. Un valor razonable del ajuste de cara a la sensibilidad y selectividad es del 5%, quedando protegido por tanto sólo el 95% del arrollamiento del estátor, contado a partir de las bornas de salida de línea del estátor.

Si la falta se produce en la zona cercana al neutro, la intensidad correspondiente es pequeña. Si no se despeja, puede originarse una segunda falta, de gran intensidad, dado que el neutro se puso rígidamente a tierra con la primera falta y con la segunda falta se cortocircuita parte del devanado. Por tanto, en máquinas grandes, es preciso disponer de otros sistema de protección adicional, que permita detectar y despejar las faltas que la protección principal no es capaz de detectar en el 5% del bobinado del estátor cercano al neutro.

Para este fin se utilizan dos métodos de protección:

- a) Medida de la tensión del tercer armónico.

En funcionamiento normal aparece una tensión de tercer armónico en la impedancia de puesta a tierra del neutro. Esto se debe a que la tensión generada por la máquina no es perfectamente senoidal, sino que tiene un contenido en componente de tercer armónico del 2% al 5% de la componente fundamental. Cuando la falta a tierra tiene lugar en las proximidades del neutro la tensión de tercer armónico disminuye considerablemente. Para la detección de la falta a tierra se utiliza por tanto un relé de mínima tensión con filtro para paso banda de 150 Hz. Su ajuste cubre perfectamente la parte de los arrollamientos del generador que no protege la protección principal.

En la figura siguiente se representa un relé de protección contra faltas a tierra del estátor que mide la tensión del neutro del generador respecto de tierra y combina la protección de sobretensión a la frecuencia fundamental de 50 Hz (función 59N), con la protección de mínima tensión para la frecuencia del tercer armónico (función 27 TN).

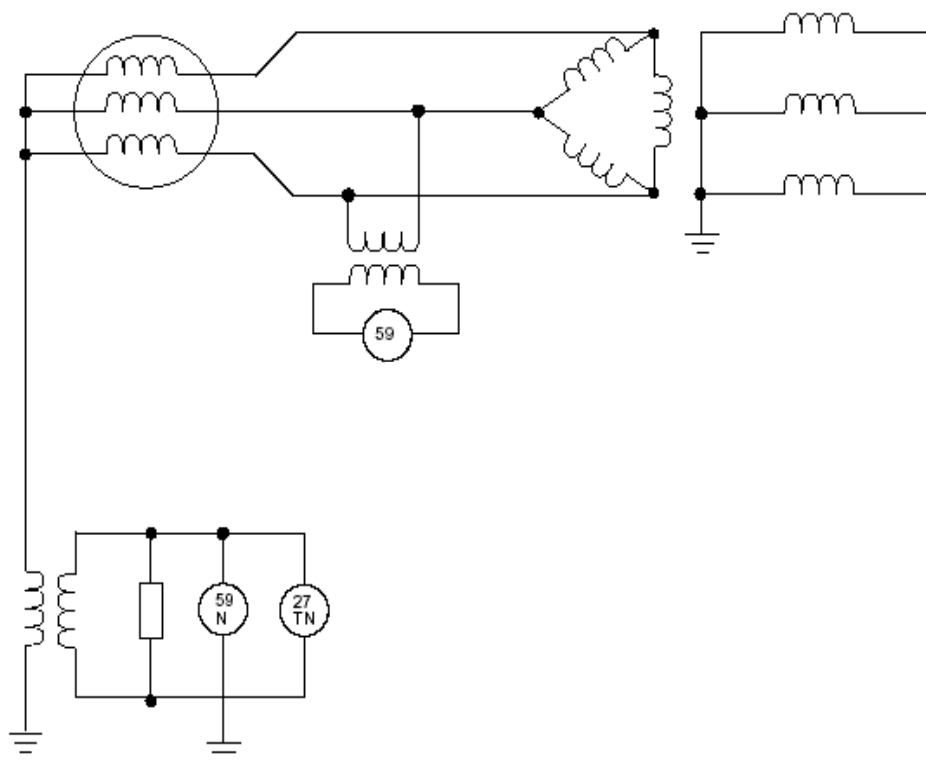


Figura 4. Protección contra falta a tierra del estátor con relé de mínima tensión de 150 Hz.

En la siguiente figura se representa un ejemplo de ajuste del relé anterior superponiendo las funciones 27TN (tercera armónica) y 59 N (protección principal) para conseguir una protección del 100% del devanado del estátor.

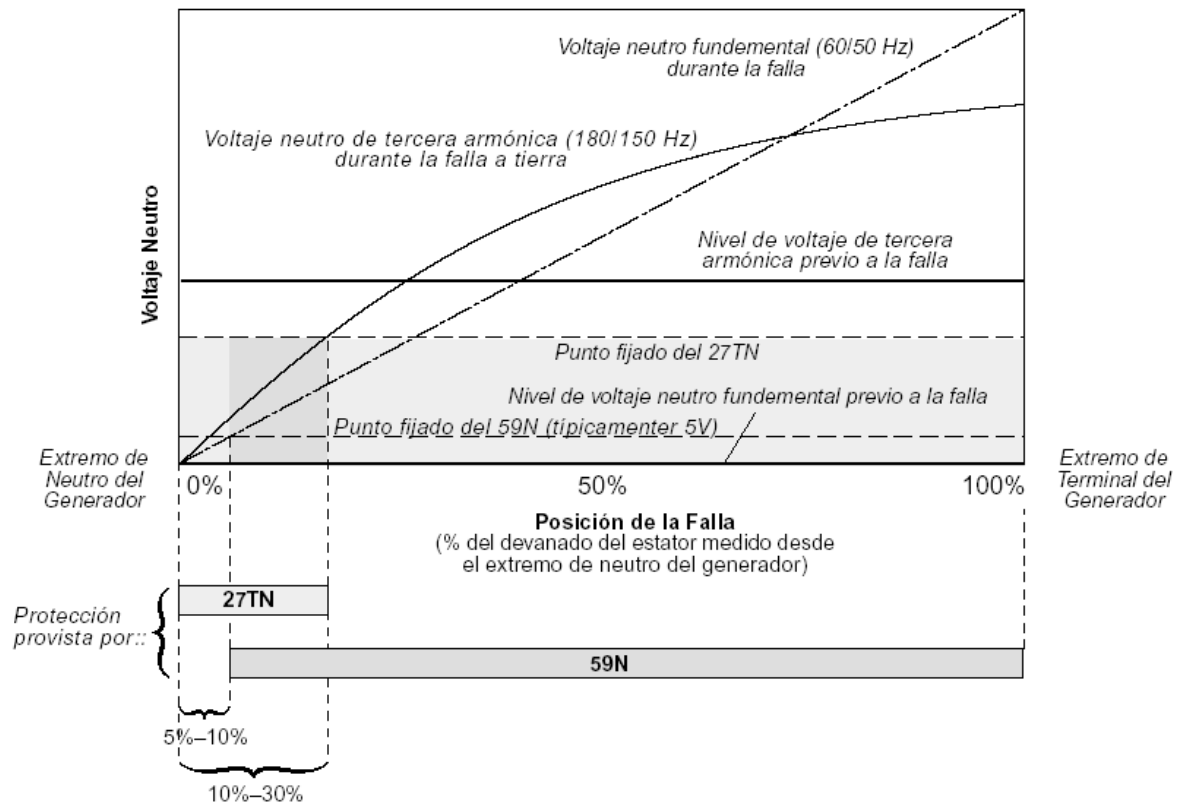


Figura 5. Ejemplo de regulación de un relé 59N+27TN

b) Inyección de tensión en el neutro.

Se realiza inyectando una tensión de baja frecuencia al circuito de puesta a tierra del neutro, al tiempo que se mide el valor de la intensidad,  $I$ , que será prácticamente nulo en caso de no existir falta a tierra. El aumento de este valor de intensidad es señal de que se ha producido un defecto a tierra del estátor.

Frente al método anterior el de inyección de tensión presenta las siguientes ventajas:

- No depende de una magnitud generada por la propia máquina.
- Permite detectar faltas sin tener el generador en tensión.

Como inconvenientes se puede señalar que:

- Es un sistema más complicado, y por tanto menos robusto y más caro.
- Es necesario ponerlo fuera de servicio cuando se realizan trabajos de mantenimiento, para evitar daños al personal que manipula la instalación.

En la siguiente figura se representa un sistema de protección por inyección de tensión en el neutro.

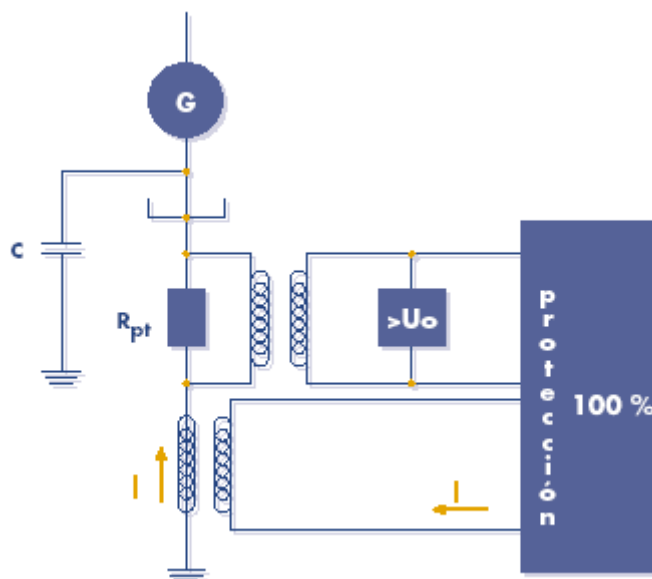


Figura 6. Relé de protección frente a faltas a tierra del estátor por inyección de tensión en el neutro.

## **4.2. Protección contra cortocircuito entre fases (87 G).**

Las faltas entre fases en el sistema de generación son de carácter grave, ya que pueden provocar serios daños en los aislamientos, devanados y en la chapa magnética del estátor, así como esfuerzos de torsión en el rotor.

Se necesita un sistema de protección que sea muy selectivo para que no actúe en caso de defectos externos al generador. Además, debe ser muy rápido, ya que las intensidades de falta son bastante elevadas al no existir impedancias adicionales que las limiten, y por eso conviene despejarlas lo más rápido posible.

Un defecto entre fases en el interior de las ranuras del circuito magnético viene acompañado o precedido de un defecto a tierra del estátor, y por lo tanto actuará la protección ya descrita contra defectos a tierra del estátor. Sin embargo, un defecto entre las cabezas de las bobinas del estátor fuera del circuito magnético, aunque generalmente degenerará en un defecto a tierra debido al soplado del arco por efecto del sistema de ventilación del generador, debe detectarse de una forma muy rápida, incluso antes de transformarse en defecto a tierra con objeto de limitar los daños en el generador. Esto justifica el uso de una protección diferencial longitudinal del generador, que debe actuar de forma instantánea para defectos entre fases.

En la práctica se dispone de una protección diferencial principal (87 G) que protege sólo al generador con otra de apoyo (87 TP) que protege al conjunto generador y transformador principal (TP, según figura 1).

La protección diferencial se basa en comparar las corrientes que pasan por la misma fase a ambos lados del generador. En las figuras 7 se ilustra el funcionamiento de esta protección.

Para cada fase un relé mide la diferencia entre las corrientes que pasan por cada uno de los transformadores de intensidad. En ausencia de falta entre fases ambos transformadores miden la misma corriente de forma que la intensidad que pasa por el relé es nula. En caso de un defecto entre fases ambos transformadores de intensidad miden corrientes distintas por el circuito principal, de forma que el relé detectará esta diferencia de intensidades. Aunque para mayor claridad la figura 7 representa sólo la fase T, esta protección protege cada fase del generador en la zona situada entre los transformadores corriente y como consecuencia de ello es inherentemente selectiva

Por ejemplo, en ausencia de defecto y para una intensidad de primario  $I_1 = I_2 = 1200 \text{ A}$ , si los transformadores son de relación 600/5, la intensidad por el secundario de ambos transformadores de intensidad será de 10 A, y la intensidad por el relé nula. En caso de un defecto entre fases S y T, supóngase que en la fase T por el lado del neutro siguen circulando  $I_1 = 1200 \text{ A}$ , mientras que por el lado de la conexión a la red pasa a circular una corriente  $I_2 = -960 \text{ A}$ . El relé de protección medirá una corriente proporcional a:

$$I_{diferencial} = I_1 - I_2 = 2160 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta la relación de los transformadores de intensidad de 600/5, la intensidad que pasa realmente por el relé será:  $I_d = I'_1 - I'_2 = 10 - (-8) = 18 \text{ A}$

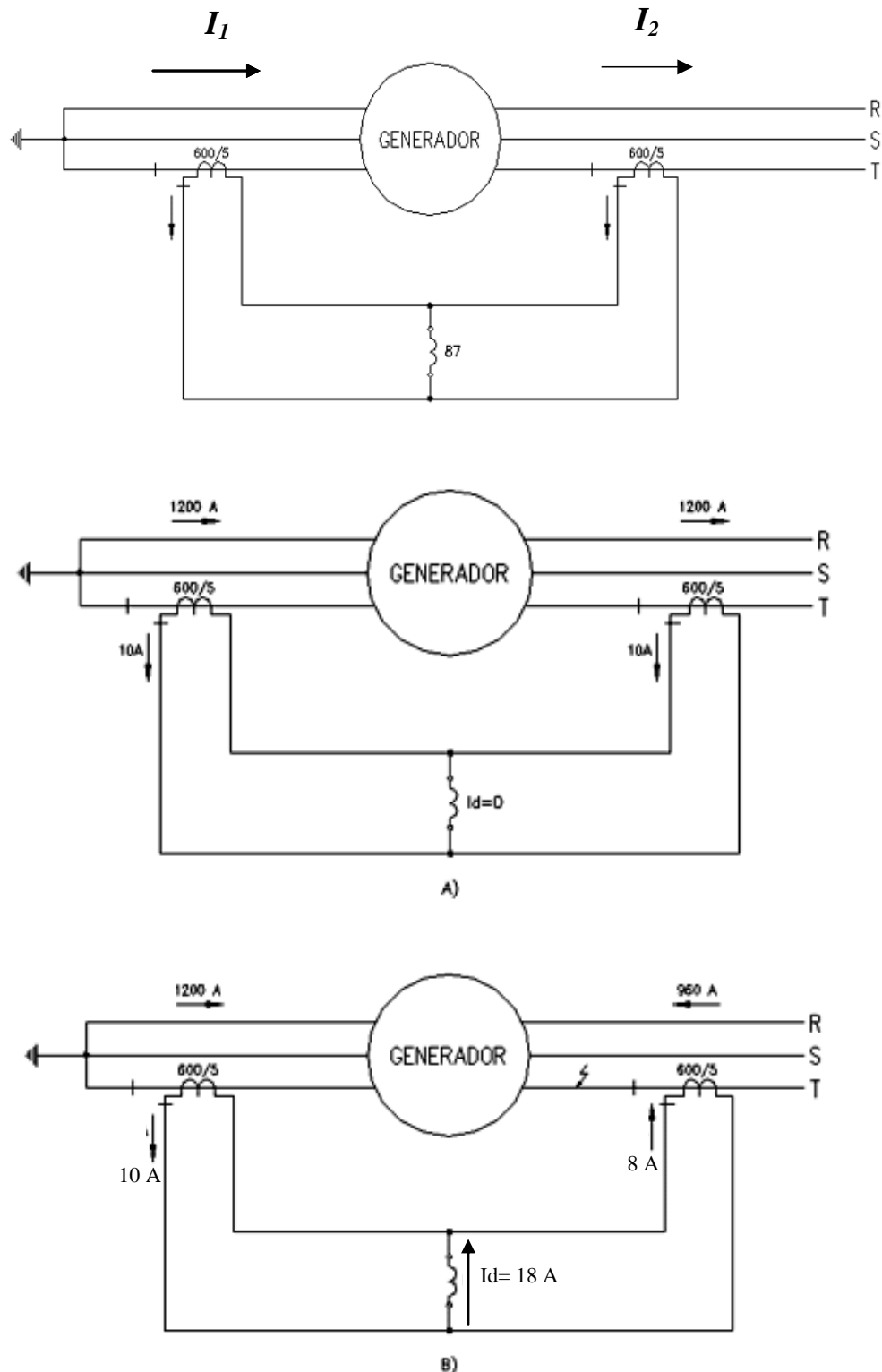


Figura 7. Principio de funcionamiento de la protección diferencial.

Debido a que los transformadores de intensidad no tienen una respuesta idéntica, siempre existirá una corriente diferencial, aunque sea pequeña. Este efecto es muy importante en caso de faltas externas con elevados valores de intensidad.



Para minimizar estos funcionamientos intempestivos debido a defectos externos, los dos transformadores de intensidad se deben comportar de forma idéntica, sobre todo en régimen subtransitorio y transitorio y también bajo el efecto de corrientes con componente continua o aperiódica. El error de relación del transformador debe ser inferior al umbral de funcionamiento del relé tanto hasta un valor de intensidad de varias veces (10 o 20 veces) la intensidad nominal de los transformadores

Para conseguir que las características como el error de relación, o la curva de magnetización de los transformadores montados sobre la misma fase sean prácticamente idénticas o al menos muy similares se utilizan transformadores de precisión 5 P10 o 5P20 que garantizan errores de relación inferiores al 5% hasta 10 o 20 veces la intensidad nominal respectivamente. Ambos transformadores deben pertenecer al mismo lote de fabricación, y además los cableados en los secundario deben ser de la misma sección y longitud, y se debe comprobar también que la carga conectada en los secundarios no supera la potencia admitida por los transformadores.

Sin embargo, aunque se tomen todas estas precauciones nunca es posible descartar totalmente los disparos intempestivos para defectos externos con valores muy elevados de corrientes de cortocircuito, por lo cual se utilizan relés que incluyen elementos de frenado.

En los relés con bobinas de frenado el umbral mínimo de actuación no es fijo, sino que depende de un porcentaje,  $v$ , y del valor medio de la intensidad de línea según la fórmula siguiente:

$$\vec{I}_d = \vec{I}_{diferencia} = \vec{I}_1 - \vec{I}_2 = \frac{v}{100} \left( \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2} \right) \quad (4.8)$$

Para que el relé opere, la corriente diferencial debe alcanzar un valor porcentual de la corriente de frenado (un valor típico para generadores es  $v = 10\%$ ). Este valor se denomina característica porcentual del relé. Este tipo de relé con bobinas o elementos de frenado se representa en la siguiente figura.

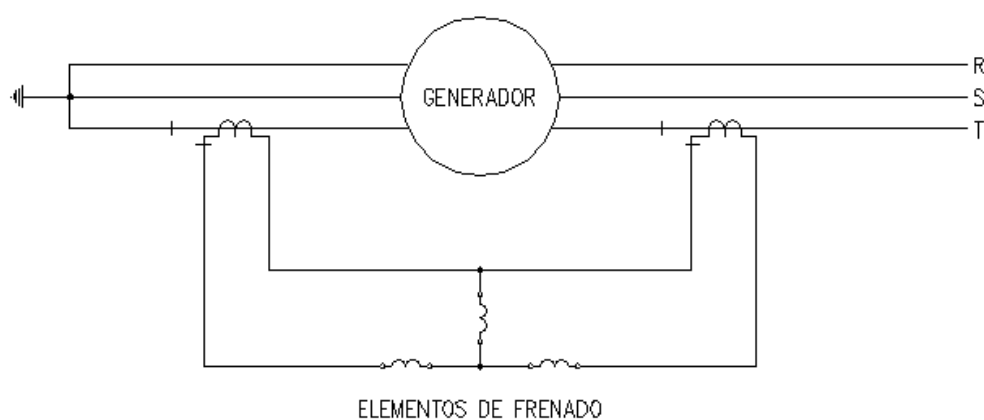


Figura 8. Relé diferencial con bobinas de frenado.

La siguiente figura muestra las posibles características de actuación de un relé diferencial de protección de un transformador utilizando características quebradas, de forma que para valores de intensidad próximos a la intensidad nominal los transformadores de intensidad no se saturan por lo que es posible seleccionar un umbral de actuación,  $g$ , muy bajo, mientras que para valores superiores se va aumentando la pendiente para insensibilizar al relé.

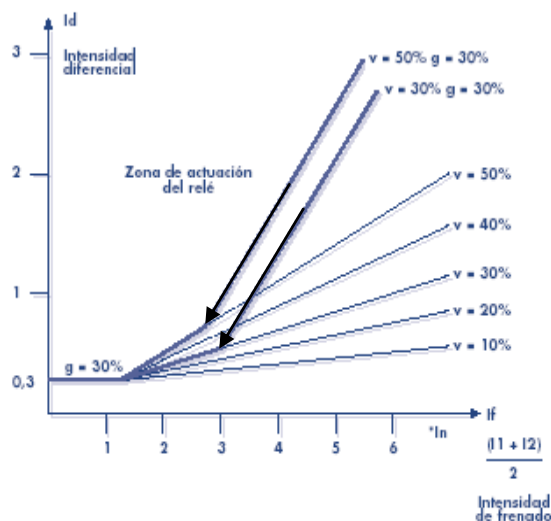


Figura 9. Características porcentuales de un relé diferencial.

En los generadores se utilizan curvas similares, pero con un umbral,  $g$ , inferior normalmente entre el 5% y el 10% de la intensidad nominal y con características de frenado más planas. En la siguiente figura se muestra la protección diferencial del generador con un relé trifásico con seis bobinas de frenado y tres bobinas de operación.

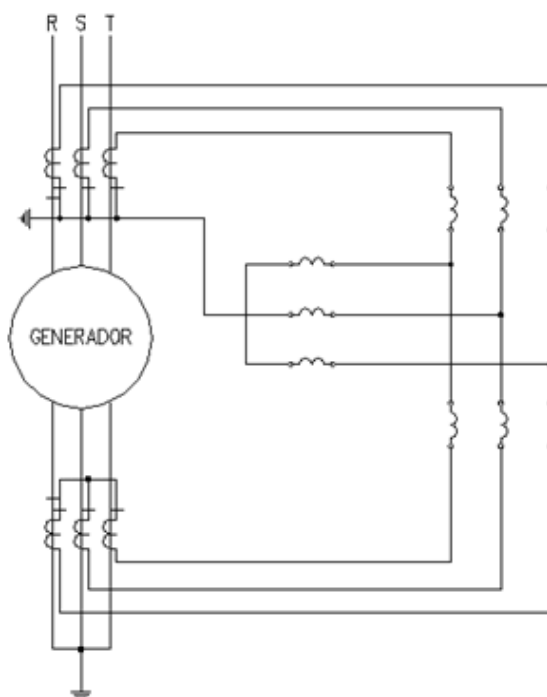


Figura 10. Relé diferencial trifásico (87G).

### **4. 3. Faltas a tierra del rotor (64R).**

El arrollamiento de campo es un circuito alimentado en corriente continua, sin puesta a tierra. Por tanto si existe un punto de éste que se pone a tierra, no ocurrirá nada, ya que no hay camino de retorno para que circule la corriente de falta. En cambio, si son dos los puntos de puesta a tierra, se cortocircuitará parte del arrollamiento, circulando una intensidad de falta. En este caso, aparte de los daños que esta intensidad produce sobre el devanado, se crea por efecto magnético un desequilibrio que puede hacer vibrar la máquina o provocar incluso la fusión del eje.

La probabilidad de que ocurra una doble falta a tierra simultáneamente en el rotor es pequeña, pero sí es alta la posibilidad de que ocurra una segunda falta después de que haya tenido lugar la primera si esta no ha sido detectada a tiempo. De hecho se pueden ocasionar daños importantes.

Esta protección es independiente del resto y no requiere por tanto de una coordinación específica con otras protecciones.

Existen varios métodos para detectar la aparición de un punto de contacto a tierra en el devanado, todos ellos están basados en que el aislamiento entre el rotor y tierra se anula al aparecer la falta.

Se utilizan dos métodos de detección: el método del divisor resistivo o potenciométrico y el de inyección de corriente alterna de baja frecuencia, siendo el segundo el más utilizado

#### **Método potenciométrico.**

El principio de funcionamiento se ilustra en la figura siguiente.

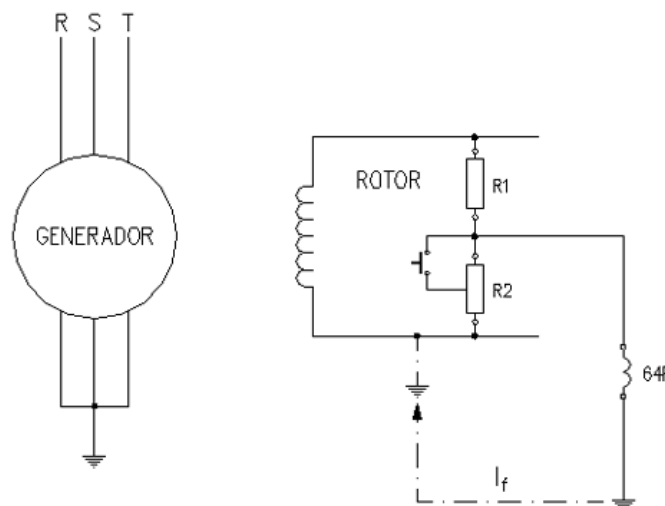


Figura 11. Protección del rotor por el método potenciométrico.

Según este método en paralelo con el devanado del rotor se conecta un divisor resistivo formado por dos resistencias iguales con un valor elevado para que la corriente que circule por ellas sea pequeña. El punto medio entre ambas resistencias se conecta a tierra a través de un relé de tensión. Un fallo a tierra en cualquier punto del devanado del rotor produce un desequilibrio en el puente de impedancias formado suficiente para activar el relé de tensión.

El inconveniente de este relé es que un fallo en la zona central del devanado provoca un desequilibrio en el puente muy pequeño y una tensión inferior al límite de sensibilidad del relé. Se dice que el relé tiene una zona ciega en el devanado del rotor. Para superar este inconveniente se conecta un contacto auxiliar que cortocircuita parte de la resistencia R2, trasladando el punto de equilibrio del puente a una zona alejada del centro del devanado y eliminando así la zona ciega. El desplazamiento de la posición del contacto auxiliar a distintas posiciones es generalmente automático pero puede ser también manual.

La principal ventaja de este sistema es su simplicidad y el hecho de no necesitar ninguna fuente auxiliar.

#### Método de inyección de corriente.

El método de inyección de corriente de baja frecuencia consiste en colocar una fuente de baja frecuencia (senoidal o rectangular) entre el circuito rotórico y tierra, y medir la resistencia de aislamiento del bobinado del rotor respecto de tierra. El condensador de acoplamiento de una capacidad elevada del orden de los microfaradios, C, bloquea el paso de la corriente continua de excitación al circuito de medida del relé. Al no utilizarse una fuente de 50 Hz, sino de frecuencia inferior, se puede distinguir la corriente de medida de otras corrientes parásitas a 50 Hz.

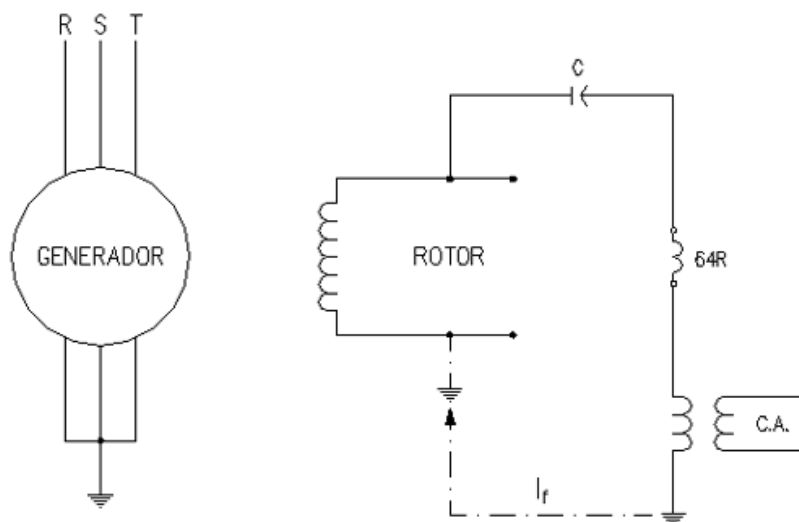


Figura 12. Protección del devanado del rotor (64 R).

Cualquier contacto a masa que se produzca en el rotor cierra el circuito secundario de la protección que actúa cuando la resistencia de aislamiento medida para el rotor es inferior a un valor variable comprendido entre 1 y 5 k $\Omega$ .

La ventaja de este método es que no existe zona ciega, pero la desventaja es que al utilizarse corriente alterna, a través de las capacidades entre el devanado del rotor y la carcasa de la máquina conectada a tierra, se produzca una corriente de valor suficiente para dañar los cojinetes. Otra desventaja es que si llega a perderse al alimentación auxiliar de alterna la protección queda anulada.

#### **4.4. Pérdida de excitación del generador (40).**

La pérdida de excitación puede tener varios motivos: apertura accidental del interruptor del devanado de excitación, fallo en el sistema de regulación de tensión del generador, pérdida de la alimentación de la excitación, etc. Esta situación puede provocar daños serios en el generador y en el sistema eléctrico, especialmente si el generador trabaja a plena carga antes del defecto. Al perder la excitación, el grupo generador consume potencia reactiva de la red para su propia excitación, lo cual puede desestabilizarlo (generador subexcitado). En estas condiciones la potencia reactiva consumida estará próxima a la potencia nominal de la máquina.

Además un grupo que ha perdido su excitación deja de entregar toda o parte de la potencia activa, con lo cual disminuye el par resistente y tiende a embalsarse y a trabajar asíncronamente. El embalamiento y pérdida de sincronismo es más probable en turboalternadores que en máquinas de polos salientes, debido a la menor inercia mecánica de los turboalternadores. También se producen calentamientos anormales en el rotor debido a los elevados valores de corrientes parásitas inducidas que circulan por él a la frecuencia de deslizamiento.

Ninguno de estos efectos produce un efecto inminente, por lo que la desconexión puede hacerse gradualmente. No obstante si la red a la que está conectado el generador no puede suministrar la energía reactiva, habrá una disminución muy importante de la tensión con el consiguiente riesgo de pérdida de estabilidad del sistema, lo cual exigirá la desconexión inmediata del generador.

Ejemplo del efecto de la pérdida de excitación: para desarrollar el ejemplo se considera un generador que entrega energía a una red o sistema eléctrico.

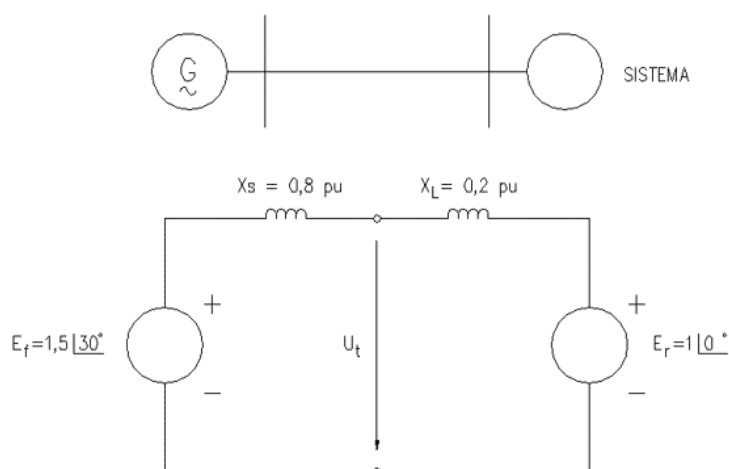


Figura 13. Ejemplo de generador conectado a una red equivalente.

a) Condiciones de funcionamiento normal. La corriente que circula por el circuito es:

$$I = E_f - E_r / jX$$

$$jX = j 0,8 + j 0,2 = 1j$$

$$I = ( 1,5 \angle 30^\circ - 1,0 \angle 0^\circ ) / 1j = 0,75 - j 0,29 = 0,804 \angle -21,1^\circ$$

La tensión en bornes del generador será:

$$U_t = E_r + I X_t = 1 \angle 0^\circ + 0,804 \angle -21,1^\circ \times 0,2j = 1,058 + j 0,15 = 1,068 \angle 8,06^\circ$$

La potencia compleja entregada a la red:

$$S = U_t \cdot I^* = 1,068 \angle 8,06^\circ \times 0,804 \angle +21,1^\circ = 0,858 \angle 29,16^\circ = 0,749 + j 0,418$$

La potencia reactiva:

$$Q = 0,418$$

La impedancia vista a en bornes del generador es:

$$Z = U_t / I = 1,068 \angle 8,06^\circ / 0,804 \angle -21,1^\circ = 1,328 \angle 29,16^\circ = 1,159 + j 0,647$$

b) Si se produce una pérdida de excitación:

$$I_{ex} = 0 ; \quad E_f = 0$$

$$I = ( 0 - E_r ) / jX = -1 \angle 0^\circ / j 1 = 1j$$

$$U_t = E_f - I \cdot X_s = -j ( 0,8j ) = 0,8 \angle 0^\circ$$

$$S = U_t \cdot I^* = 0,8 \angle 0^\circ \times 1 \angle -90^\circ = 0,8 \angle -90^\circ$$

$$S = -0,8j \quad ; \quad Q = -0,8$$

$$Z = U_t / I = 0,8 \angle 0^\circ / j 1 = -j 0,8$$

En la tabla siguiente se resumen los efectos debidos a la pérdida de excitación del generador:

Magnitud	Con excitación	Sin excitación
Módulo de la tensión en bornes del generador: ( $U_t$ )	1,068	0,8
Potencia reactiva (Q)	0,418	-0,8
Impedancia vista por el generador ( $Z$ )	1,159+j 0,418	-j0,8
Módulo de la intensidad (I)	0,804	1,0

Tabla 3. Consecuencias de la pérdida de excitación del generador (valores pu).

Estos cuatro efectos se resumen de la siguiente manera:

- La tensión en los bornes del generador disminuye de forma muy importante.
- El generador antes de perder su excitación entregaba energía reactiva al sistema (funcionamiento sobreexcitado normal), mientras que cuando pierde la excitación pasa a absorber potencia reactiva del sistema. En situaciones extremas, y si no se desconecta el generador averiado a tiempo, se puede ocasionar un colapso de tensión por falta de reactiva en el sistema.
- La impedancia vista por el generador pasa de ser inductiva a capacitiva.
- Se produce una sobreintensidad en los devanados del estátor, de forma que pueden sobrecalentarse.

La protección más sencilla contra este tipo de defecto es un relé de mínima intensidad en el rotor, que dispare cuando la intensidad es menor que el valor ajustado. Sin embargo este sistema no permitiría la plena explotación del grupo ya que la intensidad de excitación no es del todo constante sino que puede variar con la carga para conseguir el control de la tensión.

#### Relé de impedancia modificado o compensado.

El sistema de protección más selectivo es un relé que mide la impedancia entre los terminales del generador,  $Z$ . Dicho relé se alimenta por tensiones y corrientes tomadas en bornes del generador mediante transformadores de medida.

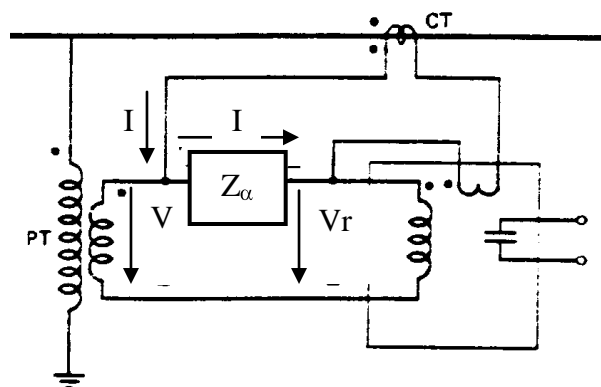


Figura 14. Relé de impedancia modificado.

El relé de impedancia modificado consiste en un relé de impedancia convencional con una impedancia adicional  $Z_{\alpha}$ , lo que supone la suma de una tensión  $Z_{\alpha}I$ , de forma que la tensión realmente medida por el relé,  $V_r$ , no es directamente la tensión de salida de los transformadores de tensión,  $V$ .

Si la impedancia adicional tiene un valor,  $Z_{\alpha} = R_{\alpha} + jX_{\alpha}$ , se demuestra fácilmente que la impedancia  $Z = R + jX$ , vista a la salida del generador, representada en un plano R, X corresponde a un círculo con centro en el punto  $R_{\alpha}$ ,  $X_{\alpha}$ , y con radio de valor igual al módulo,  $Z_r = V_r / I$ .

En efecto, teniendo en cuenta que :

$$V = V \angle 0^{\circ} \qquad I = I \angle -\theta$$

$$Z_{\alpha} = Z_{\alpha} \angle \alpha = R_{\alpha} + j X_{\alpha}$$

Se puede calcular haciendo uso de la figura anterior que :

$$V_r = V - I \cdot Z_{\alpha} = V - I \cdot Z_{\alpha} \angle \alpha - \theta = V - I \cdot Z_{\alpha} \cos(\alpha - \theta) - j I \cdot Z_{\alpha} \sin(\alpha - \theta) \Rightarrow$$

$$V_r^2 = [V - I \cdot Z_{\alpha} \cos(\alpha - \theta)]^2 + [I \cdot Z_{\alpha} \sin(\alpha - \theta)]^2$$

$$V_r^2 = V^2 - 2 \cdot I \cdot Z_{\alpha} \cdot V \cdot \cos(\alpha - \theta) + I^2 \cdot Z_{\alpha}^2$$

Si se dividen ambos miembros de la ecuación por  $I^2$  y se tiene en cuenta que la impedancia vista por el relé es:

$$Z_r = V_r / I$$

Se obtiene la siguiente ecuación:

$$Z_r^2 = V^2 / I^2 - 2 (V / I) Z_{\alpha} \cos(\alpha - \theta) + Z_{\alpha}^2$$

Si se considera que la impedancia vista en el lugar de instalación de los transformadores de medida de tensión y de intensidad es :  $Z = V / I$

$$\text{Con: } R = Z \cos \theta \qquad X = Z \sin \theta \qquad Z^2 = R^2 + X^2$$

Entonces se tiene que:

$$Z_r^2 = R^2 + X^2 - 2 Z_{\alpha} Z [\cos \alpha \cdot \cos \theta + \sin \alpha \cdot \sin \theta] + Z_{\alpha}^2$$

$$Z_r^2 = R^2 + X^2 - 2 Z_{\alpha} R \cdot \cos \alpha - 2 Z_{\alpha} X \cdot \sin \alpha + Z_{\alpha}^2$$

$$Z_r^2 = [R - Z_{\alpha} \cos \alpha]^2 + [X - Z_{\alpha} \sin \alpha]^2$$

Finalmente:

$$Z_r^2 = [R - R_{\alpha}]^2 + [X - X_{\alpha}]^2 \qquad (4.9)$$

La ecuación anterior corresponde a la de un círculo en el plano R - X, que tiene como coordenadas de su centro,  $R_{\alpha}$ ,  $X_{\alpha}$ , y con un radio de  $Z_r$ .



En el caso que nos ocupa al perder el alternador su fuente de excitación pasa a consumir potencia reactiva, invirtiéndose el sentido de la impedancia,  $Z$ , que pasa de ser inductiva a capacitiva según el ejemplo de la tabla 3. La trayectoria de la impedancia vista por el generador en un diagrama R-X pasa del primero al cuarto cuadrante.

Para lograr una buena actuación es práctica corriente realizar los ajustes siguientes del relé:  $Z_r = X_d / 2$ , y por otra parte,  $Z_\alpha = -j (X_d + X'_d) / 2$ . En realidad sólo  $Z_\alpha$  es fijo, mientras que el valor de  $Z_r$  según la ecuación 4.9 depende de las condiciones de funcionamiento del generador a través de los valores de R y de X.

Según estos ajustes el relé está compensado desde el origen en la mitad de la reactancia transitoria longitudinal ( $X'_d / 2$ ), para evitar el funcionamiento incorrecto durante perturbaciones del sistema y otras condiciones de falta. El diámetro del círculo está ajustado para igualar la reactancia síncrona longitudinal ( $X_d$ ). En la siguiente figura se representa la característica de funcionamiento del relé, de forma que el relé actúa cuando la impedancia vista por el generador,  $Z$ , entra dentro del círculo.

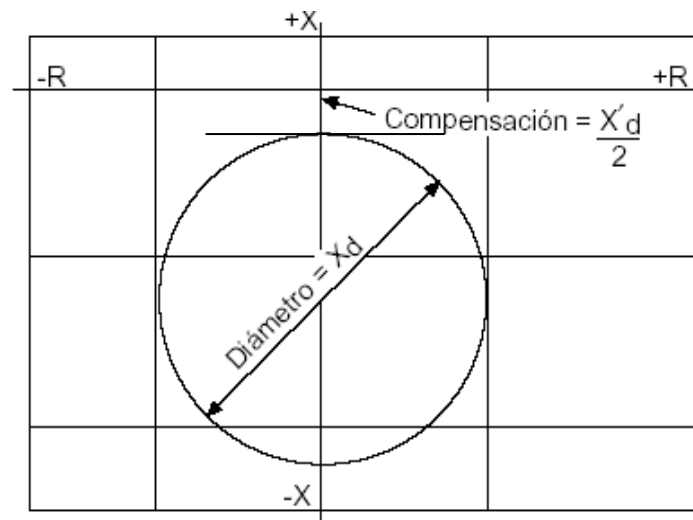


Figura 15. Regulación de un relé de pérdida de excitación con regulación de zona única.

## **5. RELÉS DE PROTECCIÓN FRENTE A FALTAS EXTERNAS.**

A continuación se analizan de forma detallada los relés de protección que actúan frente a faltas internas al generador y que ya han sido enunciados en la tabla 2.

### **5.1. Protección de sobreintensidad en el estátor (51).**

Esta protección se coloca en el lado del neutro del generador, ya que se trata de medir la corriente que el generador aporta a la falta, no la que la red aporta a la falta. Esta protección no es selectiva ya que ve faltas cuyo origen esté tanto en el generador como en el transformador principal o incluso en las líneas de salida.

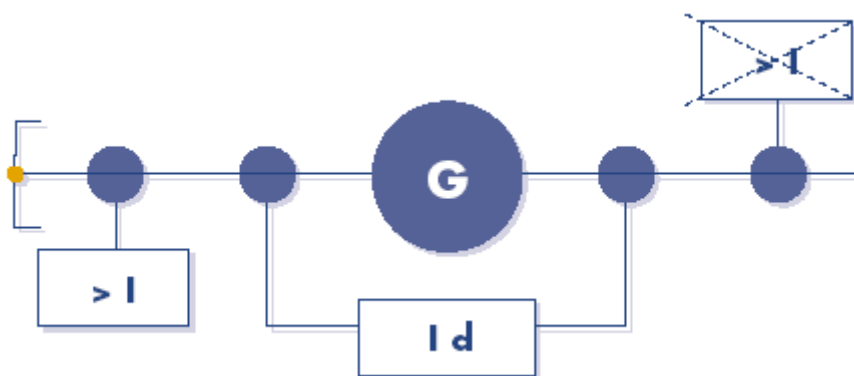


Figura 16. Colocación correcta de la protección de sobreintensidad del estátor.

Esta protección sirve de seguridad para el generador, evitando las sobreintensidades provocadas principalmente por elevado consumo de reactiva, y también de apoyo en caso de cortocircuitos externos que tengan lugar en el resto de la central o en la red, en caso que estas faltas no sean despejadas por otros relés de protección.

Se trata generalmente de una protección con una característica de tiempo dependiente, de curva inversa, o de tiempo fijo, según convenga. La protección se ajusta para que arranque con valores de 1,2 o 1,3 veces la intensidad nominal del generador. Al tratarse de un protección de respaldo y para garantizar su selectividad debe actuar con cierto retardo. Sólo actuaría como protección principal en caso de un cortocircuito en barras.

La principal ventaja de esta protección es su sencillez, aunque presenta un inconveniente en máquinas autoexcitadas. En este caso cuando ocurre un cortocircuito, la tensión de salida del generador se reduce aportando cada vez menos intensidad, de forma que el relé de protección puede desactivarse antes de dar la orden de abrir al interruptor automático. Para solucionar este problema se utilizan relés de sobreintensidad con memoria de tensión que disponen de dos elementos: uno de mínima tensión y otro de intensidad. Cuando se produce una falta arrancan los dos elementos, y si al llegar al tiempo de disparo del relé, la tensión no se ha recuperado por encima del valor de regulación, se produce el disparo del interruptor automático del grupo, aunque la intensidad haya caído por debajo de su valor de regulación.

En la figura siguiente se representa la protección de sobreintensidad en el estátor.

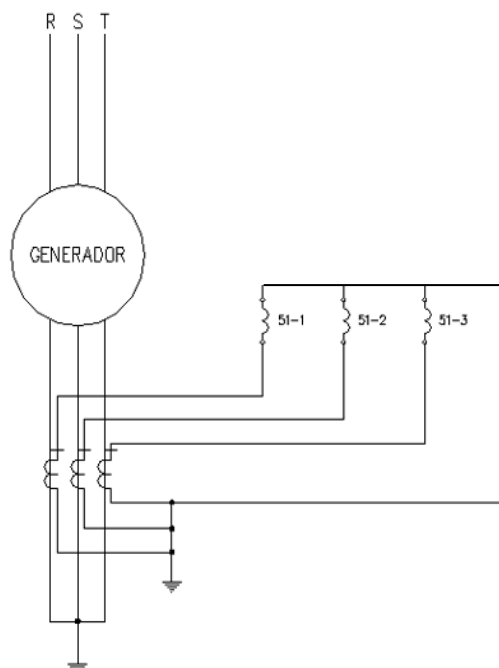


Figura 17. Protección por sobreintensidad en el estator.

## **5.2. Sobrecargas y sobrecalentamiento en el estator y rotor (49).**

El objetivo es evitar las cargas excesivas o sobrecargas que provocan un calentamiento peligroso en el generador. Una sobrecarga se produce con cargas mayores de la nominal, pero en circuitos sanos, es decir sin cortocircuitos. La sobrecarga está motivada, no sólo porque el alternador esté suministrando la máxima potencia activa que le permite su accionamiento, sino porque además, esté consumiendo o generando una cantidad muy elevada de energía reactiva.

Un alternador puede sufrir importantes daños por efectos térmicos debidos tanto a una intensidad mayor que la nominal en régimen permanente, como consecuencia de intensidades elevadas durante cortos espacios de tiempo. Según la temperatura de funcionamiento del alternador se definen tres zonas de funcionamiento:

- Zona de funcionamiento nominal para intensidades iguales o menores a la nominal.
- Zona de sobrecarga admisible en régimen permanente, en la que el alternador alcanza temperaturas no peligrosas. Sin embargo no se debe utilizar esta zona en la explotación normal, ya que se acorta la vida útil debido al envejecimiento de los materiales aislantes.
- Zona de sobrecarga transitoria. Esta zona se delimita por sobrecargas elevadas durante cortos espacios de tiempo, de forma que no se alcancen temperaturas peligrosas. Al ser la sobrecarga transitoria de corta duración se puede sobrepasar el valor límite de intensidad que provoca temperaturas inadmisibles para tiempos largos.

La protección del alternador contra sobrecargas se puede efectuar mediante métodos directos de medida de la temperatura (con sondas de tipo termopar o termistores), o mediante métodos indirectos, como son los relés térmicos o los de imagen térmica.

a) Protección mediante sondas de temperatura.

La temperatura del estátor se mide mediante sondas de temperatura. Las sondas más utilizadas son los termistores o resistencias con coeficiente de temperatura negativo (NTC), es decir, que la resistencia del termistor disminuye al aumentar la temperatura. El relé de protección mide el valor de la resistencia y cierra sus contactos cuando la resistencia medida equivale a un valor inadmisibles de la temperatura. Como la medida de temperatura es local en el lugar de colocación de la sonda, es necesario dotar al generador de varias sondas uniformemente distribuidas. Las resistencias se suelen colocar en los lugares donde se prevé un máximo calentamiento, por ejemplo en las ranuras del estátor o embebidas en varios puntos del devanado.

La medida directa de temperatura permite localizar sobrecalentamientos que no son debidos a sobrecargas, sino a otras causas. Las más frecuentes son un cortocircuito entre las chapas magnéticas que forman el núcleo del estátor como consecuencia de un aislamiento deficiente, o una avería en el sistema de refrigeración.

b) Protección con relés digitales de sobrecarga (relés térmicos).

Estos relés reproducen la curva de sobrecarga admisible facilitada por el fabricante del alternador. Su principio de funcionamiento se basa en que cuando la medida de intensidad supera la intensidad máxima permanente admisible, arranca un contador digital con una frecuencia de conteo proporcional al cuadrado de la intensidad, de forma que el número de pulsos totalizados por el relé será proporcional al calentamiento de la máquina. Si desaparece la sobrecarga se inicia una cuenta atrás con una frecuencia proporcional a la constante de tiempo de enfriamiento de la máquina. Por tanto, mediante la medida de las corrientes estáticas (o rotóricas) se puede reproducir la evolución térmica de la máquina, y provocar la actuación del relé cuando la temperatura alcance valores peligrosos.

En la siguiente figura se representan las curvas características de sobrecarga admitidas por el estátor y el rotor, de forma que mientras que no se superan dichas características de funcionamiento no se alcanzan temperaturas peligrosas.

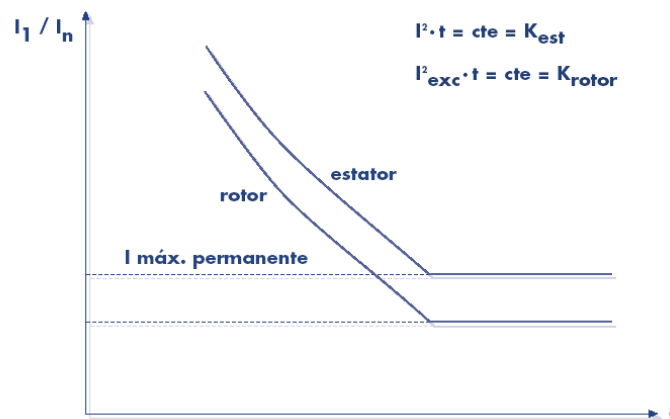


Figura 18. Características de sobrecarga.

c) Protección con relés de imagen térmica.

Estos relés se alimentan mediante un transformador de intensidad de forma que la intensidad que atraviesa el relé es proporcional a la intensidad estatórica. El principio de funcionamiento se basa en un modelo teórico que reproduce la temperatura de la máquina utilizando como variable de entrada la intensidad y las constantes de tiempo de calentamiento y enfriamiento de la máquina. Lógicamente los valores de estas constantes dependerán del valor de la intensidad.

Con relés electrónicos es muy frecuente realizar una imagen térmica mediante un circuito R-C, cuyas constantes de carga y descarga corresponden a las constantes de calentamiento y enfriamiento de la máquina.

En la siguiente figura se representa el esquema de conexión de un relé de protección contra sobrecargas en el estátor.

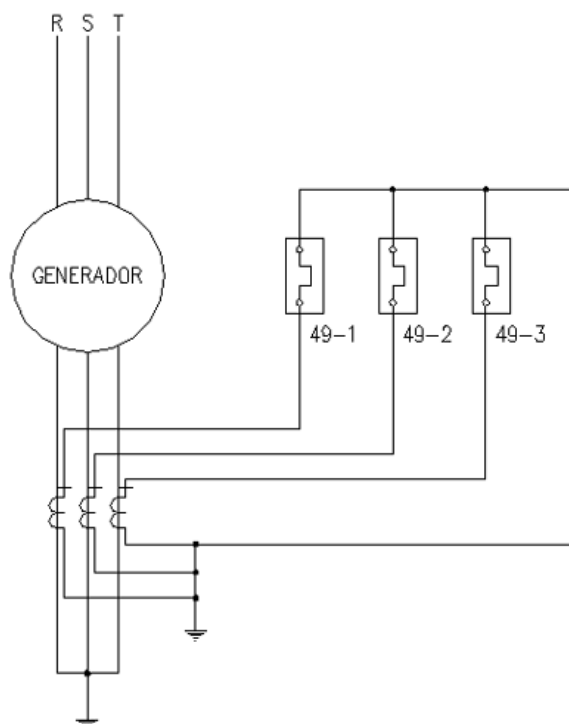


Figura 20. Conexión de un relé de protección de sobrecargas.

### **5.3. Protección contra carga desequilibrada (46).**

La carga desequilibrada consiste en una distribución asimétrica de la corriente en las tres fases, cuyo origen puede tener distintas causas:

- Falta de simetría entre las reactancias en el sistema de transporte.
- Existencia de cargas desequilibradas.
- Presencia de cortocircuitos asimétricos.
- Rotura de conductores o mal contacto en un interruptor unipolar o por un polo de uno tripolar, por un defecto o avería.

Cuando existen cargas desequilibradas y se descomponen las intensidades de fase del estátor en sus componentes simétricas directa, inversa y homopolar, aparecen intensidades de secuencia inversa superpuestas a la componente directa. Estas intensidades de secuencia inversa del estátor giran a la misma frecuencia, pero en sentido inverso que las de secuencia directa, e inducen en el hierro masivo del rotor corrientes parásitas (corrientes de Foucault) de frecuencia 100 Hz, la elevada frecuencia hace que circulen principalmente en la superficie del rotor.

Estas corrientes pueden producir temperaturas excesivas en muy corto plazo, que pueden llegar incluso a fundir el metal o destruir totalmente la estructura metálica del rotor. No obstante, dentro de unos límites y respetando los esfuerzos térmicos máximos del generador, es admisible una cierta carga desequilibrada. En cualquier caso, para evitar un fallo prematuro del generador, debe adecuarse la característica de disparo del dispositivo de protección contra carga desequilibrada a la característica térmica del generador.

Por lo general, cuanto mejor sea la refrigeración del rotor, tanto más bajos son los valores admisibles de carga desequilibrada. Esto se debe a que, con mejor refrigeración puede tolerarse una carga máxima permanente simétrica más elevada, mientras que proporcionalmente a este valor será admisible sólo una menor carga desequilibrada. Debido a las diferencias constructivas de los rotores los turboalternadores soportan un porcentaje inferior de intensidad de secuencia inversa que los alternadores de las centrales hidráulicas.

Además del problema térmico, en algunos turboalternadores de centrales térmicas y nucleares se producen vibraciones en el conjunto rotórico de la turbina debidas al campo magnético giratorio de 100 Hz producido por el sistema inverso. Al ser las frecuencias propias de vibración próximas a este valor, las amplitudes de las vibraciones pueden ser grandes y peligrosas originando grietas por fatiga.

Distintas especificaciones, como la ANSI C50.13 fijan el valor de intensidad de secuencia inversa que un generador puede soportar sin daño alguno, en porcentaje de su intensidad nominal.

TIPO DE GENERADOR	Potencia nominal, $S_n$ , (MVA)	Límite de $I_2$ expresado en (%) $I_n$
De rotor cilíndrico con refrigeración indirecta	Cualquiera	10
De rotor cilíndrico con refrigeración directa	$S_n \leq 960$	8
	$960 < S_n < 1200$	6
	$1200 < S_n < 1500$	5
De polos salientes con devanado amortiguador	Cualquiera	10
De polos salientes sin devanado amortiguador		5

Tabla 4. Límites de corriente inversa,  $I_2$ , admisibles en régimen permanente.

Los límites anteriores son válidos siempre que se cumplan también las condiciones siguientes:

- La intensidad en cualquiera de las fases no sobrepasa el 105% de su valor nominal.
- No se sobrepasa la potencia nominal del generador.

Para evitar calentamientos excesivos del rotor, el relé de protección debe garantizar que no se alcancen ciertos límites de temperatura, lo cual se consigue limitando la duración de las corrientes inversas según la característica intensidad-tiempo definida por la siguiente ecuación:

$$K_I = I_2^2 \cdot t \quad (5.1) \quad \text{donde:}$$

$I_2$ : valor eficaz de la intensidad de secuencia negativa en por unidad de la intensidad nominal del generador.

$t$ : tiempo de duración del desequilibrio con intensidad inversa en segundos.

$K_T$ : constante de tiempo de la característica del generador (en segundos) que depende del diseño y tamaño del generador.

Los relés de protección contra carga desequilibrada disponen de distintas características de disparo ajustables con una adaptación óptima a través de la constante de tiempo del generador. Con ello es posible la protección de casi cualquier tipo de generador.

El tipo de protección puede ser un relé de sobreintensidad temporizado con dos escalones discretos. El relé mide la intensidad de secuencia inversa. Se ajusta el primer escalón por debajo del valor de la intensidad máxima de secuencia inversa admisible en régimen permanente, y el segundo con una temporización menor, se ajusta a un valor de intensidad inversa mayor, de forma que la característica del relé quede siempre por debajo de la característica de  $I_2$  admisible por el generador. La actuación del primer escalón provoca una alarma para que el operador pueda bajar la carga y corregir el defecto, mientras que el segundo escalón provoca el disparo del interruptor de línea. En la siguiente figura se ilustra un ejemplo de regulación. También se pueden emplear relés con características de tiempo inverso.

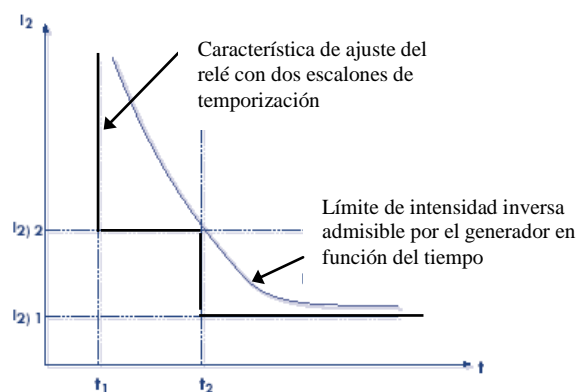


Figura 21. Ejemplo de relé de protección contra desequilibrios con regulación en dos escalones discretos.

La protección contra carga desequilibrada puede activarse también por fallos externos en la red, debidos a cortocircuitos asimétricos. Para garantizar la selectividad, en la medida en que la capacidad de sobrecarga del generador lo permita, hay que elegir un tiempo de disparo algo más largo que el de la protección de red.

#### Principio de funcionamiento de los relés digitales de secuencia inversa.

Para calcular la intensidad de secuencia inversa los relés digitales modernos giran por software, la corriente en la fase 2,  $I_{L2}$ , en  $240^\circ$  y la corriente en la fase 3,  $I_{L3}$  en  $120^\circ$ . Si se suman estas corrientes en un sistema con carga simétrica, la suma será igual a cero.



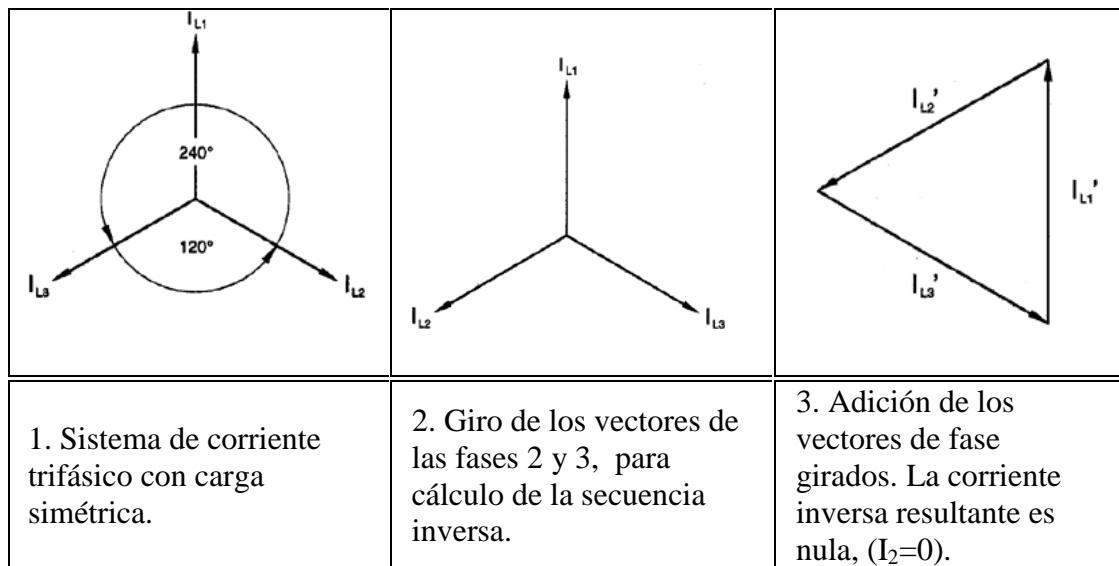


Figura 22. Cálculo de la intensidad de secuencia inversa para un sistema de intensidades de fase equilibrado.

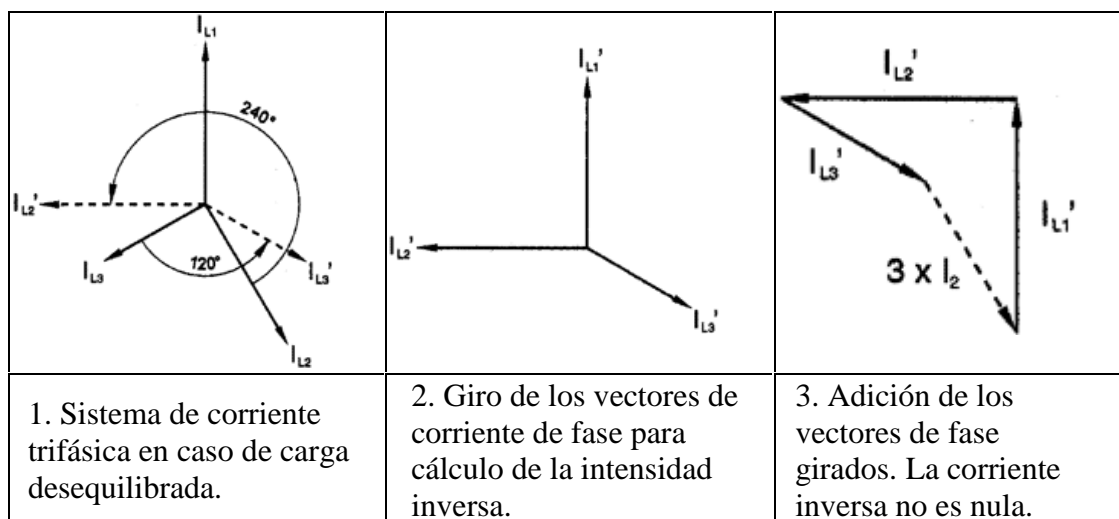


Figura 23. Cálculo de la intensidad de secuencia inversa para un sistema de intensidades de fase desequilibrado.

En la figura 23 se representan los vectores de corriente en una red con carga asimétrica. El relé calcula la intensidad de secuencia inversa girando los vectores de corriente de las fases 2 y 3 y sumando estos dos vectores con la corriente de fase 1. La corriente inversa resultante es un indicador para la magnitud de la carga desequilibrada.

#### Ejemplo de ajuste de un relé de protección de secuencia inversa.

Se tienen los siguientes datos de partida:

- Intensidad nominal del generador: 800 A

- Carga desequilibrada tolerada permanente por el generador

$$I_{2(\text{permanente})} = K_2 = 10\%$$

- Característica térmica del generador para la intensidad inversa,

$$K_1 = I_2^2 t = 10,5 \text{ s}$$

Donde el valor de  $I_2$  se expresa en por unidad de la intensidad nominal del generador.

- Relación de transformación de los transformadores de intensidad: 1000/5
- Intensidad nominal del relé:  $I_N = 5 \text{ A}$
- Curvas características del relé del tipo inverso. Esto quiere decir que el tiempo de actuación del relé ( $t$ ) responde a la expresión siguiente:

$$t = \frac{T}{\left(\frac{I_2}{I_{2,s}}\right)^2 - 1} \quad (5.2)$$

donde:

$T$ : constante de tiempo que se ajusta en el relé, expresada en segundos.

$I_2$ : intensidad de secuencia inversa medida por el relé.

$I_{2,s}$ : intensidad de secuencia inversa de arranque que se ajusta para el relé.

Todos los ajuste de intensidad que se realizan en el relé se expresan en valores relativos de su intensidad nominal,  $I_N$ , que es habitualmente de 5 A. El valor de la constante de tiempo,  $T$ , significa que para intensidades aproximadas de  $I_2 \geq \sqrt{2} \cdot I_{2,s}$ , el tiempo de disparo del relé será menor o igual del valor seleccionado para  $T$ . Para intensidades intermedias entre  $I_{2,s}$  y  $\sqrt{2} \cdot I_{2,s}$ , no es seguro que se produzca el disparo del relé.

La constante de tiempo  $T$  para la elección de la curva característica a tiempo inverso de disparo puede calcularse utilizando la característica térmica del generador como sigue:

$$T = \frac{K_1}{(\sqrt{2} I_{2(\text{permanente})})^2} = \frac{10,5}{(\sqrt{2} \cdot 0,1)^2} = 525 \text{ s} \approx 500 \text{ s}$$

Se calcula también la corriente nominal del generador referida al secundario del transformador:

$$I_{n,s} = 800 \text{ A} \cdot 5 / 1000 = 4 \text{ A}$$

La corriente inversa admisible permanentemente referida al secundario del transformador es:

$$I_{2,s} = K_2 \cdot I_{n,s} = 0,10 \cdot 4 \text{ A} = 0,4 \text{ A}$$

A continuación se puede calcular el valor de  $I_{2,s}$  referida a la intensidad nominal del relé,  $I_N = 5 \text{ A}$ .

$$I_{2,s} = 0,4 \text{ A} / 5 \text{ A} = 0,08 \text{ pu} = 8\%$$

Por lo tanto en el relé se debe seleccionar un valor de  $I_{2,s} = 8\%$ , de forma que para intensidades inversas,  $I_2 < \sqrt{2} \cdot I_{2,s}$  el relé no actuará. Para intensidades iguales a este valor el relé actuará en un tiempo,  $T$  de 500 segundos aproximadamente. Por último, para intensidades mayores actuará en un tiempo menor según la curva inversa seleccionada y cuyos valores se observan en la siguiente figura.

Es posible también seleccionar un escalón adicional de alarma con una intensidad de arranque menor, por ejemplo un 10% menor, y con una temporización mucho más breve, de tan sólo algunos segundos.

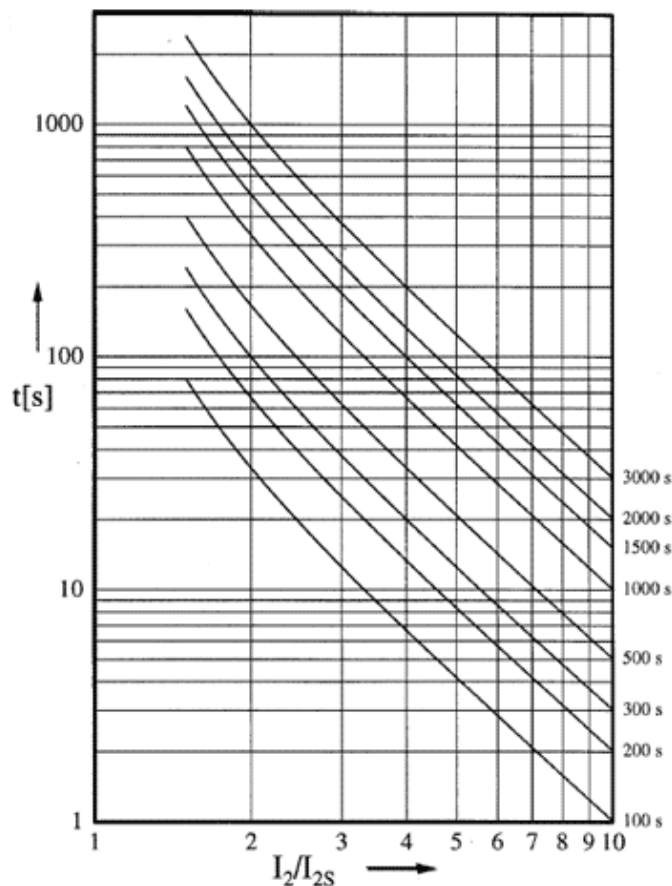


Figura 24. Curvas de disparo del tipo inverso, para los distintos valores de  $T$ .

#### **5.4. Protección contra potencia inversa o retorno de energía (32).**

Cuando existe un fallo en la aportación de agua o gas a la turbina se puede producir:

- Una avería en el regulador de velocidad.

- El cierre intempestivo del inyector de la turbina.
- El cierre anómalo de válvulas o compuertas.

En estas condiciones de fallo en la turbina el par motor producido es nulo, y el generador funciona como motor síncrono, moviendo la turbina. Los álabes de la turbina rompen contra el agua produciéndose un desgaste y daños en los cojinetes. La protección contra retorno de energía o contra el funcionamiento del generador como motor, sirve para separar el generador de la red en caso de fallo en la turbina motriz. Es decir, se trata de evitar que el generador pase a funcionar como un motor síncrono que mueve a la turbina.

Esta protección evita que la turbina esté sometida a esfuerzos anormales de presión en los álabes: calentamientos por ausencia de ventilación, dilataciones, e incluso en turbinas de vapor rozamientos de la corona fija con la móvil. En turbinas hidráulicas aparece el fenómeno de la cavitación, y en los grupos diesel existe peligro de incendio y explosión debido al combustible no quemado.

La capacidad de un generador para soportar un funcionamiento con potencia inversa depende del tipo de turbina. Las de vapor y las de gas soportan muy mal este tipo de funcionamiento, mientras que entre las turbinas hidráulicas las tipo Kaplan son las menos robustas, las Francis tienen mejor comportamiento y las Pelton incluso resultan insensibles a estas condiciones de funcionamiento.

La detección se efectúa mediante un relé direccional de potencia que se alimenta mediante transformadores de medida de tensión y de intensidad. El relé dispone de una unidad direccional con ajuste de tiempo.

- La unidad direccional mide la componente activa de la potencia. El disparo debe ser rápido en el caso de que el distribuidor o inyector de la turbina esté cerrado
- La unidad de tiempo retarda el disparo del relé, típicamente entre 2 y 10 segundos, para evitar disparos intempestivos en caso de oscilaciones de potencia, por ejemplo durante una maniobra de sincronización del generador.

El valor de ajuste de la potencia activa inversa debe ser inferior a la suma de las pérdidas eléctricas y mecánicas de la máquina (entre el 0,5% y el 5% de la potencia nominal para las turbinas de vapor y entre el 5% al 25% para las de gas). Es habitual ajustar la potencia inversa de disparo a un valor entre el 60 y el 80% de la potencia activa consumida por el generador cuando trabaja como motor.

Los relés utilizados modernamente son del tipo estático que realizan la medida de potencia mediante una técnica de muestreo digital de tres señales de tensión y tres de intensidad con una velocidad de muestreo de al menos 12 veces la frecuencia de red. La integración de la potencia en cada período se realiza mediante la suma de los productos de las señales de tensión y de intensidad muestreadas durante el período.

En la figura siguiente se muestra la característica de actuación de un relé de potencia inversa, representando los cuatro cuadrantes de funcionamiento de la máquina (cuadrantes 1 y 4 como generador, G; y cuadrantes 2 y 3 como motor, M).

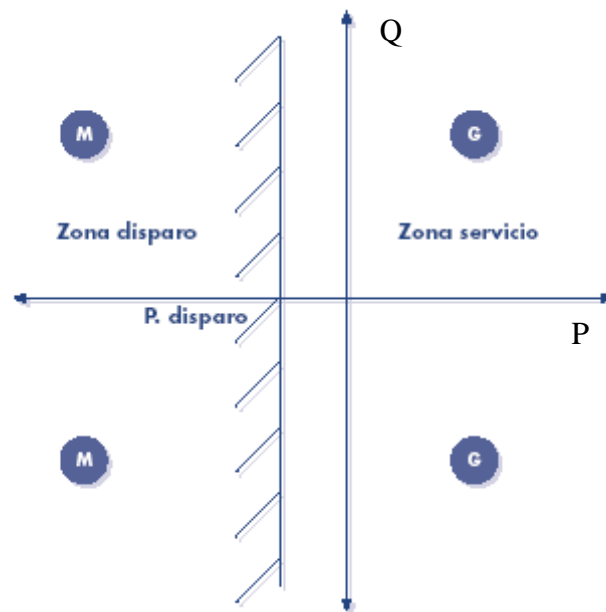


Figura 25. Característica de disparo de un relé de potencia inversa.

### **5.5. Protección contra sobretensiones en el estátor (59).**

Las sobretensiones que pueden afectar al funcionamiento normal del alternador son de dos tipos: temporales y transitorias.

Las transitorias son de origen externo debidas a maniobras o a causas atmosféricas como las caídas de rayos, aunque su duración es corta la magnitud de la sobretensión puede ser muy elevada.

Las temporales son de origen interno, debidas por ejemplo a un funcionamiento anómalo del regulador de tensión, por una avería o una falsa maniobra en modo manual o debidas al embalamiento de la máquina motriz que acciona el generador. Son sobretensiones a la frecuencia nominal de 50 Hz, sin amortiguar o débilmente amortiguadas y con una duración del orden del minuto, aunque pueden llegar incluso hasta una hora.

Las sobretensiones de origen interno son más importantes en grupos hidráulicos que en térmicos. En efecto, por razones mecánicas los turboalternadores no pueden alcanzar grandes sobrevelocidades, con lo cual queda casi excluido el riesgo de embalamiento. Además los modernos reguladores de tensión son de acción rápida y entran en funcionamiento cuando se produce una sobretensión, reduciendo la corriente de excitación del rotor, por tanto no suele ser necesario utilizar una protección especial.

Sin embargo, para generadores accionados por turbinas hidráulicas si existe el peligro de embalamiento y en caso de fallo del regulador de velocidad puede producirse una sobretensión peligrosa, este peligro es incluso mayor si esta circunstancia se produce en un caso de paso de funcionamiento normal a funcionamiento capacitivo, es decir, alimentando el generador a una carga capacitiva como una línea en vacío de gran longitud.

Como elemento de protección se utilizan relés de sobretensión con dos escalones de actuación. El primero es instantáneo y se ajusta aproximadamente a 1,4 veces la tensión nominal. El segundo se ajusta entre 1,1 y 1,2 veces la tensión nominal y puede ser de tiempo independiente o con una característica de tiempo inverso, este segundo escalón puede también accionar una alarma.

Para alimentar el relé se utilizan transformadores de tensión de relación  $(U_n/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$ . Como este tipo de defectos son equilibrados se puede efectuar la medida de tensión en una sola fase. El relé de máxima tensión y el regulador de tensión deben conectarse a transformadores de tensión diferentes para garantizar la actuación del relé en caso un cortocircuito en el transformador de tensión que alimenta al regulador. Siempre que se utilizan dos transformadores independientes, cuando se produce un cortocircuito en el transformador que alimenta al regulador, el regulador tratará de aumentar al máximo la excitación del generador sin obtener aparentemente debido al defecto del transformador un incremento en la tensión de salida del generador; sin embargo podrá actuar sin problemas la protección de sobretensión.

Además de la protección de sobretensión que evita el embalamiento, las turbinas disponen de una protección de sobrevelocidad, por ejemplo, mediante un dispositivo mecánico que se acciona por la fuerza centrífuga de rotación y se retiene mediante un resorte, la actuación de este dispositivo provoca el cierre de las válvulas de seguridad.

### **5.6. Protección contra la pérdida de sincronismo (78).**

Cuando una red eléctrica funciona en condiciones estables se caracteriza por mantener un equilibrio entre la potencia generada por los alternadores y la potencia demanda por los consumidores en cada momento.

En condiciones normales de funcionamiento la posición del eje del campo del rotor y el eje del campo resultante (composición del campo del rotor y del de reacción del inducido) de una máquina síncrona forman un ángulo fijo denominado ángulo de potencia o ángulo de par,  $\delta$ . La potencia entregada por el generador es proporcional al seno del ángulo de par.

Como consecuencia de una perturbación se puede producir una variación brusca de la potencia demandada debido por ejemplo a la desconexión de una de las líneas que parten de la central donde se ubica el generador; en esta situación, el rotor se acelerará (o decelerará en otros casos) con respecto del campo magnético resultante que mantiene una velocidad constante ya que la frecuencia del sistema eléctrico prácticamente no varía (la variación de frecuencia sería cero en una red de potencia infinita), con lo que se tendrá un movimiento relativo entre ambos campos y una variación del ángulo de potencia,  $\delta$ .

Por lo tanto, como consecuencia de estas perturbaciones (cortocircuitos, conexión o desconexión de cargas importantes) la velocidad de giro de la máquina síncrona experimentará una desviación respecto de su valor de sincronismo de 50 Hz, y el ángulo de potencia variará.

Una vez pasada la perturbación, (por ejemplo una vez despejada una falta debida a un cortocircuito fugitivo y reenganchada con éxito la línea en defecto), y tras unas oscilaciones en el valor del ángulo de potencia y también en la potencia activa entregada por el generador, la máquina puede recuperar la frecuencia de sincronismo con un nuevo ángulo de potencia. En otros casos será incapaz de volver a una nueva posición estable y perderá definitivamente el sincronismo, en cuyo caso se debe aislar el generador de la red.

Un factor que influye notablemente en la pérdida o no del sincronismo es el tiempo de despeje de las faltas. Además al construirse los generadores cada vez de mayor tamaño, aumenta su reactancia por unidad y disminuye la constante de inercia normalizada,  $H$ , (cociente entre la energía cinética a la velocidad de sincronismo y la potencia nominal del generador). La constante  $H$  varía entre 1 y 10 segundos según el tamaño de la unidad generadora. Estos dos factores combinados reducen el tiempo crítico para despejar y aislar del generador la parte afectada del sistema, antes de que se produzca la pérdida de sincronismo.

En la situación anterior la oscilación de potencia puede evolucionar hacia un nuevo estado estable del sistema eléctrico o por el contrario, producir la pérdida de sincronismo de uno o varios generadores conectados a la red. De esta forma la máquina pasa a funcionar a una velocidad distinta de 50 Hz, con sucesivos deslizamientos del ángulo de carga e incluso ángulos de carga mayores de  $90^\circ$  manteniendo la excitación conectada. Esta situación produce lógicamente fuertes oscilaciones de potencia, tanto activa como reactiva, que afectan negativamente tanto al generador como a la red.

Las consecuencias directas sobre el generador son de tipo mecánico, y se deben a los fuertes pares de freno y aceleración a los que se somete a la máquina. También se ve afectada la estabilidad de la red por las oscilaciones de potencia, además se puede producir una inestabilidad en las tensiones debido a la dificultad en mantenerlas en niveles aceptables tras la perturbación, de forma que se puede producir el colapso de tensiones.

Este tipo de fenómenos puede degenerar en un gran incidente para la red, por lo tanto es necesario disponer de un sistema de protección que detecte la pérdida de estabilidad e inicie las acciones necesarias para minimizar las consecuencias, distinguiendo si las oscilaciones son estables en cuyo caso no tendrá que actuar la protección.

La protección de pérdida de estabilidad se realiza generalmente con relés que miden la impedancia vista desde su punto de instalación haciendo el cociente entre la intensidad y la tensión. El relé es capaz de medir como varía esta impedancia cuando se produce este fenómeno de variación del ángulo de potencia.

Para comprender el funcionamiento de este relé se estudia primero el sistema formado por un generador A y un generador B separados por una línea de transmisión. En realidad el ejemplo es de aplicación general si se considera que el generador B representa un generador equivalente a la red eléctrica a la que se conecta el generador bajo estudio o generador A. El circuito equivalente se representa en la figura 26. Considérese que las impedancias  $Z_A$ ,  $Z_B$ , son prácticamente inductivas, mientras que la impedancia de la línea,  $Z_L$ , tiene componente resistiva y componente inductiva.

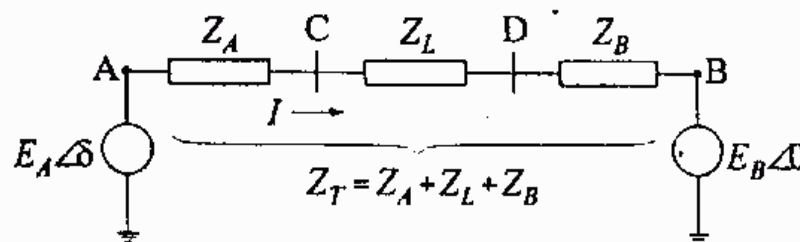


Figura 26. Circuito equivalente de un sistema con dos generadores.

Mediante el diagrama vectorial de la figura 27 se representan las impedancias,  $Z_A$ ,  $Z_B$ ,  $Z_T$ , utilizando unos ejes, R, X. También se representa la posición de los puntos A, C, D y B.

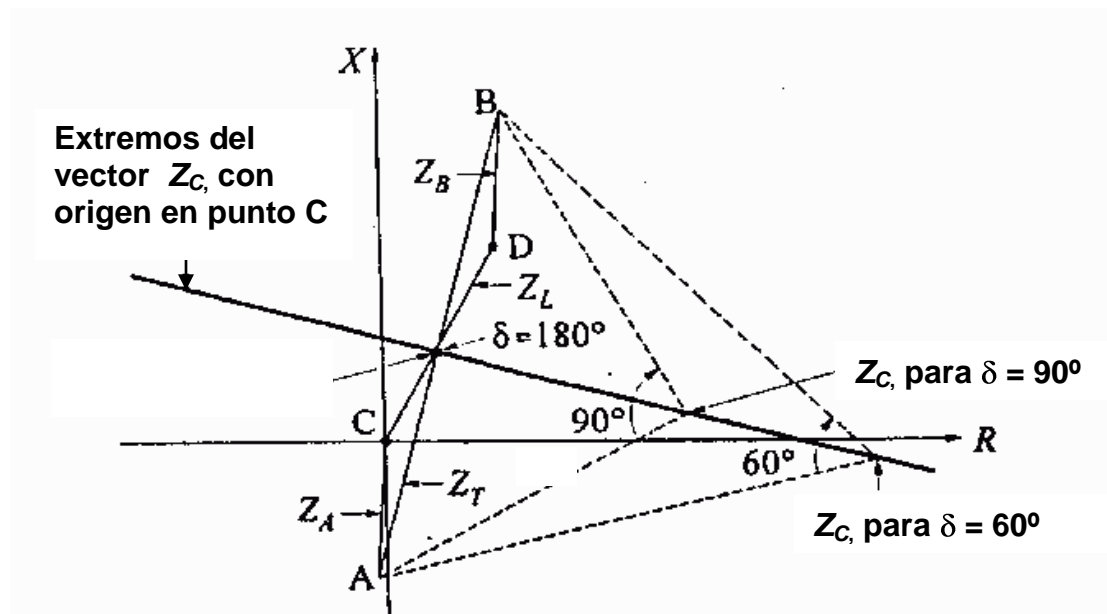


Figura 27. Diagrama vectorial de impedancias, para  $|E_A| = |E_B| = 1$ .

En el punto C se instala el relé de medida de impedancia, de forma que dicha impedancia se calculará como:



$$Z_C = V_C / I = (E_A - Z_A I) / I \quad (5.3)$$

Si se resuelve la ecuación anterior para la condición particular en la que los módulos de  $E_A$ ,  $E_B$  sean iguales entre sí e iguales a la unidad, se tiene que:

$$Z_C = -Z_A + \frac{E_A \angle \delta}{I} = -Z_A + \frac{E_A \angle \delta}{\left( \frac{E_A \angle \delta - E_B \angle 0}{Z_T} \right)} = -Z_A + Z_T \frac{1}{1 \angle 0 - 1 \angle -\delta} \Rightarrow$$

$$Z_C = -Z_A + Z_T \frac{1}{1 - \cos \delta + j \operatorname{sen} \delta} = -Z_A + Z_T \frac{\left( + \cos \delta + j \operatorname{sen} \delta \right)}{\left( - \cos \delta + j \operatorname{sen} \delta \right) \left( + \cos \delta + j \operatorname{sen} \delta \right)} \Rightarrow \operatorname{Re}$$

$$Z_C = -Z_A + Z_T \frac{\left( + \cos \delta + j \operatorname{sen} \delta \right)}{2 j \operatorname{sen} \delta} = -Z_A + Z_T \left[ \frac{1}{2} - j \left( \frac{1 + \cos \delta}{2 \operatorname{sen} \delta} \right) \right]$$

ordenando términos se tiene finalmente que:

$$Z_C = (Z_T / 2 - Z_A) - j (Z_T / 2 \cdot \cotg (\delta / 2)) \quad (5.4)$$

En la figura 27 se representa también el valor de la impedancia,  $Z_C$ , vista por el relé para distintos valores del ángulo  $\delta$ , ( $\delta = 180^\circ$ ,  $\delta = 90^\circ$ , y  $\delta = 60^\circ$ ), obtenidos según (5.4).

En el caso particular de que el ángulo  $\delta = 180^\circ$ , se tendrían los dos generadores A y B en oposición de fase, de forma que el relé ve una impedancia cuyo extremo se encuentra en el punto medio de  $Z_T$ . Dicho de otra manera el relé detecta un cortocircuito trifásico situado en el punto medio de la línea.

La figura 28 también representa gráficamente la posición de la impedancia,  $Z_C$ , en un plano R-X, tomando siempre como origen el punto C donde se instala el relé, cuando los módulos de las tensiones,  $E_A$ , y  $E_B$ , no son iguales.

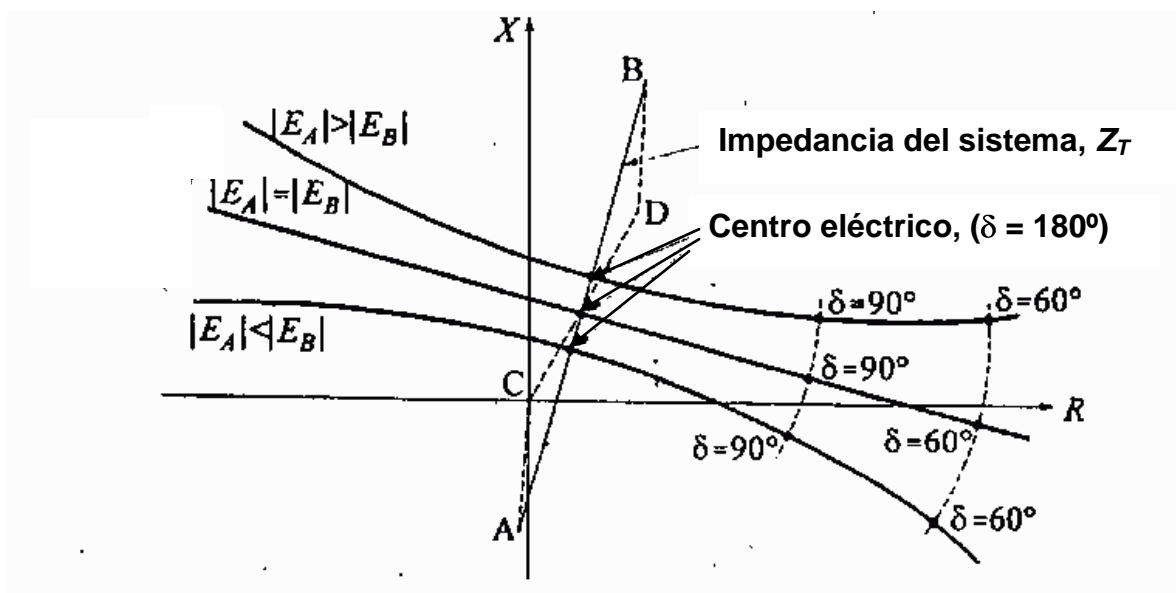


Figura 28. Lugar de la impedancia  $Z_C$  de para diferentes valores de  $|E_A| / |E_B|$ .

En condiciones normales de funcionamiento el ángulo de potencia,  $\delta$ , que representa el desfase entre  $E_A$ ,  $E_B$  tendrá un valor entorno de  $30^\circ$ . Si se producen oscilaciones, el ángulo aumenta considerablemente desplazando el punto de funcionamiento de la máquina a lo largo de una de las tres curvas típicas de la figura 28, según el valor del cociente:  $|E_A|/|E_B|$ . El sentido del desplazamiento dependerá de la frecuencia del generador A respecto de la red equivalente. Si la frecuencia del generador A es mayor que la velocidad del B el desplazamiento será de derecha hacia izquierda, y viceversa.

La característica de actuación de un relé de pérdida de sincronismo se define mediante una zona en forma de lente próxima al segmento AB. Cuando el valor de la impedancia  $Z_C$  atraviese esta zona el valor del ángulo  $\delta$ , alcanzará valores muy elevados que indican que se están produciendo oscilaciones de potencia. En la figura 29 aparecen algunos ejemplos de oscilaciones. Para que el relé actúe, es necesario que la oscilación cruce la característica desde la derecha o la izquierda, y permanezca al menos un cierto tiempo, que es ajustable en cada parte de la lente.

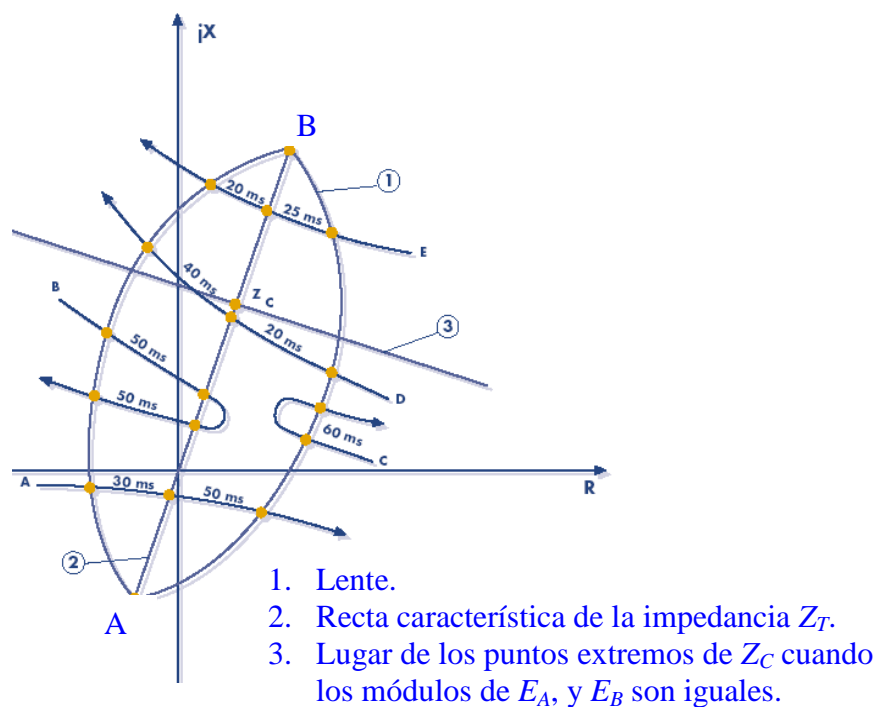


Figura 29. Ejemplo de diversas condiciones de oscilación.

Un tiempo típico de ajuste de permanencia en cada zona o lado de la lente es de 25 ms. Si la impedancia sigue el recorrido A durante la oscilación el relé actuará en la zona izquierda de la lente. Para los recorridos B y C el relé no actúa, ya que el recorrido de la impedancia no cruza completamente la característica de la lente. En el recorrido E el relé actuaría en la segunda zona (a la izquierda de la lente), pero no lo hace ya que el tiempo de permanencia en el lado izquierdo de la lente es inferior a los 25 ms.

La protección de pérdida de sincronismo se puede hacer por supuesto con otras características con forma distinta a la de lente (por ejemplo de doble pantalla), pero basadas también en la medida de impedancia.

### **5.7. Protección contra las variaciones de frecuencia (84) y sobrevelocidad.**

La protección contra las variaciones de frecuencia tienen un uso bastante limitado, ya que estas variaciones sólo se pueden dar en ciertos casos especiales, como cuando existen generadores aislados o durante desconexión brusca de cargas importantes, por ejemplo en caso de una parada de emergencia en la que no ha dado tiempo de bajar la carga.

La protección de sobrefrecuencia del generador es distinta de la protección de sobrevelocidad, que puede ser de funcionamiento mecánico o eléctrico. La primera actúa en un rango muy estrecho de variación de la frecuencia, por ejemplo por encima de 51 Hz, y también puede actuar en caso de mínima frecuencia, (entre 47 y 49 Hz), para la protección de la turbina en caso de caída de la frecuencia. La segunda es una protección típica de la turbina, y actúa en caso de embalamiento de la máquina (pero para frecuencias superiores a 65 ó 70 Hz), es decir, cuando se alcanzan valores próximos a la velocidad crítica o algo inferiores, mantenidas en el tiempo, como consecuencia de no haber cerrado en su momento las válvulas o inyectores de alimentación de la turbina.

El funcionamiento de la protección contra variaciones de la frecuencia se basa en la medida de la frecuencia de la tensión en bornes del arrollamiento estático del alternador por medio de un transformador de medida de tensión.

El funcionamiento de una protección de sobrevelocidad se basa en un sistema de medida de la velocidad que por encima de la velocidad de consigna da la orden de cierre al distribuidor. El sistema puede ser centrífugo montado en un alternador piloto, o bien óptico y montado sobre el eje de la máquina.

### **5.8. Protección contra el fallo del interruptor de línea (50 BF).**

Cuando actúan las protecciones del generador tanto por faltas dentro o fuera de la zona de generación resulta imprescindible desconectar el grupo de la red mediante un interruptor que en ocasiones puede fallar. El fallo del interruptor principal de línea o de grupo (52, 52G en la figura 1) se produce cuando recibida la orden de apertura y transcurrido su tiempo normal de apertura, una o varias de sus fases continúan cerradas.

La forma de comprobar que no se ha producido un fallo en la apertura del interruptor es verificar si se satisfacen simultáneamente las siguientes condiciones.

- a) El interruptor ha abierto sus polos mecánicamente de modo completo, lo cual se verifica mediante contactos auxiliares que son solidarios mecánicamente a la posición del eje principal del interruptor.
- b) Se ha producido la extinción del arco, lo cual se verifica comprobando que la corriente que circula por el circuito principal de alta tensión es nula.

Si el relé de protección ha ordenado el disparo del interruptor, pero cualquiera de las dos condiciones anteriores no se cumplen, debido a un fallo del propio interruptor, es necesario provocar el disparo de otros interruptores de respaldo que sustituyan al dispositivo de corte averiado.

Dependiendo de la configuración existente a la salida del grupo, estos interruptores de respaldo pueden estar ubicados en la misma instalación que el interruptor que falla, o puede ser necesario telemandar el disparo de otros interruptores en instalaciones alejadas.

La figura 30 muestra un ejemplo de esta última situación en un configuración con interruptores en anillo. Cuando existe una falta en el G1 deberán abrir los interruptores 1 y 2. Si falla la apertura de uno de ellos, por ejemplo el 1, deberá abrir el interruptor 3, y además se deberá transferir el disparo también al interruptor 5. Para mantener la estabilidad, se debe intentar que la protección actúe con un tiempo lo menor posible, pero sin comprometer el tiempo necesario para efectuar la apertura del interruptor en ausencia de fallo.

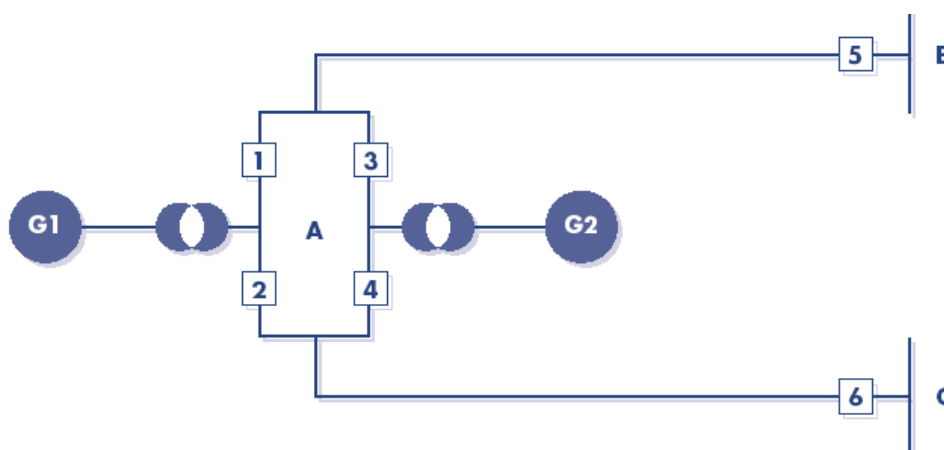


Figura 30. Configuración de interruptores en anillo.

En la figura 31 se representa el diagrama funcional de la protección por fallo del interruptor. Cuando alguno de los relés de protección del grupo detectan una falta o en general una condición de funcionamiento anormal transmiten un orden de disparo al interruptor de línea o de grupo a la vez que se inicia la temporización de fallo del interruptor. Si el interruptor no abre transcurrido el tiempo seleccionado en la temporización se dará la orden de disparo a los interruptores de respaldo necesarios que permitan desconectar al generador del sistema.

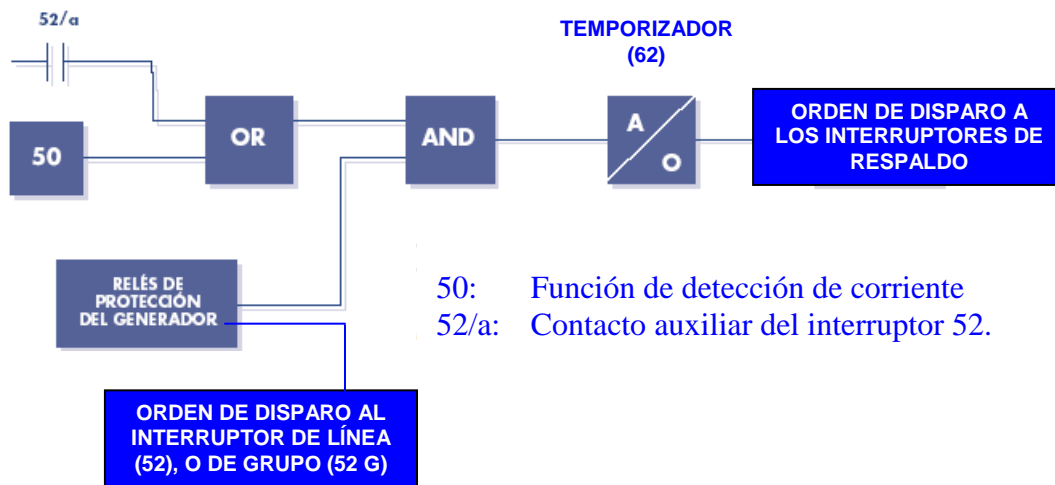


Figura 31. Esquema de fallo de un interruptor y actuación de la protección.

En la figura anterior se observa que para que actúe la protección debe existir primero una orden de apertura del interruptor emitida por un relé de protección, o por una orden de mando. Simultáneamente debe detectarse o bien un cierto paso de corriente (función 50), o bien que el interruptor sigue cerrado (lo que se detecta con un contacto auxiliar, 52/a).

## **CAPÍTULO 4:**

# **Estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia.**

---

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura “Centrales Eléctricas” (524137) como material docente de estudio

## 1. INTRODUCCIÓN.

Un sistema eléctrico de potencia se puede considerar estable cuando ante diferentes tipos de perturbaciones es capaz de mantener controladas las tensiones en los nudos (estabilidad en tensión), y los generadores en sincronismo. Los generadores están en sincronismo cuando giran a unas vueltas por segundo igual a la frecuencia eléctrica del sistema de potencia dividida por el número de pares de polos de cada generador.

Las perturbaciones más frecuentes en un sistema eléctrico de potencia son la apertura de una línea, la pérdida de una cierta capacidad de generación o transporte como consecuencia de un cortocircuito o avería en una instalación eléctrica (central, subestación o transformador), o la desconexión de una carga importante. Tras cualquier perturbación se producen variaciones de las tensiones en los nudos del sistema y variaciones del ángulo del rotor,  $\delta$ , en los generadores, de forma que sólo serán capaces de recuperar la frecuencia de sincronismo variando el ángulo de funcionamiento, y siempre que las excursiones o desplazamientos del ángulo no resulten demasiado grandes.

La pérdida de estabilidad del sistema debida a la variación de los valores de la tensión en ciertos nudos se denomina colapso de tensión, mientras que el término de estabilidad se refiere generalmente a la capacidad del sistema para mantener los generadores en sincronismo, es decir, girando a la velocidad marcada por la frecuencia eléctrica del sistema de potencia.

Según la escala temporal un estudio de estabilidad se puede abordar desde tres puntos de vista: estabilidad estática, transitoria o dinámica.

- La estabilidad estática representa la capacidad de un generador o sistema para hacer frente a variaciones de carga que se producen lentamente. En este caso no existe una perturbación importante sino una variación lenta de la potencia demandada debida a la conexión o desconexión progresiva de varios receptores.
- La estabilidad transitoria conocida también simplemente como estabilidad, representa la capacidad del sistema para hacer frente a perturbaciones, con un horizonte de estudio aproximado de un segundo después de la perturbación. En estos casos se considera que la tensión interna del generador y la potencia mecánica que lo acciona permanecen constantes ya que los sistemas de excitación del generador y de regulación de la turbina no son lo bastante rápidos para actuar.
- La estabilidad dinámica se refiere también a la respuesta del sistema frente a una perturbación, pero con un horizonte de estudio mayor de un segundo, de forma que se tienen en cuenta tanto la variación de la potencia mecánica, mediante la actuación del sistema de regulación de la turbina que abre o cierra la entrada de vapor, como la variación de la excitación del generador para la regulación de la tensión.

Estabilidad estática.

La potencia activa trifásica que puede entregar un generador en régimen permanente sigue la siguiente expresión tal y como se calculó en el tema dedicado al generador síncrono.

$$P = \frac{U E}{X_s} \text{sen} \delta \quad (1.1)$$

donde:

- $E$  tensión entre fases en vacío de la máquina o fuerza electromotriz interna. Durante el régimen transitorio tras una perturbación se utiliza el valor de  $E'$ , que se puede considerar en la práctica muy parecido al valor de  $E$ .
- $U$  tensión entre fases en bornes de la máquina.
- $X_s$  reactancia síncrona del generador. En la fórmula 1.1 y durante el régimen transitorio tras una perturbación (por ejemplo un cortocircuito) se utiliza la reactancia transitoria,  $X'_d$  que es menor que  $X_s$ .
- $\delta$  ángulo entre  $E$ ,  $U$ . Se suele tomar como origen de ángulos el vector  $U$ .

Si la carga demandada al generador aumenta de forma progresiva, actúa el sistema de regulación de potencia de la turbina para aumentar la potencia activa que mueve al generador. Como consecuencia, y teniendo en cuenta que la excitación del generador permanece constante para mantener la tensión en los nudos, el ángulo interno de la máquina aumentaría también progresivamente hasta llegar a un valor de  $90^\circ$ , que es el límite de estabilidad estático de la máquina. Si una vez alcanzados los  $90^\circ$ , sigue aumentando la carga demandada el sistema se vuelve inestable ya que la potencia que entrega el generador no sólo no aumenta sino que disminuye. Justo en el límite estático la potencia activa entregada por la máquina alcanza el valor máximo:

$$P = \frac{U E}{X_s} \quad (1.2)$$

## 2. ESTABILIDAD TRANSITORIA.

Para explicar el concepto y las expresiones aplicables en estabilidad transitoria se utilizará un ejemplo simple en el que una máquina síncrona suministra energía a un sistema eléctrico o nudo de potencia infinita, y por tanto de tensión y frecuencia constantes. El valor de la tensión en el nudo de potencia infinita será  $E_B$ , y dicho nudo de tensión se considerará el origen de ángulos.

El generador se conecta al nudo de tensión  $E_B$  a través de un transformador elevador de reactancia de cortocircuito,  $X_t$ , y dos líneas de transporte en paralelo de inductancias,  $X_1$ ,  $X_2$ , que serán iguales o en general muy parecidas. La tensión interna del generador durante el régimen transitorio será igual a la que existía antes de la perturbación y se denotará como  $E'$ , la reactancia transitoria del generador se denominará  $X'_d$ . El ángulo  $\delta$  representa el adelanto del vector  $E'$  respecto del vector  $E_B$ .



Para facilitar el análisis se despreciarán las pérdidas en el sistema de transporte y generación, el efecto de la saturación del circuito magnético del generador y el de los polos salientes. Durante el tiempo que dura la perturbación (por ejemplo un cortocircuito) la excitación de la máquina permanece constante, sin embargo, la velocidad del generador se desviará de su velocidad de sincronismo y el ángulo  $\delta$  variará siguiendo el modelo definido por la ecuación de oscilación del generador que se estudia a continuación. En la figura 2.1 se representa el esquema unifilar del sistema, así como el esquema eléctrico equivalente simplificado.

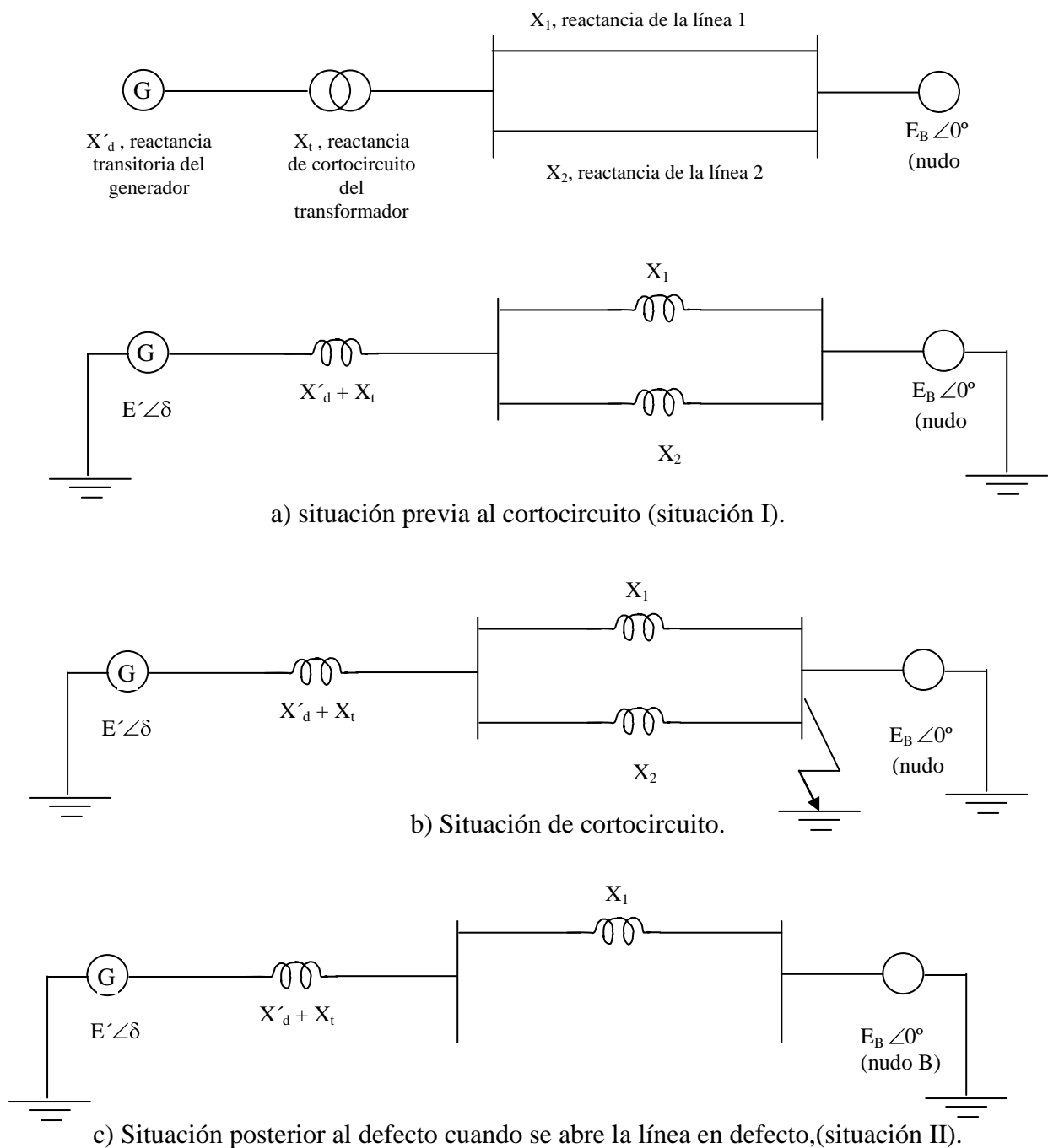


Figura 2.1. Esquema equivalente de una máquina conectada a una red de potencia infinita mediante dos líneas en paralelo.

Rev. 6. febrero de 2011.

Este documento no es público ni de libre distribución. Sólo puede ser utilizado por los alumnos de la UNED de la asignatura "Centrales Eléctricas" (524137) como material docente de estudio

Se calcula la reactancia equivalente del circuito en el régimen previo a la perturbación,  $X_{T,I}$ , como:

$$X_{T,I} = X'_d + X_t + \frac{X_1 X_2}{(X_1 + X_2)} \quad (2.1)$$

También se puede calcular la potencia eléctrica entregada por el generador en la situación previa a la perturbación o situación I, como:

$$P_I = \frac{E'E_B}{X_{T,I}} \text{sen} \delta = P_{máx,I} \text{sen} \delta \quad (2.2)$$

En la situación previa a la perturbación el punto de funcionamiento de la máquina corresponderá a un ángulo  $\delta$  determinado, tal que se iguale la potencia eléctrica del generador con la potencia mecánica de la turbina que lo mueve ( $P_m$ ). A dicho ángulo le llamaremos  $\delta_I$  (véase figura 2.1)

Como consecuencia de un cortocircuito en el extremo de la línea 2 las protecciones dan el orden a los interruptores automáticos de dejar abierta esta línea. La inductancia total equivalente una vez despejado el defecto tomará otro valor, lógicamente mayor:

$$X_{T,II} = X'_d + X_t + X_1 \quad (2.3)$$

Por tanto, en esta nueva situación (II), la máxima potencia eléctrica que podrá entregar el generador que será inferior seguirá la expresión siguiente:

$$P_{II} = \frac{E'E_B}{X_{T,II}} \text{sen} \delta = P_{máx,II} \text{sen} \delta \quad (2.4)$$

Como la potencia mecánica de la turbina se mantiene constante, el punto de funcionamiento de la máquina pasará, una vez transcurrido el transitorio y siempre que el sistema permanezca estable, a un ángulo mayor ( $\delta_{II}$  según figura 2.2).

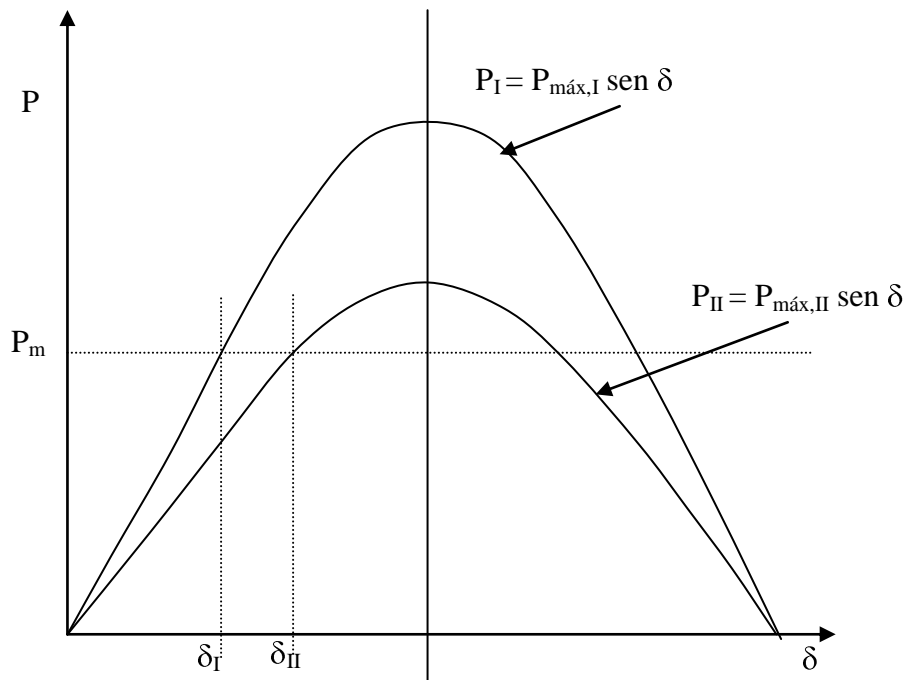


Figura 2.2. Relación de potencia-ángulo en régimen normal (I) y en régimen posterior a la perturbación (II).

Para conocer como varía el ángulo  $\delta$  durante este transitorio y comprobar si el sistema es o no estable, es necesario estudiar a la ecuación de oscilación de la máquina que se deduce a continuación.

### 2.1. Ecuación de la oscilación de una máquina síncrona.

Durante cualquier fenómeno transitorio el par de aceleración de la máquina en su conjunto (turbina más generador) es igual al par motor mecánico de la turbina menos el par electromagnético o de frenado (supónganse medidos ambos pares en unidades de N.m), es decir:

$$M_a = M_m - M_e \quad (2.5)$$

En régimen permanente  $M_m = M_e$ , es decir, el par de aceleración será nulo, y el rotor gira a una velocidad constante que es la velocidad de sincronismo. Si el par de aceleración es positivo la velocidad del rotor aumentará y si el par de aceleración es negativo disminuirá. La variación de la velocidad de giro de la máquina dependerá de su momento de inercia, según la expresión siguiente:

$$M_a = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.6)$$

donde:

$J$  Momento de inercia combinado de la máquina (generador y turbina) en  $\text{kg.m}^2$ .  
 $\omega_m$  velocidad angular mecánica del rotor, siendo su valor de sincronismo  $\omega_{0m}$ .

La ecuación 2.5 se puede transformar en otra equivalente empleando la constante de inercia normalizada de la máquina,  $H$ , que se define como:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{0m}^2}{S_N} \quad (2.7)$$

donde:

$H$  constante de inercia normalizada de la máquina en segundos.  
 $\omega_{0m}$  velocidad angular mecánica de sincronismo del rotor (rad/s)  
 $S_N$  potencia trifásica nominal del generador (VA).

En la tabla siguiente se muestran valores típicos de la constante de inercia normalizada en función del tipo de máquina:

Tipo de grupo turbina- generador	$H$ (segundos)
Grupo turbina-generador de 2 polos (3000 rpm)	2,5 a 6
Grupo turbina-generador de 4 polos (1500 rpm)	4 a 10
Hidrogenerador	2 a 4

Tabla 2.1 Constantes de inercia normalizadas de la máquina,  $H$ (s).

Las expresiones 2.6 y 2.7 anteriores se pueden combinar y transformar en las siguientes:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_N \Rightarrow$$

$$M_a = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_N \frac{d\omega_m}{dt} \Rightarrow$$

$$2H \frac{d}{dt} \left( \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{M_a}{S_N}$$

Si se define momentos y velocidades angulares en valores por unidad con las bases siguientes:

$$M_{base} = \frac{S_N}{\omega_0} \Rightarrow M_{a(pu)} = \frac{M_a}{M_{base}}$$

$$\omega_{pu} = \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{p}{\omega_0}$$

Se puede transformar la expresión anterior en la siguiente:

$$2H \frac{d}{dt} \overset{\curvearrowright}{\omega}_{pu} \overset{\curvearrowright}{=} M_{a(pu)} \quad (2.8)$$

donde:

- $\omega$  velocidad angular eléctrica del rotor en rad/s
- $\omega_0$  velocidad angular eléctrica inicial del rotor en rad/s
- $\omega_{(pu)}$  velocidad angular eléctrica del rotor en por unidad
- $p$  número de pares de polos.

Por otra parte, si se denomina  $\delta$  la posición angular del rotor en radianes eléctricos respecto de un eje de referencia que gira a la velocidad de sincronismo y  $\delta_0$  es su posición en un tiempo  $t = 0$ , se tiene que:

$$\delta = \overset{\curvearrowright}{\omega} - \omega_0 \overset{\curvearrowright}{t} + \delta_0 \Rightarrow$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt}$$

Como por otra parte:

$$\omega = \omega_0 \cdot \omega_{pu} \Rightarrow$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \omega_0 \frac{d\omega_{pu}}{dt}$$

Por lo tanto:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \omega_0 \frac{d\omega_{pu}}{dt} \Rightarrow \frac{d\omega_{pu}}{dt} = \frac{1}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

Sustituyendo esta última expresión en 2.8 se tiene que:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = M_{a(pu)} = M_{m(pu)} - M_{e(pu)} \quad (2.9)$$

En esta expresión anterior no se han incluido los efectos de rozamiento mecánico o de los devanados amortiguadores y de excitación que en conjunto originan un par de amortiguación proporcional a la velocidad y que se opondría al par de aceleración. En realidad estos efectos de fricción son los que hacen que si el sistema es estable alcance un nuevo régimen permanente después de la perturbación. Teniendo en cuenta dicho amortiguamiento se tendría que:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = M_{a(pu)} - \frac{k_D}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} = M_{m(pu)} - M_{e(pu)} - \frac{k_D}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt}$$

De no existir amortiguamiento el sistema seguiría oscilando continuamente. No obstante como para realizar el estudio de estabilidad transitoria es suficiente con estudiar hasta la primera oscilación (un tiempo del orden de 1 segundo) y se puede prescindir del efecto del amortiguamiento posterior, sin por ello perder generalidad en el estudio del transitorio.

Por otra parte, durante la perturbación, la oscilación del ángulo  $\delta$ , se superpone a la velocidad de sincronismo  $\omega_0$ . No obstante, como la variación de la velocidad ( $\Delta\omega = d\delta/dt$ ) es mucho más pequeña que la velocidad inicial  $\omega_0$ , se puede considerar que la velocidad permanece prácticamente constante e igual a  $\omega_0$ . En consecuencia, en valores por unidad, el momento mecánico y el electromagnético son prácticamente iguales a las potencias mecánica y eléctrica respectivamente (recuérdese que la potencia es igual al par multiplicado por la velocidad angular). Con tal simplificación se tiene que la ecuación de la oscilación se puede escribir finalmente como:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{m(pu)} - P_{e(pu)} \quad (2.10)$$

La resolución de esta ecuación diferencial de segundo orden en delta ( $\delta$ ) no es inmediata ya que es una ecuación no lineal debido a que  $P_{e(pu)}$  es también una función no lineal del ángulo delta (como evidencian las expresiones 2.2. y 2.4). Para la resolución de esta ecuación en caso de un único generador conectado a un nudo de potencia infinita se utiliza el criterio de igualdad de áreas. Para analizar sistemas de potencia de mayor extensión es necesario utilizar métodos de integración numérica.

Por simplicidad y en lo sucesivo la fórmula 2.10 se reescribirá de la forma siguiente eliminando los subíndices de por unidad (pu) de las potencias mecánica y eléctrica:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.11)$$

## 2.2. Variación del ángulo del generador frente a una variación tipo escalón en la potencia mecánica.

Supóngase que en el sistema de la figura 2.1 partiendo del régimen permanente se produce una variación con forma de escalón de la potencia mecánica que mueve el generador de manera que se pasa de un valor  $P_{m0}$  a otro mayor  $P_{m1}$ .

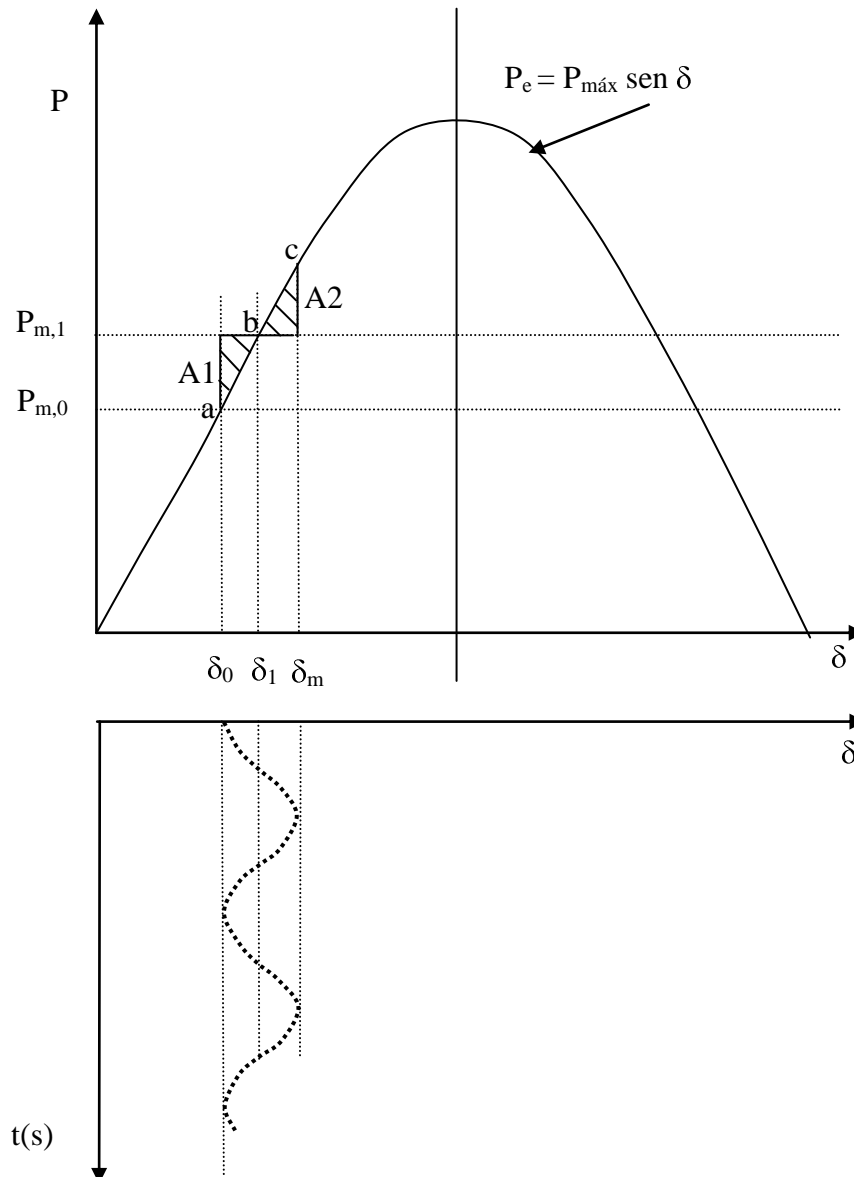


Figura 2.3. Respuesta del generador ante un cambio en escalón de la potencia mecánica de entrada.

El ángulo de funcionamiento del generador cambiará de un valor  $\delta_0$  a otro  $\delta_1$ , correspondiente al nuevo punto de equilibrio  $\underline{b}$ , en el cual se cumpla que  $P_e = P_{m1}$ . Sin embargo, debido a la inercia del rotor este cambio no puede ser instantáneo sino que se realiza tras una oscilación previa que se amortigua progresivamente (ver figura 2.3).

Al producirse el aumento en escalón de la potencia mecánica ésta será mayor que la potencia eléctrica, lo que acelerará la máquina hasta un nuevo punto de equilibrio (punto b) de la curva  $P_e-\delta$  definida por la ecuación de oscilación. Al aproximarse la máquina al punto b el par de aceleración se ha reducido hasta hacerse nulo en b, pero en ese instante, la velocidad del rotor será mayor que la de sincronismo fijada por el nudo de potencia infinita al que está conectado el generador, por lo tanto, el ángulo del rotor continuará creciendo. Por otra parte, para valores de  $\delta$  mayores de  $\delta_l$  la potencia eléctrica es mayor que la mecánica y por lo tanto el rotor se va frenando. Por efecto de este frenado para un valor determinado del ángulo,  $\delta_m$ , el rotor recobrará su velocidad de sincronismo,  $\omega_0$ , siendo entonces la potencia eléctrica mayor que la potencia mecánica  $P_m$ .

Por lo tanto, el rotor continuará con su frenado y su velocidad disminuirá hasta caer por debajo de la velocidad de sincronismo, de forma que su punto de funcionamiento recorrerá de nuevo la curva  $P_e-\delta$  ahora en sentido descendente partiendo del punto c, pasando por b para llegar al punto a.

El ángulo del rotor oscilaría indefinidamente alrededor del nuevo punto de equilibrio (ángulo  $\delta_l$  y punto b) con una amplitud constante tal y como se muestra en la figura 2.3. Teniendo en cuenta el amortiguamiento debido a varios efectos como el rozamiento mecánico o la existencia de los devanados amortiguadores y de excitación, la amplitud de las oscilaciones sería cada vez menor hasta alcanzar el equilibrio para el ángulo  $\delta_l$ .

### 2.3. Criterio de igualdad de áreas.

Para determinar si ante una contingencia el ángulo del rotor,  $\delta$ , aumenta indefinidamente u oscila alrededor de una posición de equilibrio se puede resolver la ecuación no lineal de segundo orden 2.11 para el caso de un generador conectado a un nudo de potencia infinita mediante el método gráfico de igualdad de áreas que resulta muy didáctico por su simplicidad.

Se parte de la ecuación 2.11, y se multiplican ambos miembros por  $d\delta/dt$

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt}$$

reordenando:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \frac{\omega_0}{H} \frac{d\delta}{dt} \Rightarrow$$

$$\frac{d}{dt} \left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = P_m - P_e \frac{\omega_0}{H} \frac{d\delta}{dt}$$



Integrando en el tiempo se obtiene que:

$$\left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0}{H} \int (P_m - P_e) d\delta \quad (2.12)$$

Antes de que se produzca el transitorio o perturbación la variación del ángulo  $\delta$  es nula, es decir:

$$\left[ \frac{d\delta}{dt} \right]_{\delta=\delta_0} = 0$$

Después de la perturbación el sistema será estable si el ángulo  $\delta$  alcanza rápidamente (en menos de 1 segundo) un valor máximo ( $\delta_m$ ) para disminuir a continuación.

En el instante en que el ángulo alcance su máximo valor la pendiente de la curva de variación del ángulo será nula, por tanto:

$$\left[ \frac{d\delta}{dt} \right]_{\delta=\delta_m} = 0$$

Por lo tanto partiendo de 2.12 la condición de estabilidad se puede definir como:

$$\left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 \Big|_{\delta=\delta_0}^{\delta=\delta_m} = 0 = \frac{\omega_0}{H} \int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta$$

Es decir que para que el sistema sea estable el área de la curva ( $P_m - P_e$ ) representada en función del ángulo  $\delta$ , debe ser cero:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.13)$$

Si se separa el área positiva o de aceleración (cuando  $P_m > P_e$ ), del área negativa o de deceleración (cuando  $P_m < P_e$ ) se llega al criterio de igualdad de áreas:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0$$

O bien:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta \quad (2.14)$$

Es decir que la energía cinética ganada por el generador durante su aceleración (hasta llegar al ángulo  $\delta_1$ ) es igual a la energía cinética perdida por el generador durante su frenado.

El ángulo  $\delta_1$  representa el ángulo del rotor en el instante en que tras una perturbación se reconfigura el sistema, por ejemplo se abren interruptores para aislar la línea en defecto, con lo que la potencia activa entregada por el generador ( $P_e$ ) que generalmente ha sido pequeña o incluso nula durante la perturbación o cortocircuito, pasa bruscamente a ser mayor que la mecánica y el generador empieza a frenarse. El mayor valor del ángulo  $\delta_1$  que satisface la condición de estabilidad se denomina ángulo crítico, y el tiempo de actuación de las protecciones en caso de cortocircuito o el tiempo de reconexión de una línea en defecto que conduce a obtener dicho valor de ángulo se denomina tiempo crítico. Si las protecciones tardan en actuar un tiempo superior al crítico el área de aceleración es tan grande que no es posible conseguir un área de deceleración igual a la de aceleración y el sistema se vuelve inestable.

Los ejemplos siguientes ilustran la aplicación del criterio de igualdad de áreas, así como el cálculo del ángulo crítico y del tiempo crítico de actuación de las protecciones. Para otros tipos de faltas o configuraciones del sistema no es tan sencillo el determinar el tiempo crítico y es necesario recurrir a una resolución numérica de la ecuación de la oscilación.

Ejemplo 1.

Un grupo generador de 50 Hz y  $H = 5$  segundos, se conecta a través de un transformador de impedancia,  $X_t = j0,1$  pu y de una línea de impedancia  $X_L = j0,3$  a un nudo de potencia infinita de tensión  $U=1$  pu que consume una potencia activa de 0,8 pu con un factor de potencia 0,7 inductivo. La reactancia transitoria del generador es  $X'_d = j 0,25$  pu.

En un instante determinado,  $t=0$ , se produce un cortocircuito trifásico a tierra debido a la caída de unas ramas de árbol sobre la línea. Las protecciones actúan de forma instantánea disparando la línea, de forma que el cortocircuito ha desaparecido cuando transcurrido el tiempo necesario para el reenganche o reconexión se vuelven a cerrar los interruptores que ponen en servicio la línea. Calcular el ángulo crítico del rotor y el tiempo crítico de reconexión que garantizan la estabilidad transitoria del sistema.

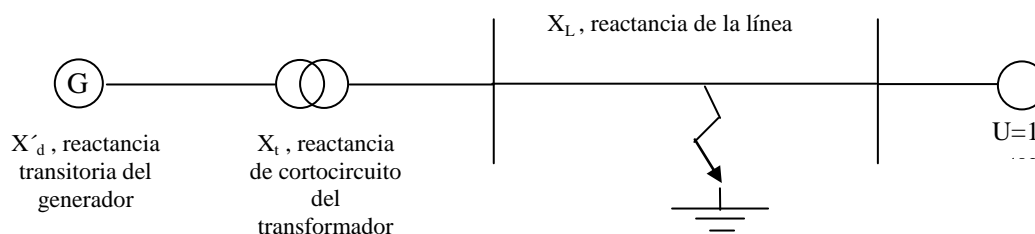


Figura 2.4. Esquema unifilar equivalente ejemplo 1.

Se calcula en primer lugar la potencia activa que en régimen permanente sería capaz de entregar el generador en función del ángulo del rotor, manteniendo la excitación constante. La potencia activa entregada por el generador al nudo de potencia infinita en función del ángulo del rotor sigue la siguiente expresión:

$$P = \frac{E.U}{X} \text{sen} \delta$$

Teniendo en cuenta que:

$$U=1 \text{ pu} \angle 0^\circ$$

$$X = X'_d + X_t + X_L = j 0,65$$

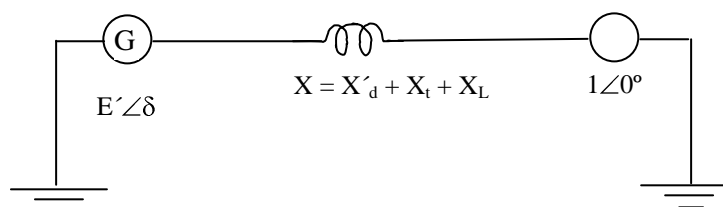


Figura 2.5. Esquema unifilar equivalente ejemplo 1 en régimen permanente.

Se debe determinar la fuerza electromotriz interna de la máquina. Su valor permanecerá constante, ya que la excitación permanece constante. Para ello se parte del dato de la potencia activa y reactiva consumida por la carga en el nudo de potencia infinita.

$$P = 0,8 \text{ pu}$$

$$\text{Factor de potencia} = 0,7 \text{ inductivo} \Rightarrow Q = P \operatorname{tg} \varphi = 0,8 \operatorname{tg} \arccos(0,7) = 0,816 \text{ pu}$$

Teniendo en cuenta la expresión de la potencia aparente compleja, y que  $U = 1 \text{ pu}$ :

$$S = U \cdot I^*$$

$$S = (P + jQ) = (0,8 + j 0,816) \text{ pu}$$

$$S = U \cdot I^* = I^* = 0,8 + j 0,816 \Rightarrow I = (0,8 - j 0,816) \text{ pu}$$

Por otra parte la fuerza electromotriz interna de la máquina se calcula teniendo en cuenta el valor de la reactancia serie total.

$$E = U + j X \cdot I = 1 + j 0,65 (0,8 - j 0,816) = 1,53 + j 0,52.$$

Por lo tanto el módulo de la tensión interna del generador será:  $E = 1,616 \text{ pu}$

Sustituyendo todos los valores conocidos en la expresión de la potencia activa suministrada por el generador al nudo de potencia infinita se tiene:

$$P = (2,487 \operatorname{sen} \delta) \text{ pu}$$

A continuación se calcularán el ángulo crítico del rotor y el tiempo crítico de reconexión.

Como paso previo se calcula el ángulo inicial del rotor antes de la falta:

$$P = (2,487 \operatorname{sen} \delta) \text{ pu} = 0,8 \text{ pu} \Rightarrow \delta_0 = 18,77^\circ = 0,328 \text{ radianes}$$

El ángulo crítico del rotor se calcula aplicando el criterio de igualdad y teniendo en cuenta que durante la falta y hasta la reconexión de la línea la potencia generada es cero ya que el cortocircuito es trifásico y existe una única línea de transmisión cuya tensión es nula en el punto del cortocircuito.

La potencia mecánica permanece constante e igual a la potencia mecánica inicial de valor 0,8 pu. Por tanto la igualdad de áreas según la expresión 2.14, será:

$$A1 = \text{Área de aceleración} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{crítico}}} (P_m - P_e) d\delta = (0,8 - 0) \cdot (\delta_{\text{crítico}} - \delta_0) = 0,8 \cdot (\delta_{\text{crítico}} - \delta_0)$$

$$A2 = \text{Área de deceleración} = \int_{\delta_{\text{crítico}}}^{\pi - \delta_0} (P_e - P_m) d\delta = \int_{\delta_{\text{crítico}}}^{\pi - \delta_0} (2,487 \operatorname{sen} \delta - 0,8) d\delta$$

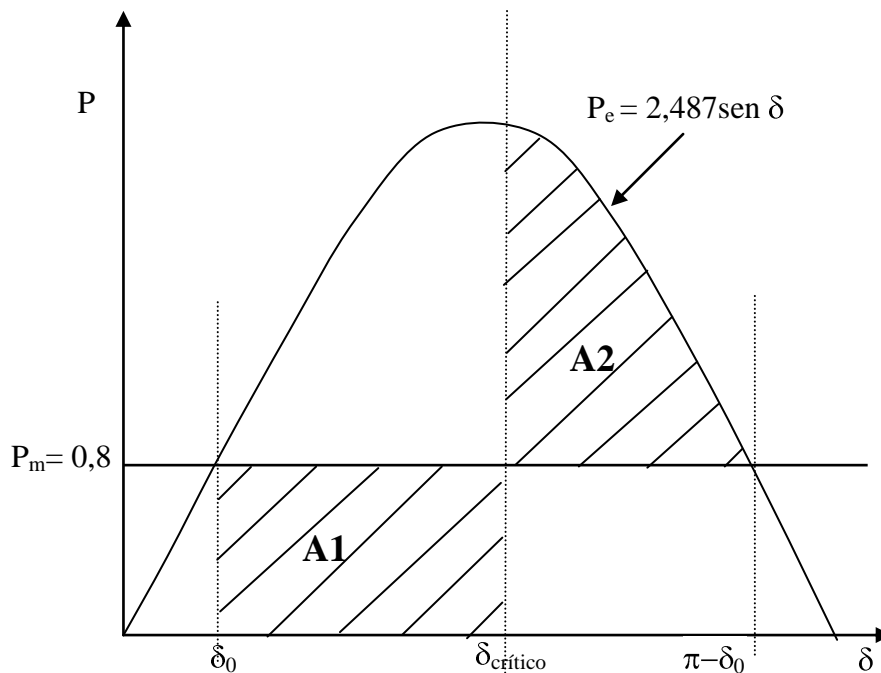


Figura 2.6. Representación de las áreas de aceleración (A1) y de deceleración (A2) según el criterio de igualdad de áreas.

Igualando ambas áreas, integrando y sustituyendo se obtiene que:

$$0,8 (\delta_{\text{crítico}} - 0,328) = 2,487 [\cos \delta_{\text{crítico}} - \cos(\pi - 0,328)] + 0,8 [\delta_{\text{crítico}} - (\pi - 0,328)]$$

Si se resuelve la ecuación se obtiene que:

$$\delta_{\text{crítico}} = 1,718 \text{ radianes}$$

El lector puede observar como para valores del ángulo mayores de  $\pi - \delta_0$  ya no es posible integrar más área de deceleración (A2), ya que la potencia mecánica resulta mayor que la potencia eléctrica activa entregada por el generador.

Para calcular el tiempo crítico hay que considerar que cuando la línea está desconectada, la potencia eléctrica se reduce a cero y la potencia mecánica permanece constante (0,8 pu), por lo tanto la ecuación de la oscilación durante este tiempo será:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t)$$

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{m,0}$$

Cuya solución se obtiene simplemente integrando:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} = P_{m,0} \cdot t + C$$

Como la derivada del ángulo del rotor es nula para  $t=0$  (instante de inicio de la falta), se tiene que  $C=0$ . Integrando de nuevo se obtiene que:

$$\frac{2H}{\omega_0} \delta = P_{m,0} \cdot \frac{t^2}{2} + C'$$

Por otra parte para  $t=0$ , el ángulo del rotor tomará el valor  $\delta_0$ , por tanto:

$$\delta = \frac{\omega_0}{4H} P_{m,0} t^2 + \delta_0$$

Como caso particular de la ecuación anterior, si se conoce el ángulo del rotor crítico, se puede calcular el tiempo crítico de reconexión que garantiza la estabilidad transitoria del sistema, es decir:

$$\delta_{crítico} = \frac{\omega_0}{4H} P_{m,0} t_{crítico}^2 + \delta_0$$

Despejando se obtiene:

$$t_{crítico} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{crítico} - \delta_0)}{\omega_0 P_{m,0}}}$$

Sustituyendo los valores conocidos se tiene que:

$$t_{crítico} = 0,332 \text{ segundos.}$$

El tiempo crítico de reconexión engloba, contando desde el instante  $t=0$  en que se produce el cortocircuito, tanto lo que tardan las protecciones en abrir la línea en defecto, como el tiempo que permanece abierta la línea hasta que al cerrar los interruptores se restablece de nuevo el servicio. El reenganche de la línea se produce con éxito gracias a que en las líneas aéreas son muy frecuentes los defectos fugitivos (caída de una rama de árbol sobre la línea que se carboniza por la propia circulación de corriente).

Ejemplo 2.

El generador de la figura 2.7 entrega una potencia activa de 1,0 pu a un nudo de potencia infinita  $U_0=1$ pu, con una tensión en terminales del generador  $U_a=1$ pu.

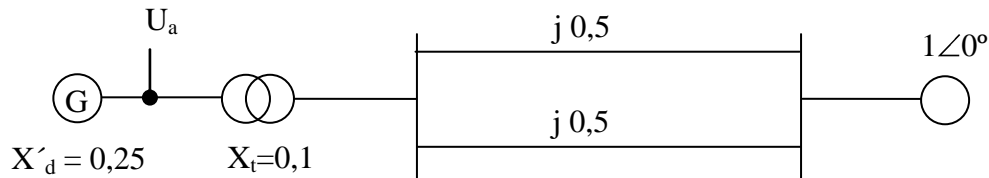


Figura 2.7. Generador conectado mediante dos líneas en paralelo a un nudo de potencia infinita.

Calcular en primer lugar la tensión interna del generador. En un instante  $t=0$ , se produce un cortocircuito trifásico en el punto medio de una de las dos líneas, y al cabo de un tiempo actúan las protecciones dejando fuera de servicio sólo la línea en defecto. Calcular la potencia máxima que puede suministrar el generador tanto durante la falta como una vez despejada mediante la apertura de la línea en defecto. Calcular también el ángulo crítico de despeje, o ángulo máximo para el que los interruptores situados en los extremos de la línea en defecto pueden disparar con objeto de que se mantenga el sincronismo.

Solución:

Si se denomina como  $U_0$  a la tensión en el nudo de potencia infinita, y  $U_a$  a la tensión en bornes del generador, siendo  $\alpha$  el ángulo entre ambas tensiones, se tiene que la potencia activa entregada por el generador al nudo de potencia infinita se puede calcular como:

$$P = \frac{U_a U_0}{X_1} \text{sen} \alpha$$

donde:

$$X_1 = j0,1 + \frac{(j0,5)(j0,5)}{(j0,5 + j0,5)} = j0,35$$

Los módulos de las tensiones y la potencia activa según el enunciado valen:

$$U_0 = 1,0 \text{ pu}$$

$$U_a = 1,0 \text{ pu}$$

$$P = 1,0 \text{ pu}$$

Por lo tanto sustituyendo en la expresión de la potencia activa.

$$P = \frac{U_a U_0}{X_1} \text{sen} \alpha \Rightarrow I = \frac{1}{0,35} \text{sen} \alpha \Rightarrow \text{sen} \alpha = 0,35 \Rightarrow \alpha = 20,49^\circ$$

$$\Rightarrow U_a = 1,0 \angle 20,49^\circ$$

Conocido el valor de  $U_a$  se calculará intensidad entregada por el generador como:

$$I = \frac{U_a - U_0}{X_1} = \frac{\langle \cos \alpha + j \text{sen} \alpha \rangle 1}{j0,35} = \frac{\text{sen} \alpha}{0,35} - j \frac{\langle \cos \alpha - 1 \rangle}{0,35} = 1 + j0,1871 \Rightarrow I = 1,0162 \angle 10,24^\circ$$

Finalmente la tensión interna del generador se calcula teniendo en cuenta la caída de tensión en la reactancia subtransitoria,  $X'_d$ :

$$E' = U_a + jX'_d I \Rightarrow E' = 1 \angle 20,49^\circ + j0,25(1 + j0,1871) = 0,89154 + j0,6000 = 1,0747 \angle 33,94^\circ$$

A continuación se calcula la potencia máxima que puede entregar el generador antes del defecto ( $P_{\text{máx},I}$ )

$$P_I = P_{\text{máx},I} \text{sen} \delta = \frac{E' U_0}{X_{\text{total}}} \text{sen} \delta = \frac{\langle 1,0747 \rangle 1,0}{(0,25 + 0,1 + 0,25)} \text{sen} \delta = 1,7911 \text{sen} \delta$$

Por otra parte como antes del defecto el generador entregaba una potencia activa,  $P_I = 1,0$  pu, se puede calcular el ángulo inicial,  $\delta_0$ , entre  $E'$  y  $U_0$  antes del defecto como:

$$P_I = 1,7911 \text{sen} \delta = 1,0 \Rightarrow \delta_0 = 33,94^\circ$$

Durante el defecto el circuito equivalente del sistema es el siguiente:

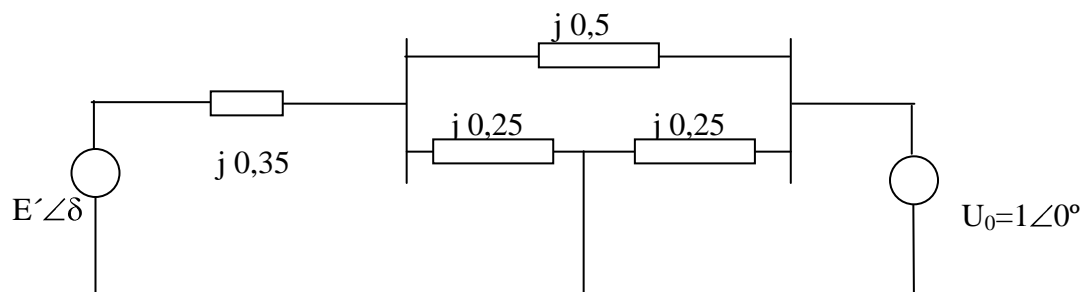


Figura 2.8. Circuito equivalente del sistema durante el defecto.



Este circuito equivalente se puede transformar en el siguiente donde las impedancias en estrella de valores ( $j0,35$ ,  $j0,5$  y  $j0,25$ ) se han sustituido por sus equivalentes en triángulo ( $X_{II}$ ,  $X'_{II}$ ,  $X''_{II}$ ).

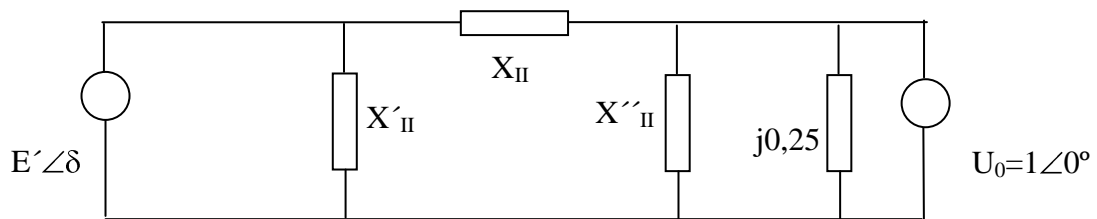


Figura 2.9. Circuito equivalente del sistema durante el defecto una vez transformado.

Según las equivalencias básicas de teoría de circuitos el valor de  $X_{II}$  se calcula con la expresión siguiente, mientras que el cálculo de las otras dos impedancias ( $X'_{II}$ ,  $X''_{II}$ ) sería equivalente, pero carece de interés para el desarrollo posterior del problema:

$$X_{II} = \frac{(0,35 \cdot 0,25) + (0,25 \cdot 0,5) + (0,35 \cdot 0,5)}{0,25} = 1,55$$

Por lo tanto la potencia activa entregada por el generador durante el defecto será:

$$P_{II} = P_{\max,II} \sin \delta = \frac{E' U_0}{X_{II}} \sin \delta = \frac{0,0747 \cdot 1,0}{1,55} \sin \delta = 0,0482 \sin \delta$$

Después de la apertura de la línea en defecto el esquema equivalente del circuito será el siguiente:

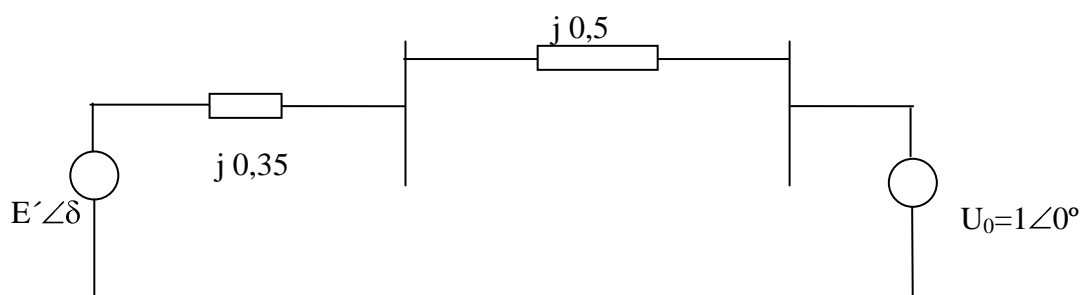


Figura 2.10. Circuito equivalente del sistema una vez despejado el defecto.

Por lo tanto la potencia entregada por el generador será:

$$P_{III} = P_{máx,III} \text{sen} \delta = \frac{E' U_0}{X_{III}} \text{sen} \delta = \frac{1,0}{(0,35 + 0,5)} \text{sen} \delta = 1,264 \text{ sen} \delta$$

Para calcular el ángulo crítico se aplica el criterio de igualdad de áreas teniendo en cuenta los valores de la potencia entregada por el generador en función del ángulo  $\delta$ , en las tres situaciones estudiadas:

- $P_I$  (antes del defecto o prefallo).
- $P_{II}$  (durante el defecto, la máquina se acelera).
- $P_{III}$  (una vez abierta la línea en defecto, la máquina se decelera).

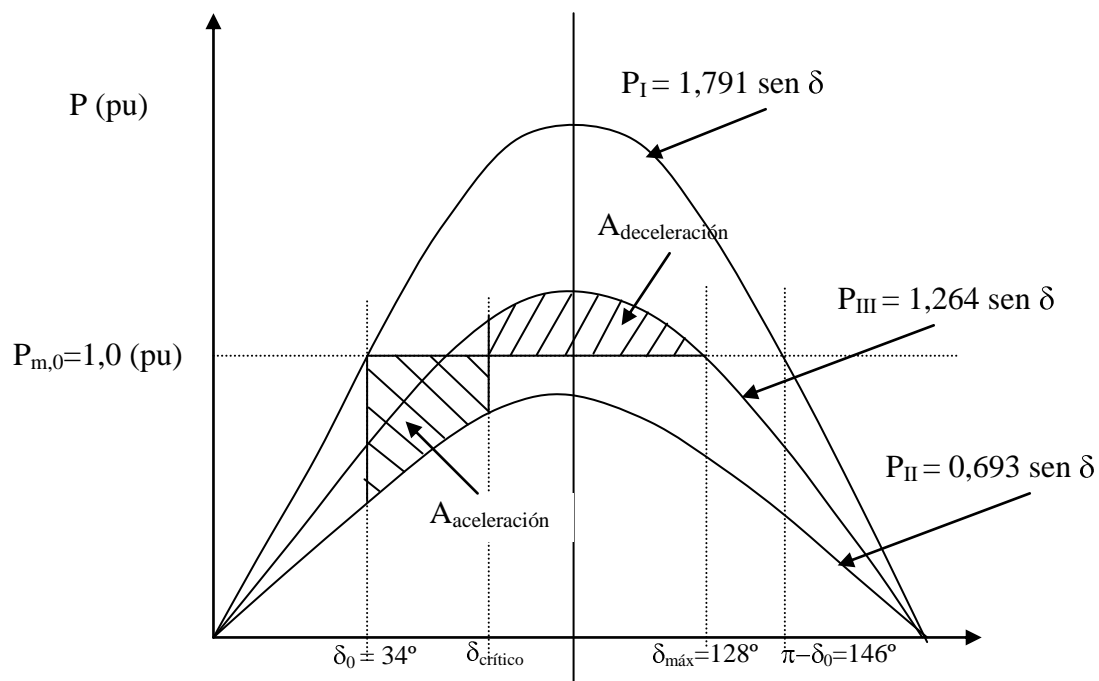


Figura 2.11. Aplicación del criterio de igualdad de áreas.

Nótese que la potencia mecánica es constante durante todo el proceso e igual a la potencia eléctrica demandada por el nudo de potencia infinita en las condiciones iniciales (1,0 pu). El ángulo crítico de despeje de la falta será el máximo posible que garantiza que sea posible cumplir el criterio de igualdad de áreas (área de aceleración = área de deceleración).

Previamente se calcula el ángulo  $\delta$  máximo, a partir del cual ya no es posible sumar más área de deceleración.

$$P_{III} = 1,265 \text{ sen} \delta = 1,0 \text{ pu} \Rightarrow \delta_{máx} = 127,77^\circ.$$

El criterio de igualdad de áreas se aplica de la siguiente forma, teniendo en cuenta que los ángulos se deben expresar en radianes:

$$\delta_0 = 33,94^\circ = 0,5924 \text{ radianes.}$$

$$\delta_{\text{máx}} = 127,77^\circ = 2,23 \text{ radianes.}$$

$$\begin{aligned} A_a &= \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{crítico}}} (P_{m,0} - 0,693 \text{sen} \delta) d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{crítico}}} (-0,693 \text{sen} \delta) d\delta = \left[ (\delta_{\text{crítico}} - \delta_0) + 0,693 (\cos \delta_{\text{crítico}} - \cos \delta_0) \right] \\ &= (\delta_{\text{crítico}} - 0,5924) + 0,693 (\cos \delta_{\text{crítico}} - 0,5724) = \delta_{\text{crítico}} - 1,1673 + 0,693 \cos \delta_{\text{crítico}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_d &= \int_{\delta_{\text{crítico}}}^{\delta_{\text{máx}}} (1,265 \text{sen} \delta - P_{m,0}) d\delta = 1,265 (\cos \delta_{\text{crítico}} - \cos \delta_{\text{máx}}) - 1,0 (\delta_{\text{máx}} - \delta_{\text{crítico}}) \\ &= 1,265 \cos \delta_{\text{crítico}} + 0,7748 - 2,23 + \delta_{\text{crítico}} = 1,265 \cos \delta_{\text{crítico}} - 1,4552 + \delta_{\text{crítico}} \end{aligned}$$

Igualando las áreas de aceleración y deceleración se resuelve y se tiene que:

$$\cos \delta_{\text{crítico}} = 0,50326 \Rightarrow \delta_{\text{crítico}} = 59,78^\circ = 1,0434 \text{ radianes}$$

### 3. RESOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE OSCILACIÓN MEDIANTE MÉTODOS NUMÉRICOS.

La ecuación de oscilación del rotor de un generador es una ecuación diferencial cuya resolución mediante el criterio de igualdad de áreas sólo es posible para casos sencillos como el de un generador conectado a un nudo de potencia infinita o dos generadores conectados entre sí. En otros casos, como en sistemas de potencia de gran extensión, para la resolución de la ecuación aplicada a cada generador hay que utilizar métodos de integración numéricos.

Estos métodos están implantados en paquetes comerciales de software como MATHCAD o MATLAB, y se basan en algoritmos de cálculo tales como el método de Euler, o el de Runge-Kutta.

Si se parte de la ecuación de oscilación del rotor de un generador según 2.11:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e$$

o su forma equivalente:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{m\max} \text{sen} \delta$$

Se puede transformar utilizando la velocidad angular eléctrica del rotor como:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_{m\max} \text{sen} \delta) \quad (3.1)$$

Teniendo en cuenta que para un valor de tiempo  $t$  pequeño:

$$\delta = (\omega - \omega_0)t + \delta_0 \quad (3.2)$$

y que los valores iniciales son conocidos, es decir, para  $t=0$ ;  $\delta = \delta_0$ ;  $\omega = \omega_0$ .

Los métodos numéricos permiten calcular con suficiente aproximación el valor del ángulo de forma discreta, para incrementos de tiempo de poco valor ( $\Delta t$ ), de forma que se estima cada valor en función del obtenido en el paso anterior.

Por ejemplo el valor del ángulo para el paso  $(n+1)\Delta t$  en función del valor obtenido en el paso anterior  $n\Delta t$  se calcularía como:

$$\delta_{n+1} = (\omega_{n+1} - \omega_0)\Delta t + \delta_n \quad (3.3)$$

Por lo tanto, según 3.3 es posible calcular la evolución del ángulo  $\delta$ , si se calcula previamente el valor de la velocidad angular del rotor,  $\omega$ , en función del tiempo para los instantes:  $\Delta t, 2\Delta t, 3\Delta t, \dots, n\Delta t, (n+1)\Delta t$ .

Para ello basta con resolver numéricamente la ecuación diferencial en  $\omega$ , descrita por las ecuaciones 3.1 y 3.2. Llamando  $x$  a la velocidad  $\omega$  estas dos ecuaciones se podrían escribir también como:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t)$$

Que representa una ecuación diferencial no lineal de primer orden siendo el tiempo,  $t$ , la variable independiente, y siendo  $x$  la variable dependiente que hay que determinar en función del tiempo.

Como los valores iniciales son conocidos, para  $t = t_0, x = x_0$ .

### Método de Euler.

El método de Euler básico consiste en aproximar la curva  $f(x, t)$  por su tangente, de forma que:

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \cdot \Delta t$$

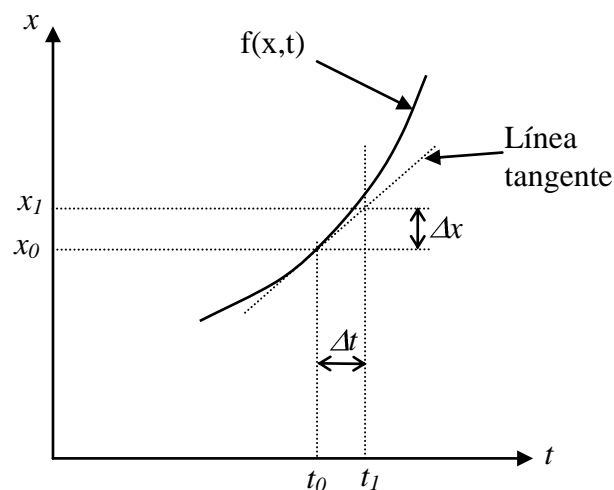


Figura 3.1. Método de Euler.

El método de Euler es equivalente a utilizar los dos primeros términos del desarrollo en series de Taylor alrededor del punto  $(x_0, t_0)$ . El desarrollo de Taylor sigue la siguiente expresión:

$$x_1 = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \cdot \Delta t + \left. \frac{d^2x}{dt^2} \right|_{x=x_0} \cdot \frac{\Delta t^2}{2!} + \left. \frac{d^3x}{dt^3} \right|_{x=x_0} \cdot \frac{\Delta t^3}{3!} + \dots$$

Una vez determinado mediante este método el valor de  $x_1$  se determinaría de forma similar el valor de  $x_2$  correspondiente a un tiempo  $t=2\Delta t$ , y así sucesivamente, es decir:

$$x_{n+1} = x_n + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_n} \cdot \Delta t$$

Este método utiliza sólo la derivada primera y por tanto se suele denominar método numérico de primer orden. Para obtener suficiente exactitud en la resolución de la ecuación el paso de integración  $\Delta t$ , debe ser pequeño, aunque ello requiera mayores recursos de computación. Otro aspecto a considerar en los métodos numéricos es el error de propagación, ya que un error pequeño se puede amplificar notablemente a medida que aumenta el número de pasos de integración. Si un error inicial no provoca errores importantes en los pasos de integración siguientes se dice que el sistema es numéricamente estable y en caso contrario se dice que el sistema es inestable.

#### Método de Euler modificado.

El método de Euler puede resultar inexacto ya que utiliza el valor de la derivada calculado al inicio del intervalo de integración como si fuera constante durante todo el intervalo o paso de integración. Sin embargo, el método de Euler modificado soslaya este problema ya que utiliza el valor medio de las derivadas calculadas en los extremos de cada intervalo de integración. Para ello se aplican los pasos siguientes:

Paso 1. Mediante el valor de la derivada al inicio del intervalo se estima un valor aproximado o inicial,  $x^i$ , de  $x$  al final del intervalo (igual que con el método de Euler).

$$x_1^i = x_0 + \Delta x = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \cdot \Delta t$$

Paso 2 (corrección del valor aproximado). Utilizando el valor aproximado,  $x_1^i$ , se calcula la derivada al final intervalo, y el promedio de esta derivada y la derivada calculada para el inicio del intervalo se utilizan para calcular el valor de  $x$  corregido,  $x_1^c$ .

$$x_1^c = x_0 + \frac{1}{2} \left[ \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_1^i} \right] \cdot \Delta t$$

Si se deseara incluso una mayor exactitud se puede calcular la derivada al final del intervalo de nuevo, usando un valor de  $x = x_1^c$ , para así calcular el valor de  $x$  doblemente corregido,  $x_1^{c*}$ .

$$x_1^{c*} = x_0 + \frac{1}{2} \left[ \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_1^c} \right] \cdot \Delta t$$

### Ejemplo 1.

Se trata de calcular en tres casos la evolución del ángulo del rotor del ejemplo 2 del apartado 2 anterior, teniendo en cuenta que  $H=2,5$  segundos y que la frecuencia en el nudo de potencia infinita es de 50 Hz, utilizando para ello el método de Euler modificado. Indicar si el sistema es estable o inestable para cada uno de los casos.

- Las protecciones no actúan debido a una avería en los relés.
- Las protecciones hacen abrir los interruptores de la línea en defecto transcurrido un tiempo  $t=0,14$  segundos después del cortocircuito.
- Igual que el caso b) pero con  $t=0,16$  segundos.

### Solución:

Se utilizará como paso de integración  $\Delta t = 0,01$  segundos, escribiendo las ecuaciones numéricas en una hoja de EXCEL.

- Las protecciones no actúan.

En primer lugar se calcula el valor inicial del ángulo en el instante del inicio de la falta, tal y como se explicó en el ejemplo 2.

$$t=0; \delta_0 = 0,5924 \text{ rad.}$$

Mediante el valor de la derivada de la velocidad angular al inicio del intervalo se estima un valor aproximado o inicial (i) de la velocidad angular al final del intervalo:

$$\omega_1^i = \omega_0 + \Delta\omega = \omega_0 + \left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{\text{inicio intervalo}} \cdot \Delta t$$

$$\omega_0 = 2\pi f_0 = 100\pi \text{ rad/s} = 314,16 \text{ rad/s}$$

Se tendrán en cuenta que la derivada de la velocidad angular sigue la expresión 2.15:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{2H} \left( P_m - P_{m\max} \sin\delta \right) \quad \text{con: } P_{m\max} = 0,693 \text{ pu}, \quad P_m = 1,0 \text{ pu}$$

$$\left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{\text{inicio intervalo}} = 38,51 \text{ rad/s}^2 \Rightarrow \omega_1^i = 314,545 \text{ rad/s}$$

Con este valor de velocidad angular y mediante la expresión 3.3 se puede calcular el valor aproximado o inicial del ángulo al final del intervalo:

$$\delta_1^i = \omega_1^i - \omega_0 \Delta t + \delta_0 = 0,59625 \text{ rad}$$

Téngase en cuenta que en esta expresión el valor de  $\omega_0$  no se itera, ya que representa la velocidad de sincronismo impuesta por el nudo de potencia infinita y que por tanto permanece constante.

Mediante el valor aproximado del ángulo al final del intervalo se calcula la derivada de la velocidad angular al final del intervalo:

$$\left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{\text{final intervalo}} = \frac{\omega_0}{2H} \left( P_m - P_{máx} \text{sen} \delta_1^i \right) = 38,37 \text{ rad/s}^2$$

Se utiliza el promedio de la derivada de la velocidad angular al principio y al final del intervalo para calcular el valor de la velocidad angular corregido.

$$\omega_1^c = \omega_0 + \frac{1}{2} \left[ \left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{\text{inicio intervalo}} + \left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{\text{final intervalo}} \right] \Delta t = 314,544 \text{ rad/s}$$

Finalmente con esta velocidad angular corregida se calcula el ángulo del rotor aplicando la expresión 3.3

$$\delta_1 = \omega_1^c - \omega_0 \Delta t + \delta_0 = 0,59625 \text{ rad}$$

En este primer paso de  $\Delta t$ , prácticamente no hay diferencia de resultados entre el método de Euler y el método de Euler modificado. La diferencia se irá apreciando en los siguientes pasos de  $\Delta t$ .

Se debe recordar que en esta expresión el valor de  $\omega_0$  permanece constante en sucesivas iteraciones, es decir, que para el siguiente paso la expresión a aplicar sería:

$$\delta_2 = \omega_2 - \omega_0 \Delta t + \delta_1 \quad \text{y así sucesivamente.}$$

Repetiendo la iteración para cada uno de los intervalos  $\Delta t$  hasta llegar a un tiempo de 0,5 segundos se obtiene la siguiente gráfica que demuestra claramente que el sistema es inestable, ya que el ángulo no deja de aumentar.



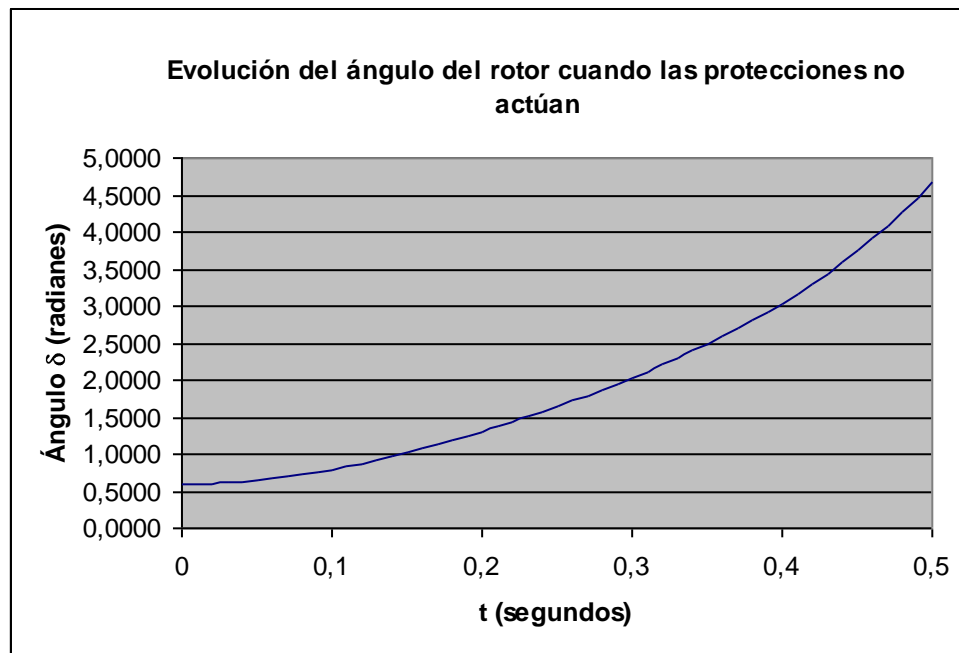


Figura 3.2. Evolución del ángulo del rotor en el caso a).

b) Las protecciones actúan para  $t = 0,14$  segundos.

Se parte de los valores iniciales obtenidos en el caso a), para un tiempo de 0,14 segundos, y se itera siguiendo la misma metodología:

$$t_i = 0,14 \text{ s}; \quad \delta_i = 0,971 \text{ rad}; \quad \omega_i = 319,2 \text{ rad/s}$$

Se tendrá en cuenta que una vez despejado el cortocircuito según se calculó en el ejemplo 2 del apartado 2,  $P_{\text{máx}} = 1,264 \text{ pu}$ ,  $P_m = 1,0 \text{ pu}$ .

Repetiendo la iteración para cada uno de los intervalos  $\Delta t$  hasta llegar a un tiempo de 1,0 segundos se obtiene la gráfica que muestra claramente que el sistema es estable, ya que el ángulo llega a un valor máximo y a continuación disminuye.

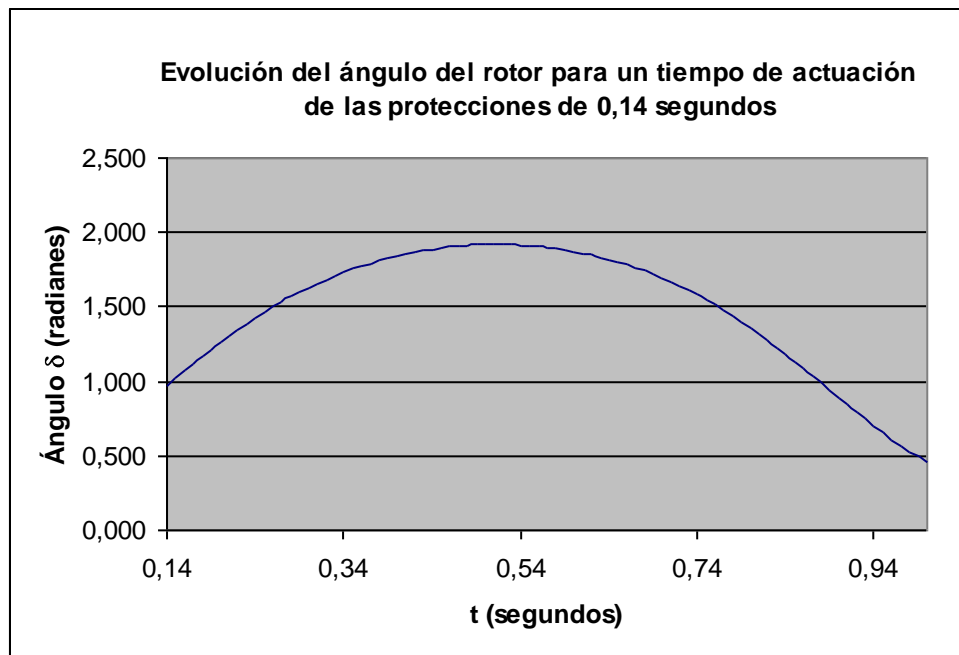


Figura 3.3. Evolución del ángulo del rotor en el caso b).

c) Las protecciones actúan para  $t = 0,16$  segundos.

Se parte de los valores iniciales obtenidos en el caso a), para un tiempo de 0,16 segundos, y se itera siguiendo la misma metodología:

$$t_i = 0,16 \text{ s}; \quad \delta_i = 1,017 \text{ rad}; \quad \omega_i = 319,7 \text{ rad/s}$$

Se tendrá en cuenta que una vez despejado el cortocircuito según se calculó en el ejemplo 2,  $P_{\text{máx}} = 1,264 \text{ pu}$ ,  $P_m = 1,0 \text{ pu}$ .

Repitiendo la iteración para cada uno de los intervalos  $\Delta t$  hasta llegar a un tiempo de 1,0 segundos se obtiene la siguiente gráfica que demuestra que el sistema es inestable, ya que el ángulo no deja de aumentar.

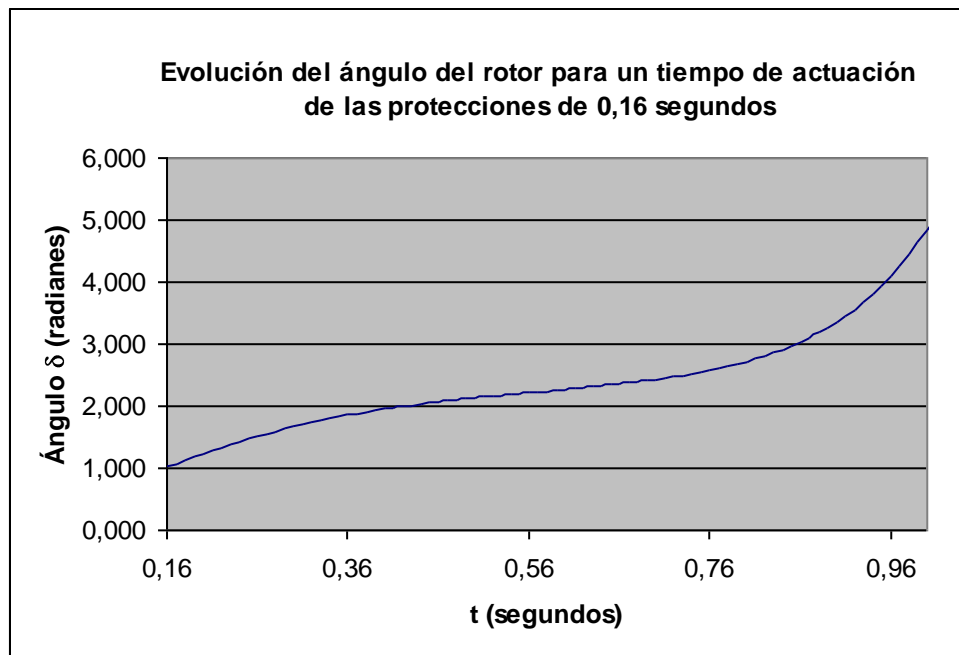


Figura 3.4. Evolución del ángulo del rotor en el caso c).

Por tanto, comparando los resultados de los dos últimos apartados se puede concluir que tanto el ángulo crítico como el tiempo crítico deben estar entre los valores obtenidos en el caso b) (sistema estable) y el caso c) (sistema inestable) pudiéndose adoptar el valor promedio de las soluciones de ambos casos como una aproximación aceptable. No obstante, dicha aproximación se podría mejorar mediante simulaciones sucesivas con tiempos de actuación de las protecciones más próximos entre sí.

$$\delta_{crítico} \approx \frac{0,971 + 1,017}{2} = 1,0 \text{ rad}$$

$$t_{crítico} \approx \frac{0,14 + 0,16}{2} = 0,15 \text{ s}$$

#### 4. FACTORES QUE AFECTAN A LA ESTABILIDAD.

Una forma de mejorar la estabilidad transitoria es mediante el incremento del límite de potencia que se puede transmitir en condiciones normales de funcionamiento, es decir, aumentando el límite de estabilidad estática.

Entre los nudos 1 y 2 de un sistema eléctrico de potencia, unidos mediante una línea de capacidad despreciable y de inductancia,  $X$ , la potencia activa máxima que se puede transmitir toma el siguiente valor:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{U_1 U_2}{X} \quad (4.1)$$

Para aumentar el valor de la potencia máxima o bien se incrementan las tensiones en los nudos (lo cual tiene otros condicionantes relacionados con el aislamiento y dimensiones de la línea), o bien se reduce el valor de  $X$ . Esto último se puede conseguir mediante la construcción de líneas con conductores en haz, líneas con varios circuitos, o mejor aún construyendo líneas en paralelo que unan los distintos nudos mejorando así también la seguridad del suministro. Otro método para disminuir la inductancia de la línea consiste en intercalar condensadores serie en la línea.

Este primer método mejora tanto la estabilidad estática como transitoria. A continuación se describen algunos otros factores o métodos que afectan sólo a la estabilidad transitoria.

a) Actuación rápida de las protecciones y disminución del tiempo de reenganche de la línea en defecto.

En caso de un cortocircuito la estabilidad transitoria mejorará cuanto más rápido actúen las protecciones que desconectan la línea en defecto. Hay que recordar que mientras que la línea está en cortocircuito la potencia eléctrica transmitida será nula o muy pequeña (véanse las figuras 2.6 y 2.11), y que el rotor se acelerará. Una actuación de las protecciones en menos de 100 ms se considera generalmente una actuación instantánea, aunque utilizando relés electrónicos modernos se pueden obtener tiempos totales de actuación (incluyendo también el tiempo de retardo y apertura del interruptor automático) menores (de 40 a 80 ms).

Cuando intervienen líneas aéreas los cortocircuitos son generalmente de tipo fugitivo y con relación a tierra. Esto significa que tras la apertura de la línea en defecto y transcurrido un breve tiempo (tiempo de reenganche) es posible volver a cerrar la línea ya que es muy posible que el defecto haya desaparecido y que la línea afectada se pueda poner de nuevo en servicio. En efecto, en las líneas aéreas el medio aislante es el aire que vuelve a recuperar sus propiedades dieléctricas cuando el arco que se originó durante el cortocircuito se extingue. Situaciones frecuentes de este tipo resultan de la electrocución de pájaros que puentean conductores de fases distintas o una fase con elementos a tierra, de la caída de ramas de árbol sobre las líneas construidas con conductores desnudos o del efecto de las sobretensiones atmosféricas debidas a las caídas de rayos.

En cualquier caso la aceleración del rotor será tanto menor cuanto más rápidamente se reenganche la línea afectada (véase la figura 2.6, en la que mientras que la línea está abierta la potencia eléctrica transmitida es nula y por tanto el rotor se acelera). En definitiva y suponiendo que el defecto se ha extinguido, cuanto más corto sea el ciclo de reenganche, mejores serán las condiciones de estabilidad transitoria.

Por este motivo y sobre todo en media tensión, las líneas se explotan frecuentemente mediante un sistema con dos o más ciclos de reenganche: uno primero rápido (del orden de 300 ms o menor) que permite en muchos casos reestablecer el servicio en la línea una vez que el defecto se ha quemado, y un segundo e incluso un tercero más lento, (con un tiempo variable pero en general mayor de 1s) que permite realizar un segundo o tercer intento de cierre de los interruptores en caso de que el defecto hubiera persistido tras el primer ciclo de reenganche.

Por el contrario, las líneas con cables aislados no se explotan nunca mediante ciclos de reenganche, ya que un defecto en un cable o en uno de sus accesorios es casi siempre un defecto permanente y el cierre posterior en defecto conduciría a su agravamiento sin ninguna posibilidad de restablecer el servicio.

b) Utilización de interruptores unipolares.

Como la mayoría de defectos son monofásicos y a tierra, es posible la utilización de interruptores automáticos unipolares que interrumpan sólo la fase en la que se ha producido el cortocircuito, manteniendo una cierta capacidad de transporte a través de las otras dos fases, incluso durante el cortocircuito. Mediante este sistema se mejoran las condiciones de estabilidad transitoria.

c) Utilización de sistemas de excitación o válvulas de admisión rápidas.

Otra forma de mejorar la estabilidad transitoria consiste en aumentar rápidamente la excitación del generador (en menos de 1 segundo), lo cual es posible mediante los modernos sistemas electrónicos de control. De esta forma en caso de una perturbación se aumenta la tensión interna del generador ( $E'$ ) y aumenta también la potencia que se puede transmitir tanto durante la falta como mientras que dure la situación excepcional con la línea en defecto desconectada.

De forma parecida, si es posible instalar en las turbinas válvulas de admisión rápidas (que actúen en menos de 1 segundo) se puede cerrar la entrada de agua o vapor a la turbina durante el cortocircuito, con el fin de disminuir la potencia mecánica ( $P_m$ ) y por tanto la aceleración del rotor durante el tiempo que dura la perturbación. De esta forma se mejora también la estabilidad transitoria.

d) La carga en el momento de producirse la perturbación.

Cuanto menos cargado estuviera el generador en el momento de producirse el cortocircuito, mejores serán las condiciones para garantizar la estabilidad transitoria.

e) Las características del generador.

Cuanto mayor sea la constante de inercia del generador,  $H$ , más lentamente se producirá el cambio en el ángulo del rotor, y se reducirá la energía cinética ganada por el generador (área de aceleración). De esta forma se mejoran las condiciones de estabilidad transitoria.

Por otra parte cuanto menor sea la reactancia subtransitoria del generador, mayor será la potencia máxima que se puede transportar por el sistema, y por tanto será menor el ángulo inicial del rotor, lo cual mejorará también las condiciones de estabilidad transitoria.