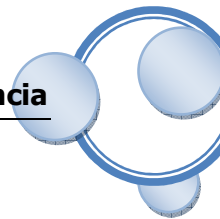




CARRERAS PROFESIONALES PARA GENTE QUE TRABAJA

ASIGNATURA

**SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA
MÓDULO AUTOINSTRUCTIVO**

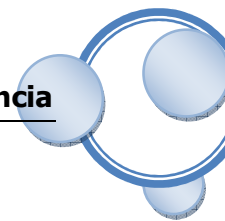


Docente

CESAR CHILET LEON

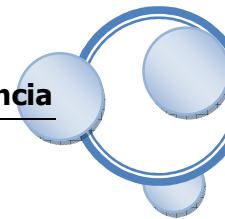
Material publicado con fines de estudio

Huancayo, 2012



Índice Tema I

1.	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	5
1.1.	Introducción:	5
1.2.	Sistema de potencia:.....	6
1.3.	Partes del sistema de potencia.....	6
1.4.	Objetivo de un SEP	6
1.5.	Estructura SEP	6
1.6.	Esquema general del sistema eléctrico	7
1.7.	Requisitos para un sistema eléctrico	8
1.8.	Producción energía eléctrica	8
1.9.	Centrales de Generación del SEIN:.....	10
1.10.	Rol de los transformadores	13
1.11.	Sistemas de entrega de la energía eléctrica	14
1.12.	Función de T&D.....	14
1.13.	Transporte de energía eléctrica.....	15
1.14.	Niveles de tensión.....	18
1.15.	Interconexión	18
1.16.	Sistema de transmisión	19
1.17.	Subestaciones de distribución.....	19
2.	Conceptos de potencia.....	20
2.1.	Sistemas monofásicos	21
2.1.1.	Triángulo de potencias.....	23
2.1.2.	Factor de potencia	24
2.2.	Sistemas trifásicos	25
2.2.1.	Conexión Y o Δ	25
3.	Cálculo en valores por unidad	27
3.1.	Introducción	27
3.2.	Valores p.u. en sistemas trifásicos	27
3.3.	Cambio del valor p.u. de una impedancia al cambiar la potencia base	29
3.4.	Impedancia p.u. para un transformador de tres devanados.....	30


SESIÓN I:
COMPONENTES DE UN SISTEMA DE POTENCIA
LOGRO:

- Reconoce la finalidad de la operación de un sistema de potencia.
- Identifica los componentes de un sistema de potencia y la función que desempeñan.
- Emplea conceptos fundamentales de un sistema de potencia, para su cálculo y análisis.
- Emplea el sistema en por unidad (p.u.) para la reo estable solución de sistemas de potencia.

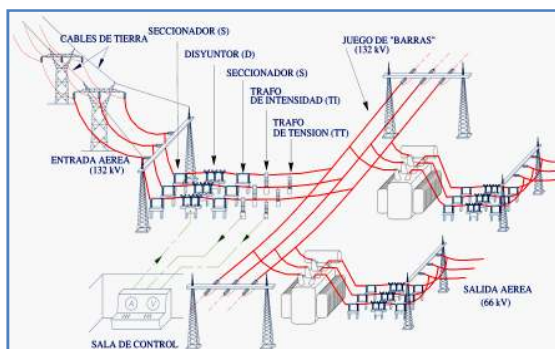
INFORMACIÓN:
1. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
1.1. Introducción:

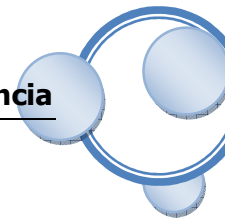
La energía eléctrica es una de las formas de energía que más fácil y más lejos se puede transportar, la que más versatilidad ofrece a la hora de obtenerla a través de otras fuentes de energía y la que más usos y aplicaciones ofrece en la vida cotidiana.

No obstante, y para que esto se cumpla, se tiene que disponer de un sistema global que permita que la energía eléctrica se produzca, se transporte y se distribuya a los usuarios con eficiencia, con calidad y con seguridad. Este sistema, al cual se denominara sistema eléctrico, se ha ido complicando y sofisticando con el transcurso de las décadas debido en gran medida a un aumento progresivo de la demanda de energía.

La energía eléctrica, desde que se genera hasta que llega al punto de consumo, es tratada en distintas etapas de adaptación, transformación y maniobra. Para garantizar que estos tratamientos que sufre de la energía eléctrica sean realizados dentro de unos márgenes establecidos y con seguridad deseada, tanto para las instalaciones como para las personas, es necesaria la presencia de dispositivos que sean capaces de regular, transformar, maniobrar y proteger.

A estos dispositivos se los conoce con el nombre genérico de aparamenta.





1.2. Sistema de potencia:

Es un conjunto de centrales eléctricas, transformadores, dispositivos de maniobra y otros componentes que están interconectados por líneas aéreas y cables de energía para proveer de electricidad a los consumidores.

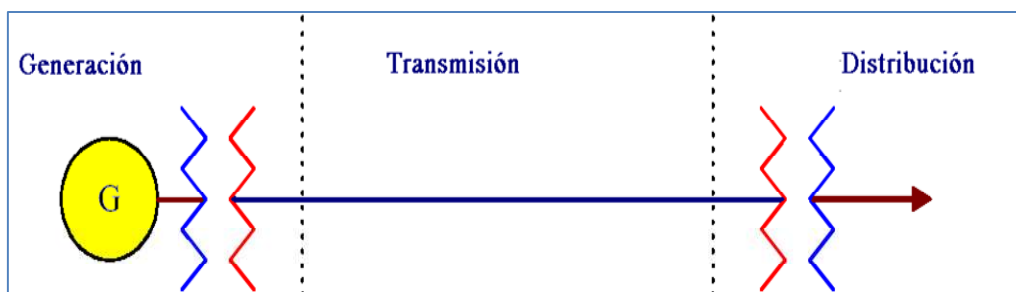
1.3. Partes del sistema de potencia

Puede ser dividido en tres subsistemas:

Generación: *fuentes de energía eléctrica.*

Transmisión: *Transporta la energía eléctrica desde las fuentes a los centros de carga en altas tensiones (115 kV y superior).*

Distribución: *Distribuye la energía eléctrica desde subestaciones (22,9kV, 20 kV, 10kV y 220V) al usuarios final.*



1.4. Objetivo de un SEP

Generar la energía suficiente, en los lugares apropiados, y transmitirla a los centros de consumo. En estos centros, la energía debe ser distribuida a los consumidores en forma individual, de forma y calidad apropiadas, con los menores costos económico y ecológico con la mayor seguridad posible.

1.5. Estructura SEP

La estructura de un sistema de potencia es grande y compleja. Sin embargo, ella puede ser dividida en los siguientes componentes principales:

- Fuente de energía.
- Convertidor de energía.
- Sistema de transmisión.
- Sistema de distribución.
- Carga.

1.6. Esquema general del sistema eléctrico

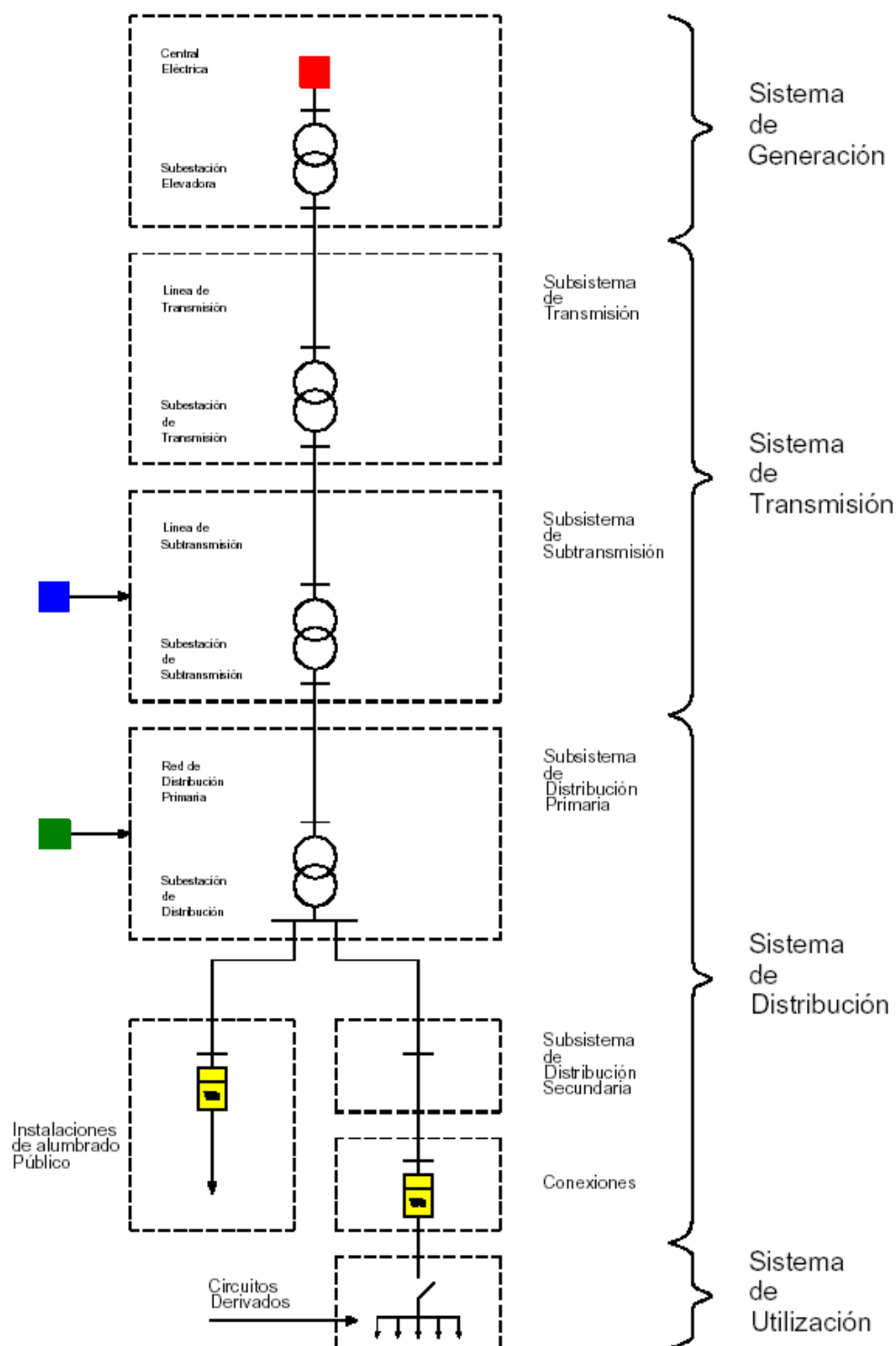
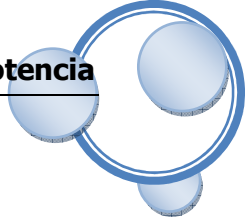


Figura 02-23-01
Esquema general de la red o sistema eléctrico



1.7. Requisitos para un sistema eléctrico

Durante las etapas de planeamiento y operación de los sistemas eléctricos se debe de observar algunos requisitos:

- Las demandas de potencia activa y reactiva deben ser íntegramente satisfechas.
- La calidad del servicio, la cual implica en:
- Pequeñas variaciones de las magnitudes de tensión ($\pm 5\%$ en torno al valor nominal) y de frecuencia ($\pm 0,05$ Hz en torno al valor nominal de 60 Hz).
- Alta confiabilidad (continuidad del suministro).

1.8. Producción energía eléctrica

- Eólica
- Nuclear
- Combustibles fósiles
- Hidráulica



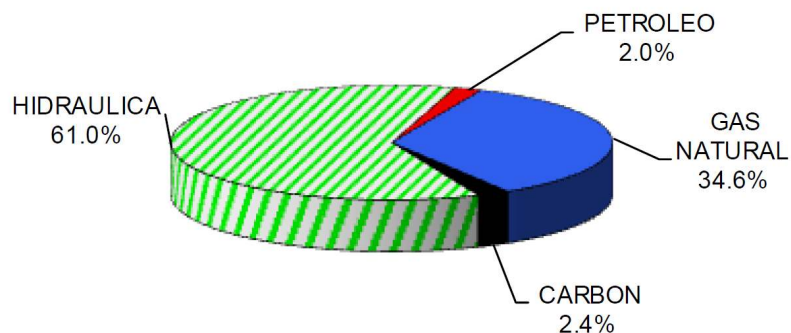
El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú es abastecido por un parque de generación conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas; asimismo, en los últimos años se han puesto en operación centrales tanto hidráulicas como térmicas, que por cuyas características han sido catalogadas como centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER), dado el fomento por parte del Estado Peruano a un mayor aprovechamiento de los recursos renovables.

La industria de generación eléctrica en el Perú es conformada por empresas de generación tanto privadas como del Estado, 23 de éstas conforman las empresas integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema Nacional (COES-SINAC), las cuales han puesto a disposición de este Comité sus unidades de generación, para que éste las requiera a operación según un despacho económico en tiempo real de todo el conjunto.

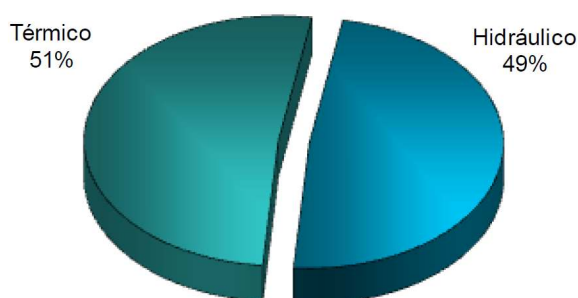
Parque de Generación del SEIN:

El parque de generación del SEIN que es despachado por el COES-SINAC, a julio de 2011 está conformado por 65 centrales, de las cuales 42 son centrales hidráulicas y 23 son centrales térmicas, cuya producción en conjunto representan el 61 % y 39 % respectivamente, de la producción de energía eléctrica correspondiente al periodo enero – julio 2011. En su conjunto estas centrales tienen una potencia efectiva de 6397 MW, de los cuales 3103 MW corresponden a centrales hidráulicas y 3294 MW a centrales térmicas.

PRODUCCION POR TIPO DE COMBUSTIBLE ENERO-JULIO 2011

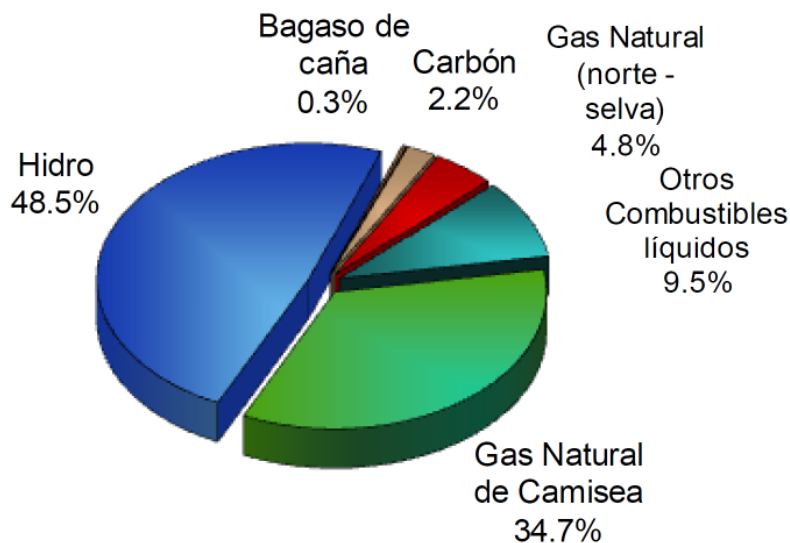


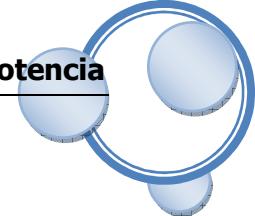
POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN JULIO 2011



Las unidades de generación que componen estas centrales, se basan en distintos tipos de tecnologías y distintos tipos de fuentes primaria de energía. La potencia efectiva por tipo de fuente de energía primaria a julio de 2011, se distribuye conforme el siguiente gráfico.

POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE JULIO 2011



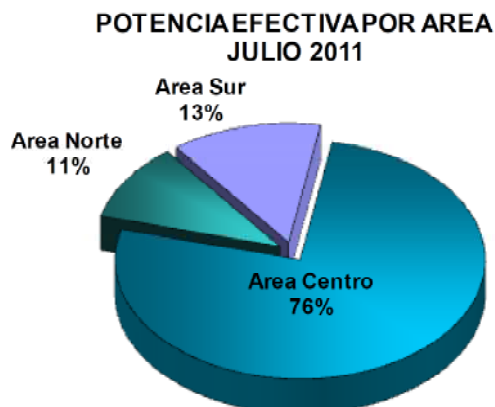


1.9. Centrales de Generación del SEIN:

El SEIN está conformado por áreas operativas, ligadas tanto al ámbito geográfico del país, como a aspectos propios de la red de transmisión; estas áreas se pueden resumir en tres (03) áreas: área norte, área centro y área sur, las cuales se encuentran interconectadas con los enlaces de transmisión correspondientes a las líneas L-2215/L-2216 (Paramonga – Chimbote), en el caso de las áreas norte y centro, y la interconexión Mantaro – Socabaya en el caso de las áreas centro y sur.

En el siguiente cuadro se muestra la relación de empresas y el tipo de generación que operan según el área donde se encuentran ubicadas sus respectivas centrales.

ÁREA	CENTRAL	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)
CENTRO	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA	Térmico	20.0
	CELEPSA	Hidráulico	217.4
	CHINANGO	Hidráulico	193.5
	EDEGEL	Hidráulico	552.7
		Térmico	921.6
	EGASA	Térmico	68.9
	EGENOR	Térmico	198.4
	EGESUR	Térmico	22.9
	ELECTROPERÚ	Hidráulico	886.0
		Térmico	
	ENERSUR	Hidráulico	136.8
		Térmico	535.9
	KALLPA GENERACIÓN S.A.	Térmico	565.8
	MAJA ENERGÍA	Hidráulico	3.5
	SDF ENERGÍA	Térmico	29.4
	SHOUGESA	Térmico	63.0
	SN POWER	Hidráulico	271.1
	SOCIEDAD MINERA CORONA	Hidráulico	19.6
	TERMOSELVA	Térmico	175.4
TOTAL AREA CENTRO			4881.8
NORTE	EEPSA	Térmico	130.9
	EGENOR	Hidráulico	374.3
		Térmico	63.5
	ELÉCTRICA SANTA ROSA	Hidráulico	1.8
	ELECTROPERÚ	Térmico	78.5
	SANTA CRUZ	Hidráulico	14.4
	SINERSA	Hidráulico	10.0
TOTAL AREA NORTE			673.3
SUR	EGASA	Hidráulico	175.8
		Térmico	73.2
	EGEMSA	Hidráulico	88.8
	EGESUR	Hidráulico	34.9
	ENERSUR	Térmico	338.6
	GEPSA	Hidráulico	9.6
	SAN GABÁN	Hidráulico	113.1
		Térmico	7.8
TOTAL AREA SUR			841.8
TOTAL			6396.9

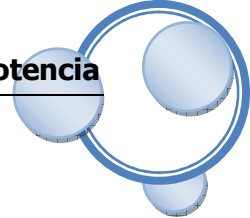


En el siguiente cuadro se muestra la relación de centrales de generación que son despachadas por el COES-SINAC agrupadas por área, como se puede apreciar, en el área centro se concentra la mayor potencia efectiva del sistema. En las áreas norte y sur hay una mayor participación de centrales hidráulicas; sin embargo, la generación térmica de dichas áreas es muy importante sobre todo en periodos de estiaje, donde la producción de las centrales hidráulicas de estas áreas cae considerablemente.

Del cuadro se puede observar que las centrales de generación más relevantes dada su potencia efectiva son: las centrales hidráulicas del Complejo Mantaro (CH. Santiago Antúnez de Mayolo y CH. Restitución), y las centrales térmicas Kallpa, Chilca, Ventanilla y Santa Rosa, todas ellas ubicadas en el área centro, y representan el 45 % de la potencia efectiva total.

Asimismo, si resumimos la potencia efectiva de las centrales que opera una empresa, se puede apreciar que las empresas con mayor potencia efectiva en centrales son: EDEGEL, ENERSUR, y ELECTROPERU, las cuales concentran el 53 % de la potencia efectiva total.

ÁREA	CENTRAL	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)
CENTRO	SANTIAGO ANTÚNES DE MAYOLO	Hidráulico	670.6
	HUINCO	Hidráulico	247.3
	EL PLATANAL	Hidráulico	217.4
	RESTIUCIÓN	Hidráulico	215.3
	CHIMAY	Hidráulico	150.9
	YUNCÁN	Hidráulico	136.8
	MATUCANA	Hidráulico	128.6
	YAUPÍ	Hidráulico	112.7
	CALLAHUANCA	Hidráulico	80.4
	MOYOPAMPA	Hidráulico	66.1
	MALPASO	Hidráulico	48.0
	CAHUA	Hidráulico	43.1
	YANANGO	Hidráulico	42.6
	GALLITO CIEGO	Hidráulico	38.1
	HUAMPANI	Hidráulico	30.2
	HUANCHOR	Hidráulico	19.6
	PACHACHACA	Hidráulico	9.7
	OROYA	Hidráulico	9.5
	PARIAC	Hidráulico	5.0
	MISAPUQUIO	Hidráulico	3.9
	RONCADOR	Hidráulico	3.5
	SAN ANTONIO	Hidráulico	0.6
	SAN IGNACIO	Hidráulico	0.4
	HUAYLLACHO	Hidráulico	0.2
	KALLPA	Térmico	565.8
	CHILCA	Térmico	535.9
	VENTANILLA	Térmico	492.7
	SANTA ROSA	Térmico	428.8
	LAS FLORES	Térmico	198.4
	AGUAYTÍA	Térmico	175.4
	PISCO	Térmico	68.9
	SAN NICOLÁS	Térmico	63.0
	OQUENDO	Térmico	29.4
	INDEPENDENCIA	Térmico	22.9
	PARAMONGA	Térmico	20.0
TOTAL ÁREA CENTRO			4881.8
NORTE	CAÑÓN DEL PATO	Hidráulico	263.5
	CARHUAQUERO	Hidráulico	105.1
	POECHOS II	Hidráulico	10.0
	SANTA CRUZ II	Hidráulico	7.4
	SANTA CRUZ I	Hidráulico	7.0
	CAÑA BRAVA	Hidráulico	5.7
	PURMACANA	Hidráulico	1.8
	MALACAS	Térmico	130.9
	EMERGENCIA TRUJILLO	Térmico	62.1
	PIURA	Térmico	26.1
	CHIMROTÉ	Térmico	19.3
	CHICLAYO OESTE	Térmico	18.1
	TUMBES	Térmico	16.3
TOTAL ÁREA NORTE			673.3
SUR	CHARCANI V	Hidráulico	144.6
	SAN GARÁN II	Hidráulico	113.1
	MACHUPICCHU	Hidráulico	88.8
	ARICOTA I	Hidráulico	22.5
	CHARCANI IV	Hidráulico	15.3
	ARICOTA II	Hidráulico	12.4
	LA JOYA	Hidráulico	9.6
	CHARCANI VI	Hidráulico	8.9
	CHARCANI III	Hidráulico	4.6
	CHARCANI I	Hidráulico	1.7
	CHARCANI II	Hidráulico	0.6
	ILO 1	Térmico	198.0
	ILO 2	Térmico	140.6
	CHILINA	Térmico	42.9
	MOLLENDÓ	Térmico	30.3
	TAPARACHI	Térmico	4.3
	BELLAVISTA	Térmico	3.5
TOTAL ÁREA SUR			841.8
TOTAL			6396.9



EMPRESA	POTENCIA EFECTIVA (MW)	PARTICIPACION (%)
EDEGEL	1474.2	23.05%
ENERSUR	1011.3	15.81%
ELECTROPERÚ	964.5	15.08%
EGENOR	636.2	9.95%
KALLPA GENERACIÓN S.A.	565.8	8.84%
EGASA	317.9	4.97%
SN POWER	271.1	4.24%
CELEPSA	217.4	3.40%
CHINANGO	193.5	3.02%
TERMOSELVA	175.4	2.74%
EEPSA	130.9	2.05%
SAN GABÁN	120.9	1.89%
EGEMSA	88.8	1.39%
SHOUGESA	63.0	0.98%
EGESUR	57.8	0.90%
SDF ENERGÍA	29.4	0.46%
AGROINDUSTRIAL PARAMONGA	20.0	0.31%
SOCIEDAD MINERA CORONA	19.6	0.31%
SANTA CRUZ	14.4	0.22%
SINERSA	10.0	0.16%
GEPSA	9.6	0.15%
MAJA ENERGÍA	3.5	0.05%
ELÉCTRICA SANTA ROSA	1.8	0.03%
TOTAL	6396.9	100.00%

1.10. Rol de los transformadores

Gran ventaja de la energía eléctrica es que se puede generar en BT en un generador AC y ser elevado a una tensión más alta para ser transmitida a una distancia mucho mayor.



Esto significa que cada parte del sistema de potencia puede funcionar a una tensión óptima:

- Generadores (11-22 kV)
- Las cargas (10kV, 4.16 kV, 2.3 kV, 440V, 220V, etc.)
- Transmisión (110 kV, 220 kV, 500 kV, o superior).

Las altas Tensiones son esenciales para elevar la eficiencia de la transmisión de la energía eléctrica:

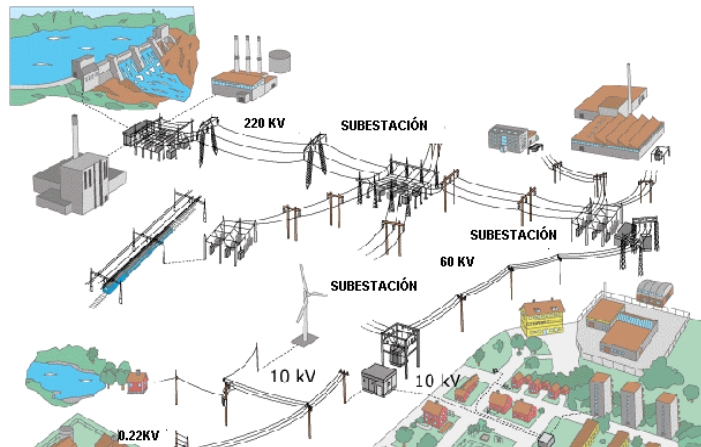
La tensión se eleva en el transformador en un número de veces, la corriente es reducida en la misma proporción.



1.11. Sistemas de entrega de la energía eléctrica

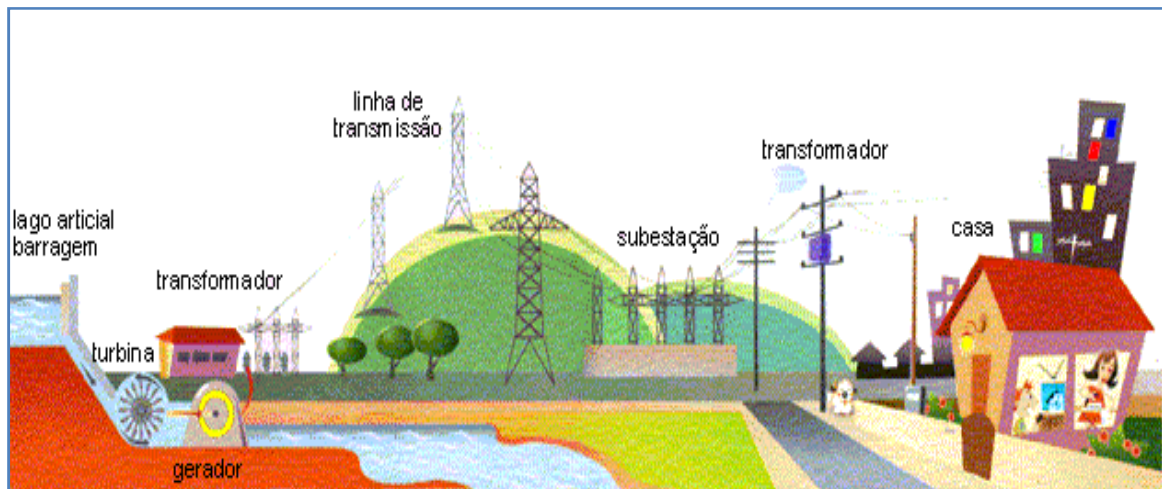
Este sistema de la entrega de energía se refiere al sistema de transmisión y distribución (T&D)

- Miles de km de L.T. y distribución.
- Cientos de SE, transformadores y otros equipos.
- Gran área geográfica.
- Interconectados.
- Operando adecuadamente.
- Satisfaciendo necesidades del cliente.

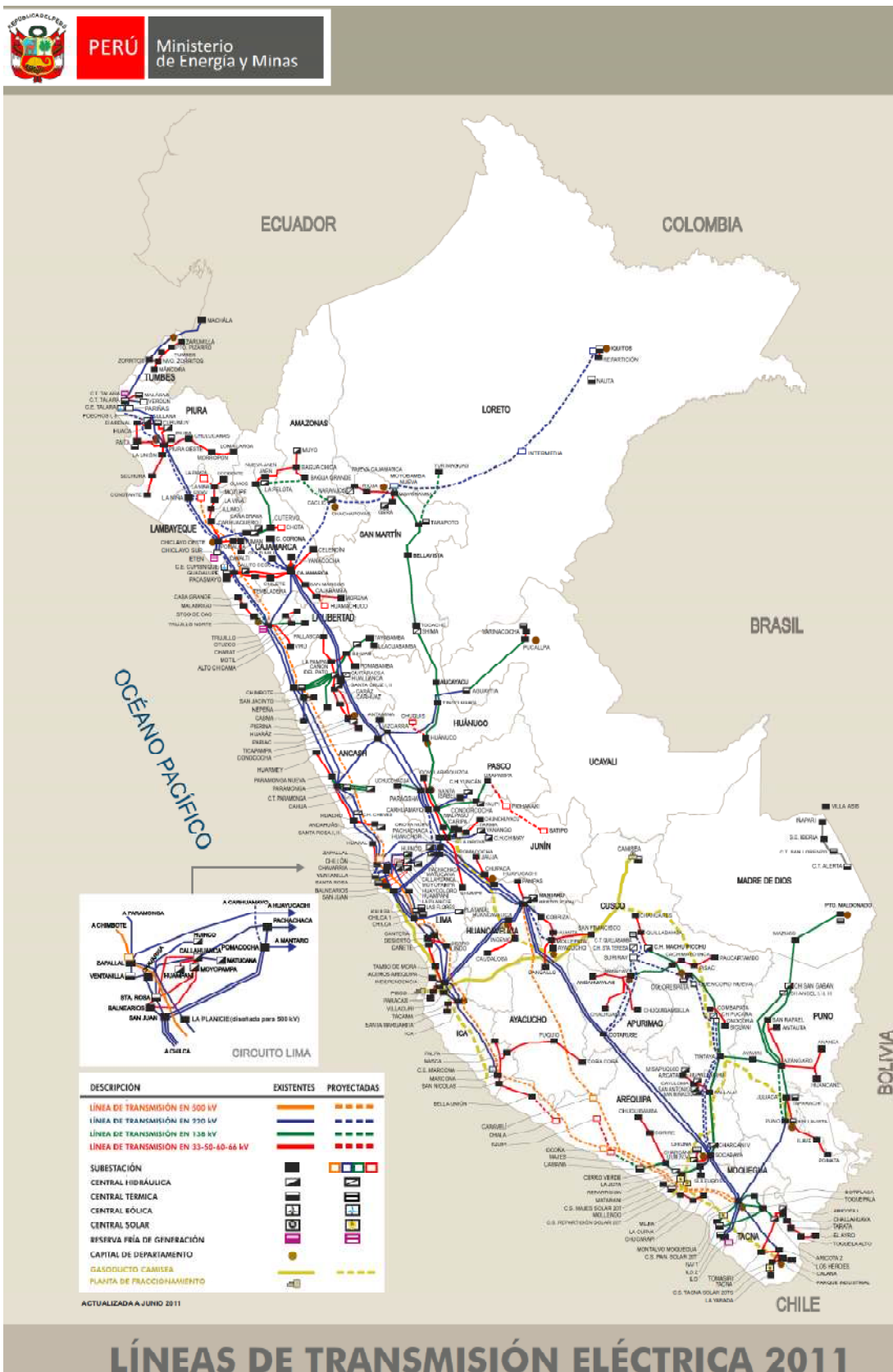


1.12. Función de T&D

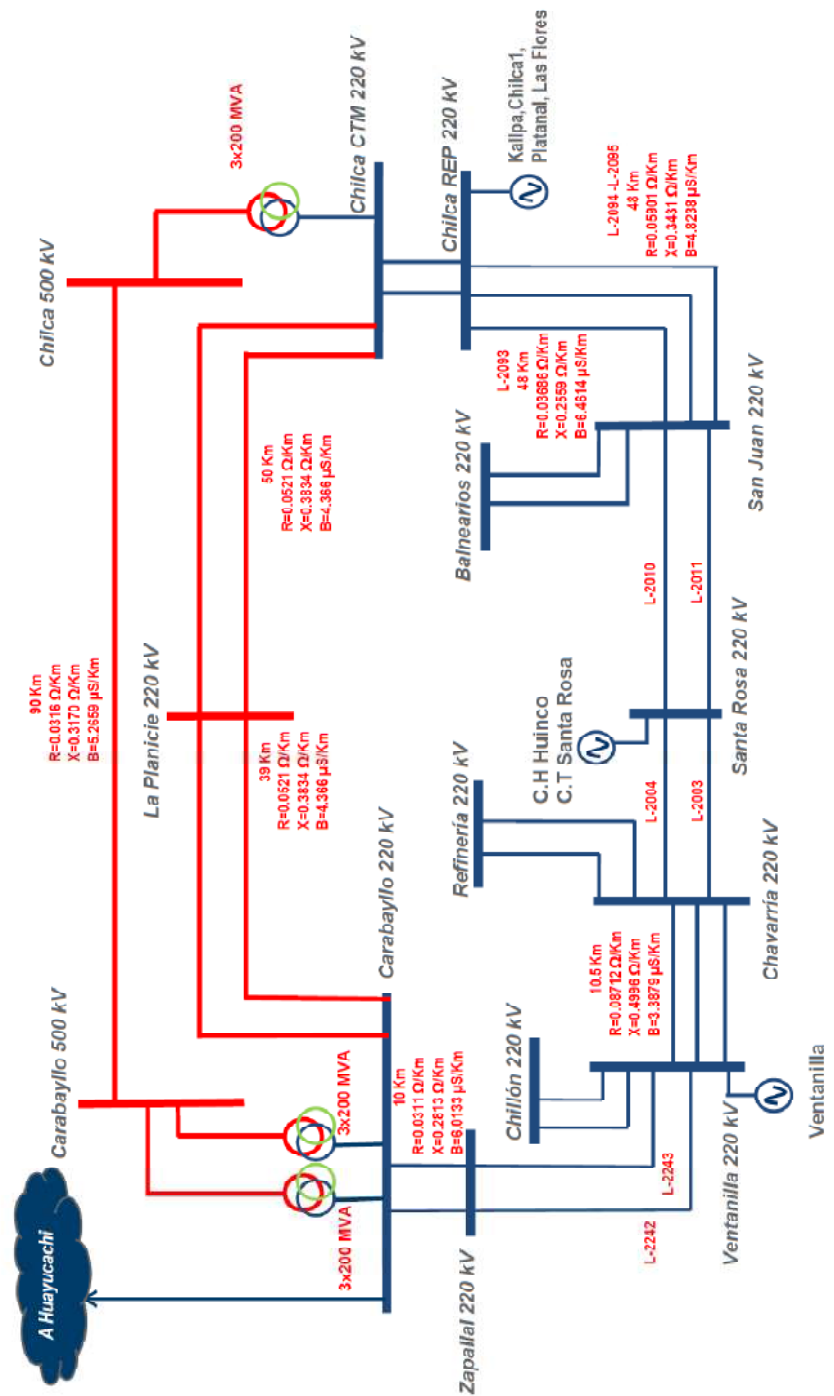
Entregar energía eléctrica confiable a los consumidores de electricidad en el lugar de consumo y lista para ser usado.

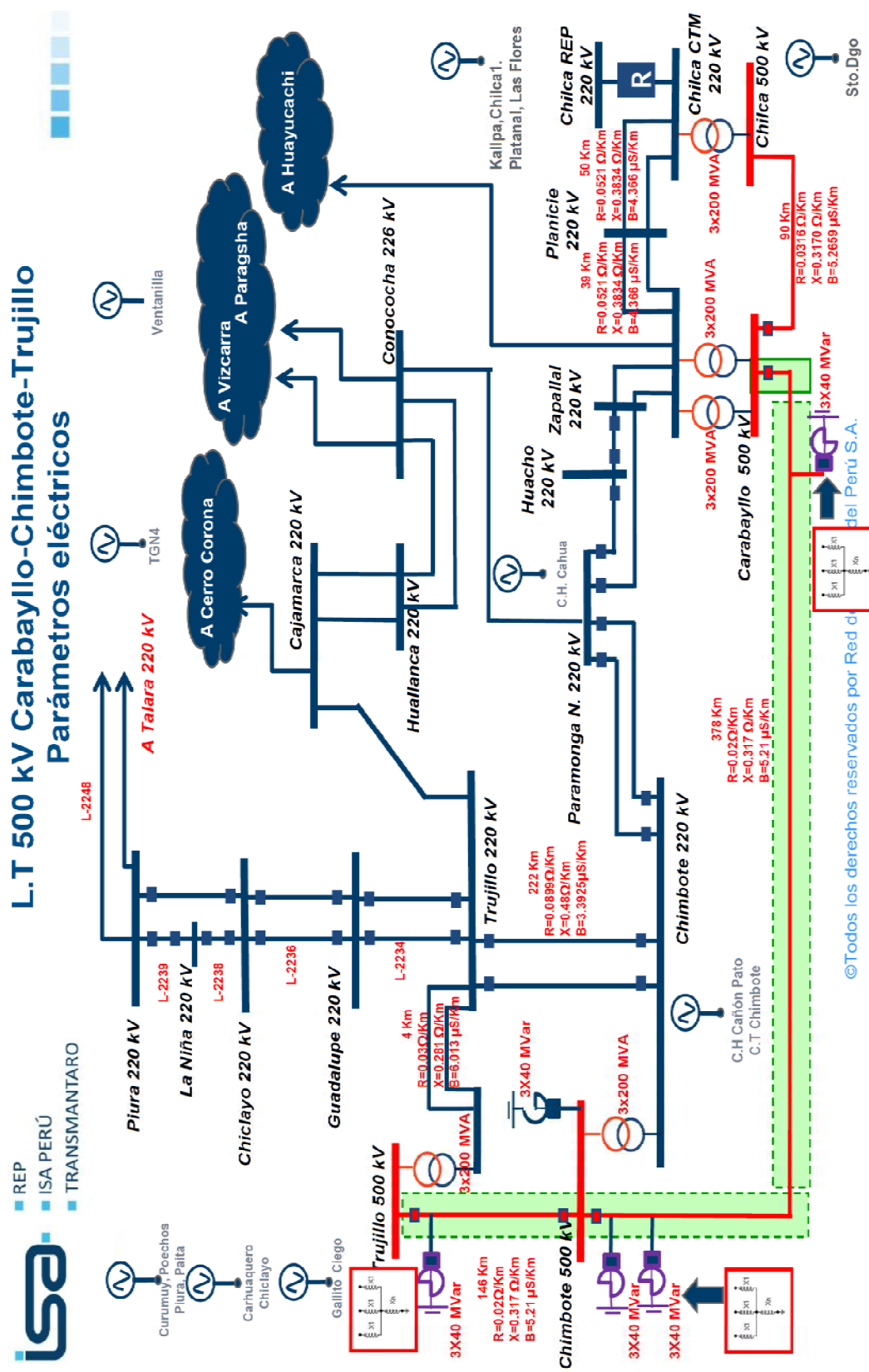


1.13. Transporte de energía eléctrica



L.T 500 kV Chilca-Carabayllo Parámetros eléctricos





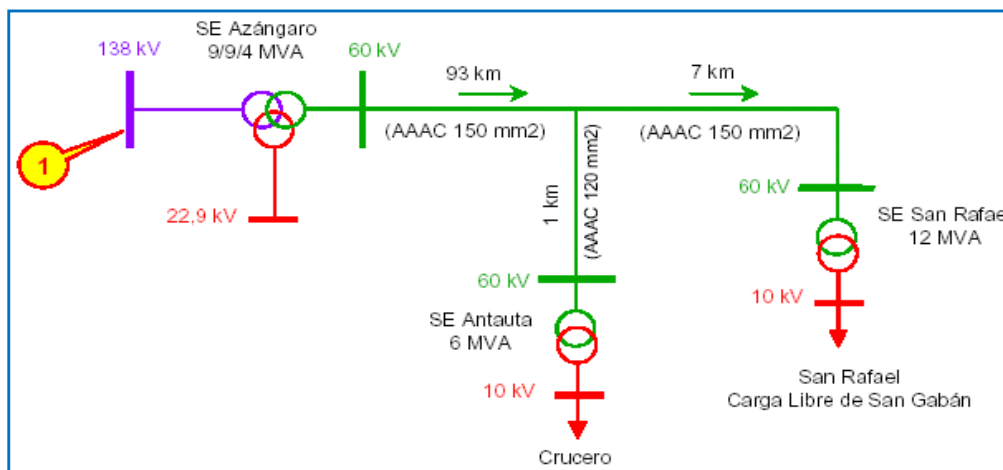
1.14. Niveles de tensión

Los valores normalizados en muchos países son:

- Transmisión: 750; 500; 220; 138; 69 kV.
- Subtransmisión: 138; 110; 60; 34,5 kV.
- Distribución Primaria: 34,5; 22,9; 10 kV.
- Distribución Secundaria: 380/220V, 220V.

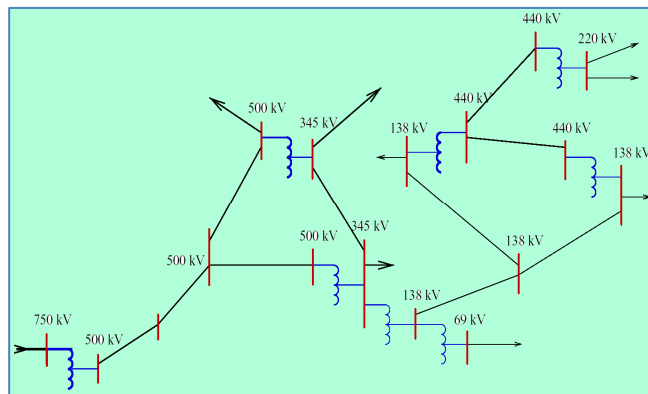
Según la topología

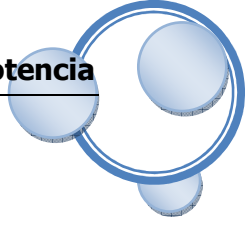
- Radial.
- En anillo (mallado).



1.15. Interconexión

- Ventajas:
 - Economía;
 - Confiabilidad;
 - Mejor utilización de los recursos
- Problemática:
 - Incremento del nivel de corriente de falla.
 - Propagación de los disturbios a otros sistemas.
 - Mayor dificultad en satisfacer el requisito en cuanto a la frecuencia de operación





1.16. Sistema de transmisión

Se extiende desde la fuente de generación.

Consiste de cables subterráneos y conductores aéreos de conductores separados.

1.17. Subestaciones de distribución

- Sirve a su propia área de carga.
- Reduce la tensión de subtransmisión.
- Consiste de uno o más bancos de transformadores de potencia con el equipo de regulación de tensión necesaria, barras y equipos de protección, control y maniobra



Transformadores de distribución

Reduce la tensión de distribución de MT al nivel de utilización de BT

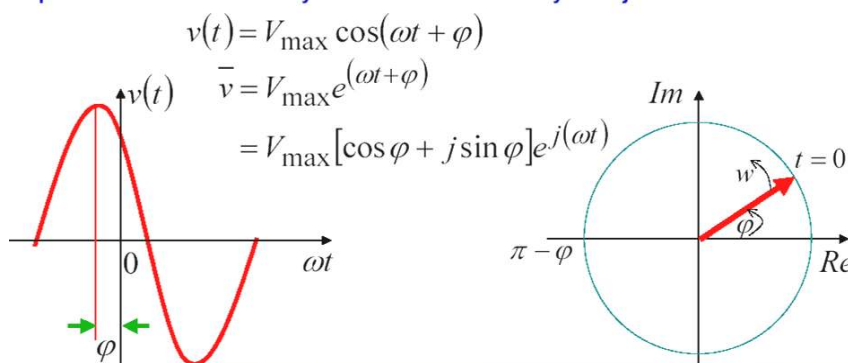
Distribución en BT

Funciona desde la barra de baja tensión a los centros de carga donde se ramifica los alimentadores trifásicos y laterales monofásicos.

Asumiendo que la fuente trifásica balanceada suministra energía a una carga trifásica balanceada.

2. Conceptos de potencia

Representación sinusoidal y fasorial de corrientes y voltajes



ω = velocidad angular , φ = ángulo de fase, $V_{\max}$ = amplitud

Valor eficaz

Concepto de Valor Efectivo o RMS

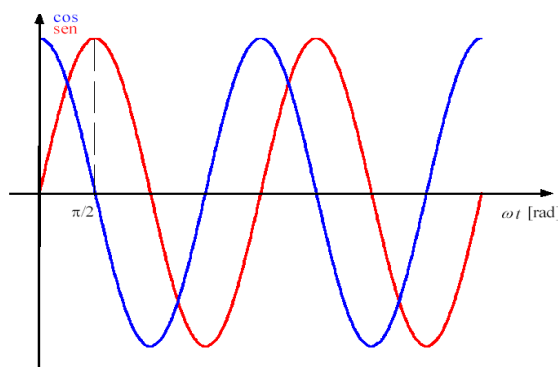
$$V = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} = \frac{V_{\max}}{\sqrt{2}}$$

Representación fasorial a través de Valor Efectivo

$$\bar{V} = V e^{j\varphi} = V [\cos \varphi + j \sin \varphi]$$

- La suma de dos funciones sinusoidales en el tiempo corresponde con la suma de vectores en el plano complejo
- Derivadas y/o integrales de funciones del tiempo (capacidades, inductancias) se traducen en el plano complejo en giros de fasores. Ecuaciones diferenciales comunes se transforman en ecuaciones algebraicas.

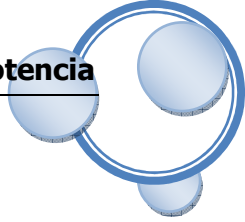
Seno y Coseno



$$\text{Sen } \omega t = \text{Cos} \left[\omega t - \frac{\pi}{2} \right]$$

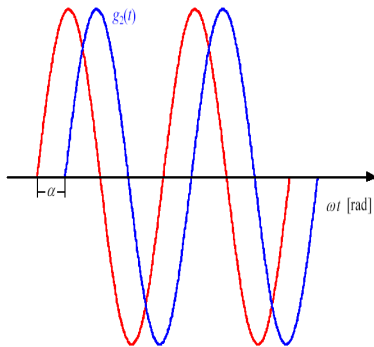
$$\text{Cos } \omega t = \text{Sen} \left[\omega t + \frac{\pi}{2} \right]$$

Un ángulo de fase $\varphi = -\pi/2$, transforma la función coseno en seno.



Desfasaje

- Desfasaje es la diferencia entre los ángulos de fase de las funciones de tipo senoidal de la misma frecuencia angular ω .



$$\text{Siendo } g_1(t) = G_1 \cdot \cos(\omega t + \phi_1)$$

$$g_2(t) = G_2 \cdot \cos(\omega t + \phi_1 - \alpha)$$

$$\phi_2 = \phi_1 - \alpha$$

El desfase entre $g_1(t)$ y $g_2(t)$ es

$$\phi_1 - \phi_2 = \phi_1 - (\phi_1 - \alpha) = \alpha$$

$g_1(t)$ está adelantada respecto a $g_2(t)$ un ángulo α .

$g_2(t)$ está atrasada respecto a $g_1(t)$ un ángulo α .

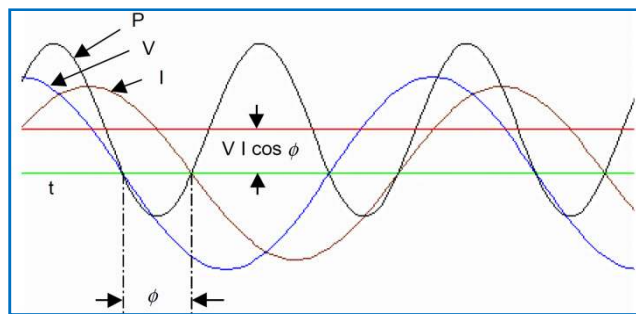
2.1. Sistemas monofásicos

$$v(t) = V_m \cos(\omega t)$$

$$i(t) = I_m \cos(\omega t - \phi)$$

$$p(t) = v(t) \cdot i(t)$$

$$p(t) = V_m \cos(\omega t) \cdot I_m \cos(\omega t - \phi)$$



Potencia Instantánea

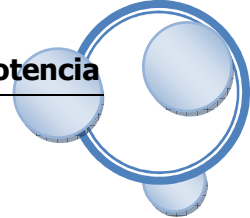
$$p(t) = \frac{V_m I_m}{2} [\cos \phi + \cos(2\omega t - \phi)]$$

Potencia promedio

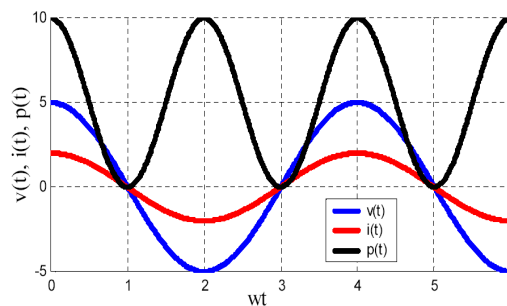
- Dado que el promedio de $\cos(2\omega t - \phi) = 0$.
- Entonces:

$$P = \frac{V_m I_m}{2} \cos \phi$$

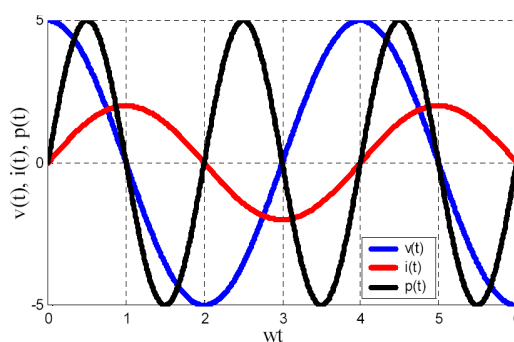
$$P = V_{rms} I_{rms} \cos \phi$$



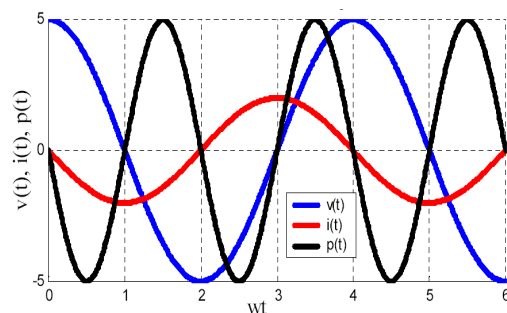
Corriente en fase con la tensión



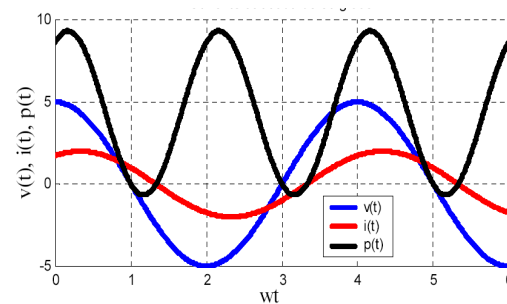
Corriente atrasada en 90°

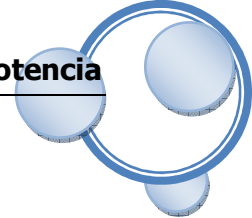


Corriente adelantada 90°



Corriente atrasada 30°





Potencia compleja

Magnitudes fasoriales de Tensión y corriente conocidas

$$V = |V| \angle 0^\circ \quad \text{and} \quad I = |I| \angle -\phi$$

La potencia compleja o la potencia aparente S es definida como el producto de la tensión por la conjugada de la corriente:

$$S = V \cdot I^* = |V| \cdot |I| \angle \phi$$

$$S = |V| \cdot |I| \cos \phi + j |V| \cdot |I| \sin \phi$$

Donde el ángulo ϕ es el ángulo entre la tensión y la corriente. La ecuación anterior puede ser escrita como:

$$S = P + jQ \quad (\text{VA})$$

Potencia activa y reactiva

- Potencia activa** (eficaz, útil, que produce trabajo): valor medio de la potencia instantánea.

$$P \triangleq \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T [VI \cos \theta [1 + \cos(2\omega t + 2\phi)] + VI \sin \theta \sin(2\omega t + 2\phi)] dt$$

$$P = VI \cos \theta \quad [\text{W}]$$

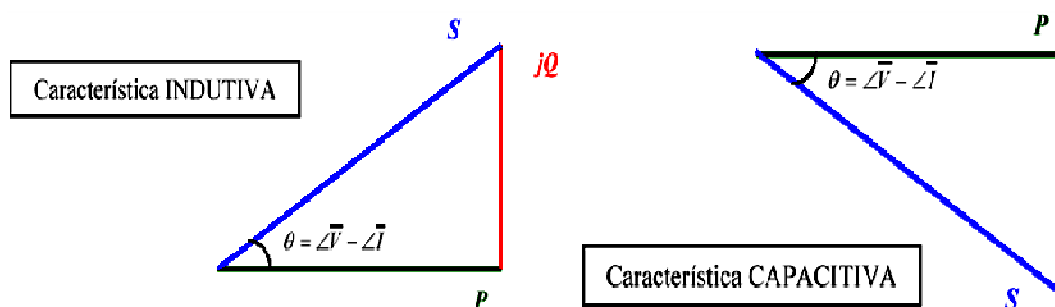
- Potencia reactiva** corresponde al valor máximo de la parte en $\text{Sen}(2\omega t + 2\phi)$ de la potencia instantánea.

Convención: INDUCTOR: "consume" potencia reactiva.

CAPACITOR: "genera" potencia reactiva.

2.1.1. Triángulo de potencias

- Los signos de P y Q son importantes en el conocimiento de la dirección del flujo de potencia



$$S = V \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad [\text{VA}]$$

2.1.2. Factor de potencia

Es obtenido por la relación entre las potencias activa y aparente

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{VI} = \cos \theta$$

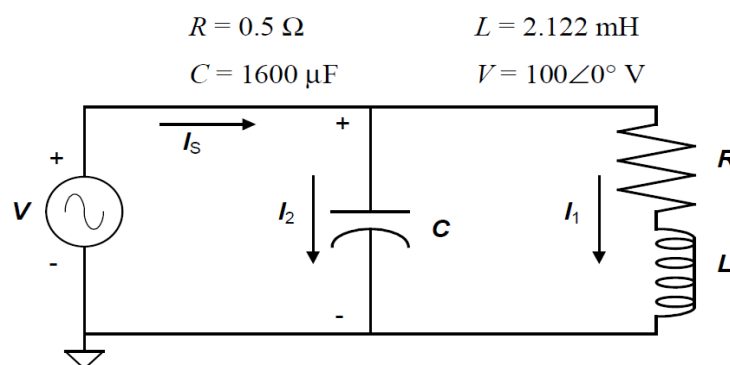
Potencia compleja

$$\begin{aligned} P &= |V| \cdot |I| \cos(\phi) & (W) \\ Q &= |V| \cdot |I| \sin(\phi) & (Var) \end{aligned} \quad \cos \phi = \cos \left[\arctan \left(\frac{Q}{P} \right) \right] = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{|S|}$$

Ejemplo 1

En el circuito mostrado hallar:

- La corriente de entrada (I_s)
- Las potencias suministrada por la fuente: P, Q y S.
- El factor de potencia del circuito.



$$I_1 = \frac{V}{R + j\omega L} = \frac{100\angle 0^\circ \text{ V}}{0.5 \Omega + j(377 \text{ r/s})(2.122 \times 10^{-3} \text{ H})} = 106.0\angle -58.0^\circ \text{ A}$$

$$I_2 = V \cdot (j\omega C) = j(100 \text{ V})(377 \text{ r/s})(1.6 \times 10^{-3} \text{ F}) = 60.3\angle 90^\circ \text{ A}$$

$$I_s = I_1 + I_2 = 106.0\angle -58.0^\circ \text{ A} + 60.3\angle 90^\circ \text{ A} = 63.5\angle -27.8^\circ \text{ A}$$

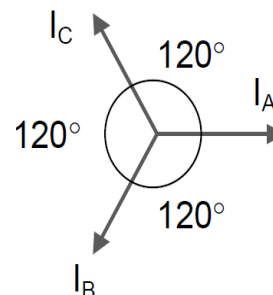
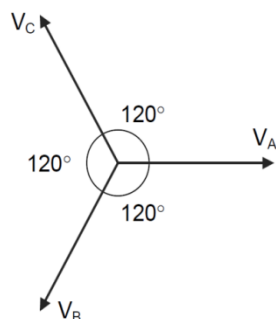
$$\phi = 27.8^\circ$$

$$PF = \cos(\phi) = \cos(27.8^\circ) = 0.88 \quad \text{lagging}$$

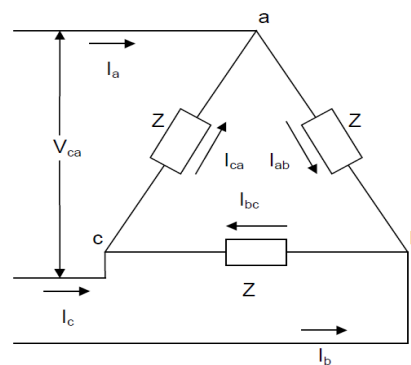
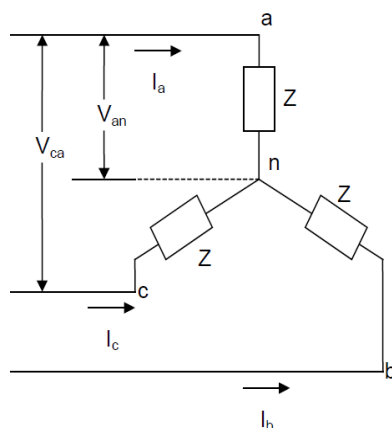
2.2. Sistemas trifásicos

Se asume: potencia eléctrica generada, transmitida, y distribuida usando un sistema trifásico balanceado.

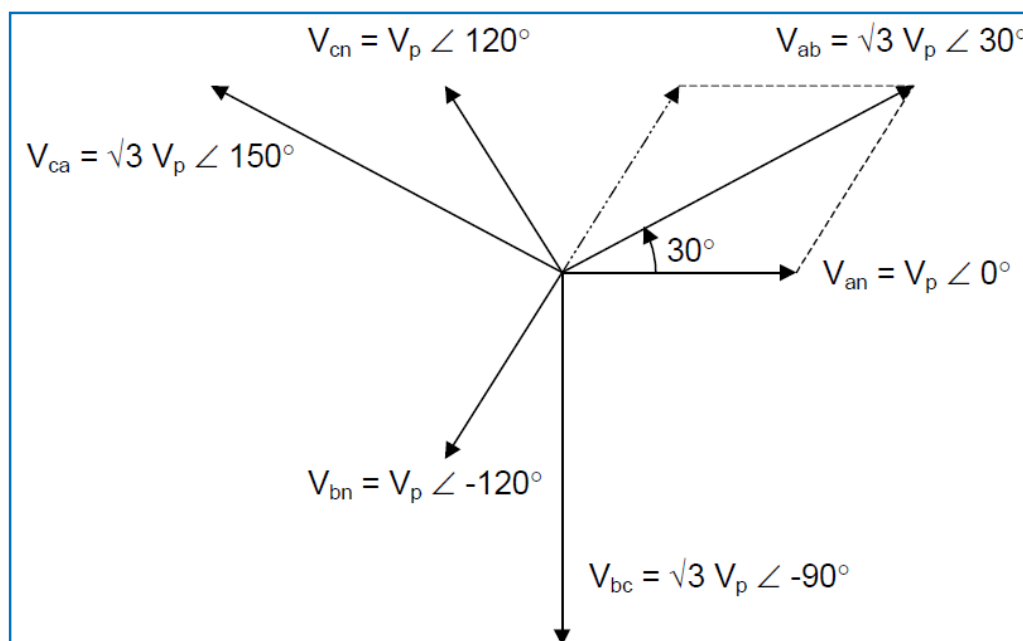
Sistema trifásico balanceado: constituido de tres fuentes monofásicas de la misma magnitud y frecuencia, pero desfasadas 120° entre sí.

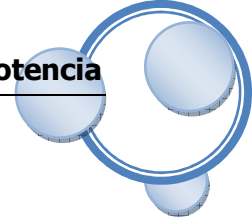


2.2.1. Conexión Y o Δ



Relación entre Tensiones y corrientes Conexión Y





Relación entre Tensiones y corrientes Conexión Δ

$$\begin{aligned} I_a &= I_{ca} - I_{ab} = I_p \angle 120^\circ - I_p \angle 0^\circ \\ &= \sqrt{3} \cdot I_p \angle 150^\circ \\ I_b &= \sqrt{3} \cdot I_p \angle 30^\circ \\ I_c &= \sqrt{3} \cdot I_p \angle -90^\circ \\ I_L &= \sqrt{3} \cdot I_p \angle +30^\circ \end{aligned}$$

Asumiendo que la fuente trifásica balanceada suministra energía a una carga trifásica balanceada.

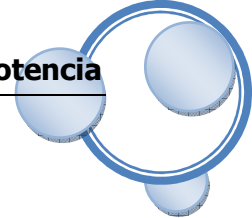
$$\begin{aligned} V_a(t) &= \sqrt{2} \cdot V_p \sin(\omega t) & I_a(t) &= \sqrt{2} \cdot I_p \sin(\omega t - \phi) \\ V_b(t) &= \sqrt{2} \cdot V_p \sin(\omega t - 120^\circ) & I_b(t) &= \sqrt{2} \cdot I_p \sin(\omega t - 120^\circ - \phi) \\ V_c(t) &= \sqrt{2} \cdot V_p \sin(\omega t + 120^\circ) & I_c(t) &= \sqrt{2} \cdot I_p \sin(\omega t + 120^\circ - \phi) \end{aligned}$$

Potencia activa trifásica

$$\begin{aligned} P_{3\phi} &= V_a \cdot I_a \cdot \cos \phi + V_b \cdot I_b \cdot \cos \phi + V_c \cdot I_c \cdot \cos \phi \\ P_{3\phi} &= V_p I_p \{3 \cos \phi - [\cos(2\omega t - \phi) + \cos(2\omega t - 240 - \phi) + \cos(2\omega t + 240 - \phi)]\} \\ P_{3\phi} &= 3 \cdot V_p I_p \cos(\phi) \\ P_{3\phi} &= \sqrt{3} \cdot V_L I_L \cos(\phi) \end{aligned}$$

Potencia compleja

$$\begin{aligned} S_{3\phi} &= 3 \cdot V_p \cdot I_p^* \\ &= \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L^* \\ \text{If } V_p &= |V_p| \angle 0^\circ \text{ and } I_p = |I_p| \angle -\phi & P_{3\phi} &= 3 |V_p| |I_p| \cos \phi = \sqrt{3} |V_L| |I_L| \cos \phi \\ & & Q_{3\phi} &= 3 |V_p| |I_p| \sin \phi = \sqrt{3} |V_L| |I_L| \sin \phi \\ S_{3\phi} &= 3 |V_p| |I_p| \angle \phi \\ S_{3\phi} &= 3 |V_p| |I_p| (\cos \phi + j \sin \phi) \\ &= P_{3\phi} + j Q_{3\phi} \end{aligned}$$



3. Cálculo en valores por unidad

3.1. Introducción

El nombre de valores por unidad (abreviadamente valores p.u.) es, en realidad, una mala traducción poco afortunada que se ha transformado en costumbre. Debería decirse, con corrección, valores en tanto por uno.

El cálculo en valores por unidad consiste en

- *Elegir inicialmente dos magnitudes eléctricas dimensionalmente independientes:* normalmente son la tensión y la potencia.
- *Asignar un valor de base a cada una de estas dos magnitudes:* normalmente son los valores nominales de tensión y potencia del dispositivo que estamos analizando

$$V_b = V_{\text{nom}} \quad S_b = N_{\text{nom}}$$

- *Hallar el valor de base de cada una de las restantes magnitudes eléctricas en función de los anteriores:* normalmente son la intensidad y la impedancia

$$I_b = \frac{N_b}{V_b} \quad Z_b = \frac{V_b^2}{N_b}$$

- *Expresar todos los valores reales que intervienen en el cálculo en tanto por uno en función del valor de base de su magnitud correspondiente:* éstos son los valores p.u. y, evidentemente, son números adimensionales, sin unidades.

$$v \text{ (p.u.)} = \frac{V}{V_b} \quad s \text{ (p.u.)} = \frac{S}{S_b} \quad i \text{ (p.u.)} = \frac{I}{I_b} \quad z \text{ (p.u.)} = \frac{Z}{Z_b}$$

- *Realizar los cálculos en valores p.u., en lugar de en valores reales:* puede demostrarse que las ecuaciones de los circuitos eléctricos conservan su validez en el campo de los valores p.u.

3.2. Valores p.u. en sistemas trifásicos

En sistemas trifásicos pueden utilizarse tensiones simples o de fase (que representaremos con la letra U) y tensiones compuestas o de línea (que para diferenciarlas con facilidad representaremos con la letra V). Como es sabido, las tensiones simples y compuestas se relacionan mediante el factor $\sqrt{3}$.

$$U = \sqrt{3} \cdot V$$

Cuando se trabaja en valores p.u. se toman bases de tensiones diferentes para las tensiones simples y compuestas, relacionadas entre sí por el factor $\sqrt{3}$.

$$U_b = \sqrt{3} \cdot V_b$$



De este modo, las tensiones p.u. simples y compuestas son iguales y no hace falta distinguirlas.

$$u(p.u.) = \frac{U}{Ub} = \frac{\sqrt{3} \cdot V}{\sqrt{3} \cdot Vb} = \frac{V}{Vb} = v(p.u.)$$

Pero además, en las ecuaciones de la potencia de sistemas trifásicos expresadas en valores p.u. desaparecen los factores 3 o $\sqrt{3}$

$$S = 3 \cdot V \cdot I$$

$$V = v(p.u.) \cdot Vb$$

$$I = i(p.u.) \cdot Ib$$

$$S = 3 \cdot Vb \cdot Ib \cdot v(p.u.) \cdot i(p.u.)$$

$$\frac{S}{3 \cdot Vb \cdot Ib} = v(p.u.) \cdot i(p.u.)$$

$$s(p.u.) = \frac{S}{Sb} = v(p.u.) \cdot i(p.u.) = u(p.u.) \cdot i(p.u.)$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$$

$$U = u(p.u.) \cdot Ub$$

$$I = i(p.u.) \cdot Ib$$

$$S = \sqrt{3} \cdot Ub \cdot Ib \cdot u(p.u.) \cdot i(p.u.)$$

$$\frac{S}{\sqrt{3} \cdot Ub \cdot Ib} = u(p.u.) \cdot i(p.u.)$$

$$s(p.u.) = \frac{S}{Sb} = u(p.u.) \cdot i(p.u.) = v(p.u.) \cdot i(p.u.)$$

También se cumple de manera compleja:

$$\vec{s}(p.u.) = \vec{u}(p.u.) \cdot \vec{i}^*(p.u.)$$

En un sistema trifásico las relaciones entre los valores de base de potencias, intensidades, impedancias y tensiones simples y compuestas son las siguientes:

Sabemos que:

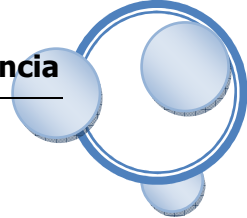
$$Sb = 3Vb \cdot Ib = \sqrt{3} \cdot Ub \cdot Ib$$

y

$$Vb = Zb \cdot Ib$$

De las dos relaciones anteriores, se obtiene,

$$Sb = 3 \cdot Zb \cdot Ib^2 = 3 \cdot \frac{Vb^2}{Zb}$$



Como:

$$Ub = \sqrt{3} \cdot Vb$$

Obtenemos:

$$Sb = \frac{Vb^2}{Zb}$$

3.3. Cambio del valor p.u. de una impedancia al cambiar la potencia base

Una operación bastante frecuente en la modelación de los sistemas eléctricos es el cambio de valores base de las impedancias. Un ejemplo clásico de la necesidad de cambio de base y la compatibilización del valor de las impedancias de los transformadores, usualmente suministrados en su valor porcentual, teniendo como potencia base la potencia nominal del equipo y como tensiones base las tensiones terminales de los arrollamientos.

Sea los valores base iniciales tienen como valores base los valores nominales de la máquina:

Los valores base son: Sb y Ub , donde,

$$Zb = \frac{3 \cdot Vb^2}{Sb} = \frac{Ub^2}{Sb}$$

Los nuevos valores base son: $S'b$ y $U'b$, donde,

$$Zb' = \frac{3 \cdot (Vb')^2}{Sb'} = \frac{(U'b')^2}{Sb'}$$

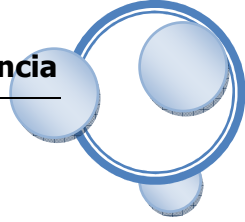
La impedancia inicial en p.u. es:

$$z_{p.u.} = \frac{Z}{Zb} = Z \cdot \frac{Sb}{Ub^2}$$

La impedancia actual p.u. para los nuevos valores base:

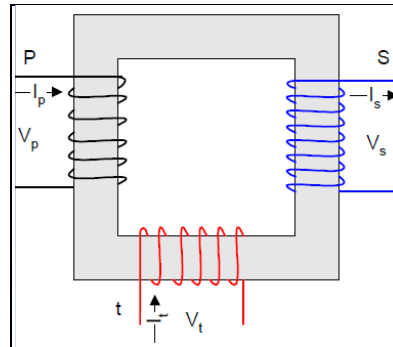
$$\begin{aligned} z'_{p.u.} &= \frac{Z}{Zb'} = \frac{Z}{Zb'} \cdot \frac{Zb}{Zb} = \frac{Z}{Zb} \cdot \frac{Zb}{Zb'} \\ z'_{p.u.} &= z_{p.u.} \cdot \frac{Zb}{Zb'} \\ z'_{p.u.} &= z_{p.u.} \cdot \frac{\frac{Ub^2}{Sb}}{\frac{(U'b')^2}{Sb'}} \end{aligned}$$

$$\boxed{z'_{p.u.} = z_{p.u.} \cdot \left(\frac{Sb'}{Sb}\right) \cdot \left(\frac{Ub}{U'b'}\right)^2}$$



3.4. Impedancia p.u. para un transformador de tres devanados

Los transformadores trifásicos de tres devanados, generalmente presentan diferentes potencias nominales en cada devanado.

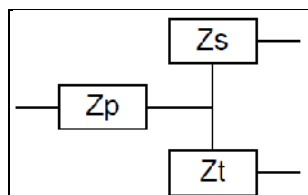


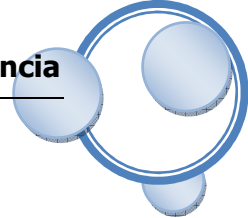
Para el cálculo de las impedancias del equivalente en estrella se emplean las relaciones siguientes:

$$\begin{aligned} Z_p &= \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \\ Z_s &= \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \\ Z_t &= \frac{1}{2}(Z_s + Z_{pt} - Z_{ps}) \end{aligned}$$

Dónde:

Z_p es la impedancia del primario, **Z_s** es la impedancia del secundario y **Z_t** es la impedancia del terciario



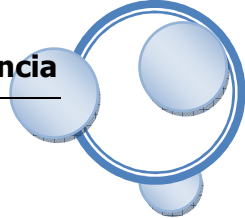


INFORMACIÓN
CLAVE:

Sistema de potencia	Conjunto de instalaciones que permiten: <i>generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad.</i>
Partes de un sistema de potencia	<i>Centrales generadoras:</i> se transforma la energía, térmica, hidráulica, eólica, etc. en energía eléctrica. Niveles de generación de tensión: 13,2 kV, 10,5 kV, etc. <i>Redes de Transmisión:</i> transporte de la energía eléctrica desde las centrales generadoras a las zonas donde se ubican los centros de consumos. Está constituido por subestaciones y líneas de transmisión. Niveles de tensión: 110 kV, 138 kV, 220 kV, 500 kV <i>Redes de Distribución:</i> alimentación directa a los consumos (reparto al detalle). Niveles de tensión empleados: 22,9 kV, 20 kV, 10 kV, 220 V.
Sistema en por unidad (p.u.)	Un valor en por unidad (p.u.) relaciona un valor físico respecto de un valor base dado en las mismas unidades del valor físico (Voltios, Amperios, Vatios, Ohmios, etc.) $Valor(pu) = \frac{Valor(real)}{Valor(base)} \quad [Adimensional]$ La tensión, la potencia, la corriente y la impedancia, están relacionados físicamente: <i>definiendo dos de estos, se pueden determinar los otros dos.</i> $Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad I_b = \frac{S_b}{V_b}$
Ventajas del sistema en p.u.	- Facilita el cálculo de voltajes y corrientes en un sistema con diferentes niveles de tensión. - Se eliminan multiplicaciones y divisiones por 3 y $\sqrt{3}$ • Las constantes de las máquinas expresadas en p.u., tienden a quedar en un margen estrecho (<i>valores típicos</i>). - Las impedancias de elementos conectados a diferentes niveles de tensión son comparables de forma directa. - Desaparecen las relaciones de transformación del sistema.
Cambio de base	$z'_{p.u.} = z_{p.u.} \cdot \left(\frac{S_b'}{S_b} \right) \cdot \left(\frac{U_b}{U_b'} \right)^2$

ACTIVIDAD:

¡Exigencia académica para grandes cambios!



Resuelve el siguiente cuadro:

- 1) Un generador síncrono de 75 MVA, 20 kV, 60 Hz, 16 polos, $\cos \varphi = 0,8$ cuyas reactancias de eje directo y eje cuadratura son: $X_d = 6,4 \Omega$; $X_q = 3,84 \Omega$. el generador es accionado por una turbina hidráulica, por lo que se pide determinar:
 - a) La velocidad nominal.
 - b) La corriente nominal.
 - c) La reactancia de eje directo (X_d) en pu.
 - d) La reactancia de eje cuadratura (X_q) en pu

- 2) Un transformador de 125 MVA, de relación 220 kV/62,5 kV, tiene una impedancia de cortocircuito del 16%. Determinar la impedancia de cortocircuito del transformador para los valores base: 100 MVA y 60 kV en el lado de más baja tensión.



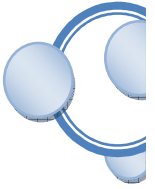
G1: 5 MVA, 7.62 kV, $X = 15\%$

T1: 10 MVA, 7.67/66.4 kV, $Z_{cc} = 10\%$

T2: 10 MVA, 7.62/63.4 kV, $Z_{cc} = 8\%$

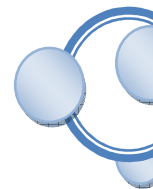
L1: $20 + j 100 \Omega$

- 3) Representar en ohmios, referido a 66 kV, el diagrama unifilar de este sistema eléctrico trifásico posteriormente representar el mismo sistema en p.u. tomando como valores bases: 7,62 kV en la barra del generador y 20 MVA.



INDICE SESIÓN 2

2. Generadores síncronos.....	4
2.1. Introducción:	4
2.2. Circuito equivalente en condiciones de cortocircuito equilibrado	8
2.3. Generadores síncronos en paralelo.....	11
2.4. Funcionamiento de un generador trabajando sobre unas barras de potencia infinita ...	13
2.5. Diagrama de funcionamiento de un generador síncrono.....	17
2.6. Generadores de polos salientes	20


SESIÓN II:
GENERADORES SÍNCRONOS
LOGRO:

- Identifica los modos de operación de una máquina síncrona.
- Modela la operación en estado estable de un generador síncrono.
- Reconoce el procedimiento de sincronización de un generador.
- Analiza la operación de un generador sincronizado a una barra infinita. Curvas den “V” de un generador.
- Determina los límites de operación del generador síncrono.

INFORMACIÓN:
2. Generadores síncronos
2.1. Introducción:

En este capítulo se estudiarán aquellas características de la máquina síncrona que sean interesantes de conocer para el estudio de los sistemas de potencia. Se supone que el lector tiene un conocimiento básico de la teoría de la máquina síncrona. Las dos formas de construcción del rotor producen características que influyen en el funcionamiento del sistema en cantidades variables. En el rotor redondo o cilíndrico el arrollamiento de campo está situado en ranuras cortadas axialmente a lo largo de la longitud del rotor; el diámetro es relativamente pequeño (del orden de 90 cm) y la máquina es adecuada para funcionamiento a altas velocidades accionada por una turbina de vapor. De aquí que se le conozca como turbo-alternador.

En el rotor de polos salientes los polos se proyectan como se indica en la figura 2.1 y es normal un funcionamiento a baja velocidad mediante accionamiento por turbina hidráulica. La frecuencia de la f.e.m. generada y la velocidad están relacionadas por la expresión $f = (np/60)$, en donde n es la velocidad en revoluciones/minuto y p el número de pares de polos; así pues un hidrogenerador necesita muchos polos para generar a la frecuencia nominal.

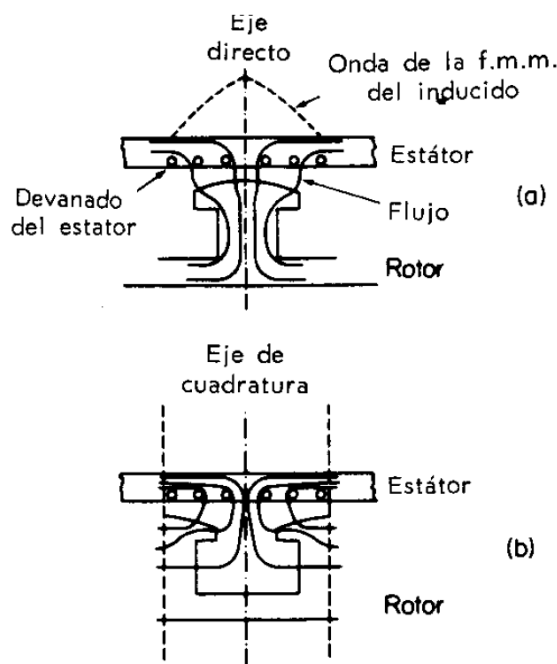
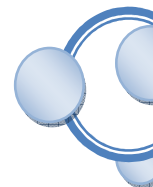
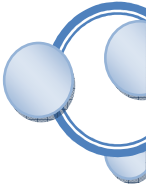


Fig. 2.1.a Polo del rotor y conductores asociados del estator; eje directo, El factor de potencia de la corriente del estator es tal que la onda de f.m.m. está en la posición indicada.

Fig. 2.1.b. Espacio interpolar del rotor y conductores asociados del estator; eje de cuadratura.

Las corrientes trifásicas en el devanado del estator o inducido generan un campo magnético rotatorio que es estacionario respecto al rotor y su campo. Al efecto de esta onda de fuerza magnetomotriz sobre el campo del rotor se le llama reacción del inducido. En la figura 2.1a se muestra el eje directo del sistema del polo del rotor, siendo entonces la reluctancia de la trayectoria del flujo mínima y el enlace de flujo de cada fase es máximo. El enlace de flujo por ampere se conoce como la inductancia síncrona de eje directo, con una reactancia correspondiente, X_d . La tensión inducida en el inducido por la variación de los enlaces de flujos está en cuadratura con el flujo.

Al eje que pasa por el espacio vacío entre polos (fig. 2.1b) se le denomina eje en cuadratura y en dicha posición la reluctancia magnética tiene su valor máximo. El valor de la reactancia X_q correspondiente a esta posición es, por tanto, menor que X_d . En el rotor de un turbo alternador X_q es casi igual a X_d y en el caso de funcionamiento en régimen pueden considerarse iguales, lo cual simplifica considerablemente el análisis. En el caso de hidrogenadores, $X_q < X_d$ se dice que existe saliencia; en el análisis, los flujos, las tensiones y las corrientes se descomponen en sus componentes a lo largo de los ejes directo y en cuadratura, como se explicará posteriormente. En



esta sección se resaltarán las condiciones en las $X_q = X_d$, es decir cuando sólo necesita considerarse un valor de la reactancia, de la corriente y de la tensión. Esto simplificará los cálculos y hará más claros los conceptos físicos.

En el análisis de los sistemas de potencia se pretende utilizar un modelo de circuito equivalente que presente las características externas del generador con exactitud suficiente.

Se simulan los efectos de la reacción de inducido y de la pérdida de flujo por dos reactancias en serie, denominándose reactancia síncrona (X_s) a la reactancia combinada.

Suele ser despreciable la resistencia (R) del arrollamiento de cada fase de la armadura en comparación con X_s . La figura 2.2 muestra el diagrama de fasores correspondiente al circuito equivalente. También se indican en este diagrama los fasores que representan la fuerza magnetomotriz producida por las corrientes de campo y por el inducido. La fuerza magnetomotriz resultante del entrehierro, es $F = F_f + F_a$; F_a está en fase con la corriente de inducido I que la produce.

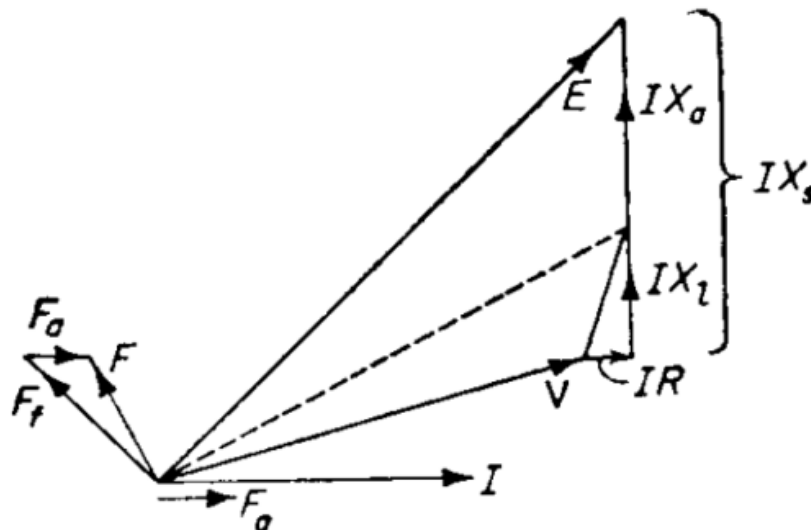
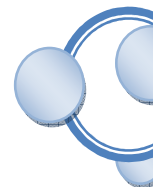


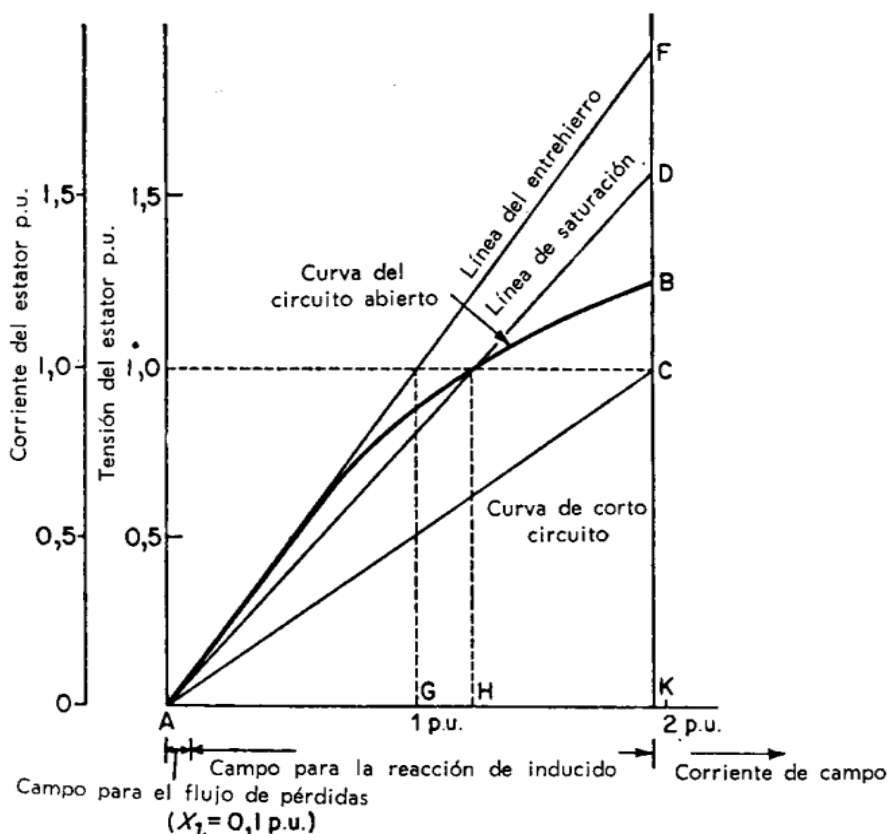
Fig. 2.2. Diagrama fasorial correspondiente al circuito equivalente de una máquina de rotor cilíndrico.

Efecto de la saturación sobre X , razón de cortocircuito

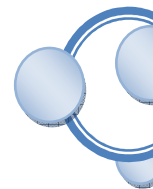
La característica de circuito abierto es el gráfico de la tensión generada en función de la corriente de campo con la máquina en circuito abierto y funcionando a la velocidad síncrona. La característica de cortocircuito es el gráfico de la corriente del estator en función de la corriente de campo con los terminales en cortocircuito; en la figura 2.12 se muestran las curvas para una máquina moderna. X_s es igual a la tensión de circuito abierto producida por la misma corriente de



campo que produce la corriente nominal encortocircuito, dividida por la corriente nominal de inducido. Este valor de X_s es constante sólo en la parte lineal de la característica de circuito abierto (la línea de entrehierro) e ignora el hecho de la saturación. El valor real de X_s con una corriente de carga máxima será evidentemente menor que este valor y existen varios métodos para tener en cuenta los efectos de la saturación.



La razón de cortocircuito (R.C.C.) de un generador se define como el cociente entre la corriente de campo necesaria para dar la tensión nominal en circuito abierto y la exigida para hacer circular la corriente a plena carga en el inducido cuando está cortocircuitado. En la figura 2.3 la razón de cortocircuito es AH/AK , es decir 0,63. Para tener en cuenta la saturación es práctica común admitir que la reactancia síncrona es $1/(\text{razón de cortocircuito})$ o sea, para esta máquina, 1,58 p.u. Las razones económicas exigen proyectar máquinas de una razón de cortocircuito pequeña y en las máquinas modernas suele ser normal un valor de 0,55.



2.2. Circuito equivalente en condiciones de cortocircuito equilibrado

En la figura 2.4a. se muestra una serie típica de oscilogramas de las corrientes en las tres fases del inducido cuando se produce un cortocircuito repentino en un generador síncrono.

En las tres trazas obtenidas resulta evidente la existencia de una componente de corriente continua, y esto es lógico teniendo en cuenta los efectos transitorios en circuito $R-L$. El valor de la corriente continua presente depende del instante en que se aplica el corto circuito y del factor de potencia del circuito. Cuando existen tres tensiones mutuamente a 120° es posible que solamente una posea una componente de corriente continua nula. Con frecuencia, para aclarar las condiciones físicas se ignora la componente continua y se considera la traza de una corriente de cortocircuito como la indicada en la figura 2.4b.

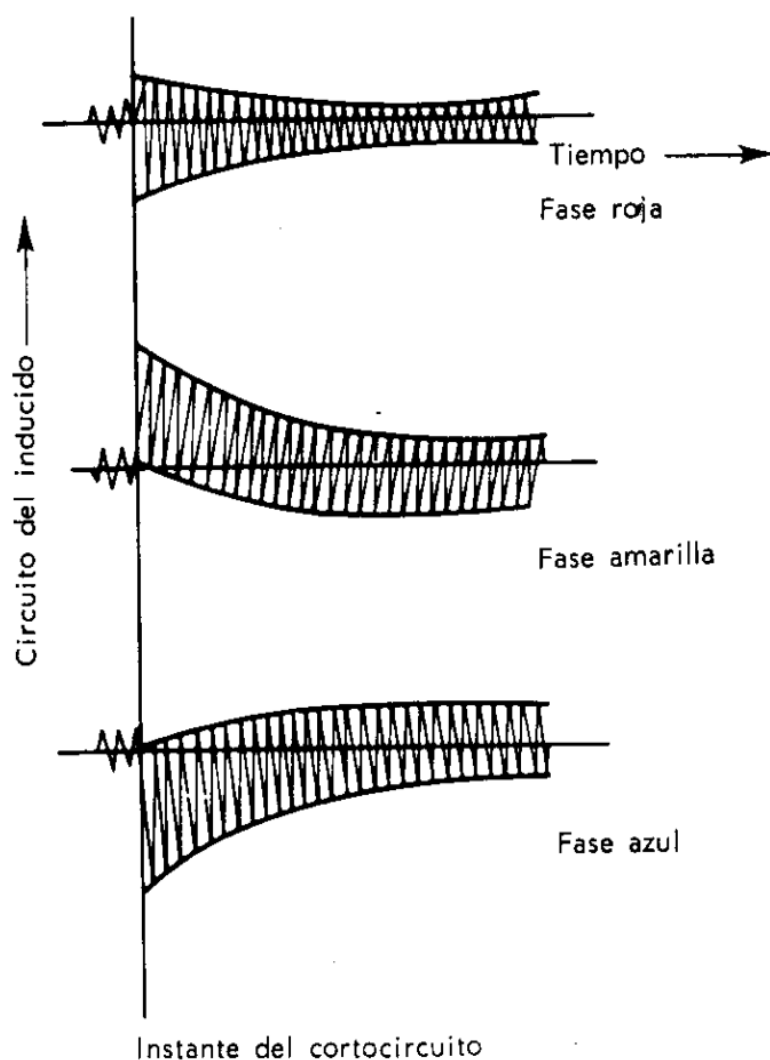


Fig. 2.4a. Oscilogramas de las corrientes en las tres fases de un generador cuando se presenta un cortocircuito repentino.

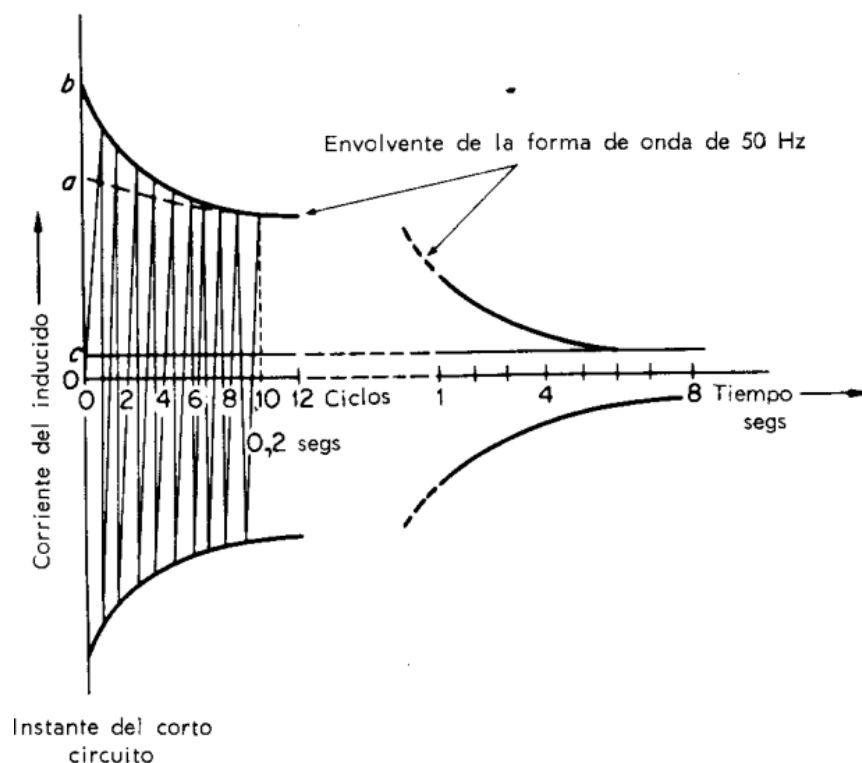
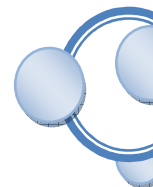
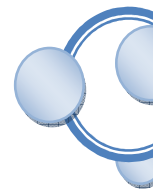


Fig. 2.4b. Trazo de la corriente de cortocircuito cuando se elimina la componente continua.

Inmediatamente después de la aplicación en cortocircuito la corriente del inducido intenta crear una fuerza magnetomotriz de reacción de inducido, pero el flujo principal del entrehierro no puede variar inmediatamente a un nuevo valor, puesto que está enlazado con circuitos de baja resistencia compuestos por (a) el devanado del rotor que es efectivamente un circuito cerrado, y (b) las barras de amortiguamiento, es decir un arrollamiento que se compone de unas espiras cortocircuitadas de tiras de cobre situadas en los polos para amortiguar las tendencias oscilatorias. Puesto que inicialmente el flujo permanece sin variar, las corrientes del estator son grandes y solamente pueden fluir mediante la creación de corrientes opuestas en el rotor y arrollamientos amortiguadores, por lo que constituye esencialmente una acción de transformador. Debido a la resistencia más elevada, la corriente inducida en el arrollamiento amortiguador disminuye rápidamente y la corriente del inducido empieza a decrecer. Después de esto las corrientes en el arrollamiento del rotor y en el cuerpo del mismo disminuyen, la fuerza magnetomotriz de la reacción del inducido queda gradualmente establecida y la fuerza electromotriz generada y la corriente del estator disminuyen hasta que se alcanza la condición de régimen de cortocircuito. De aquí que el efecto total de la reacción del inducido sea operacional y que la máquina venga representada por la reactancia síncrona X_s . Estos efectos se indican en la figura 2.4 con la corriente inicial elevada debida al arrollamiento amortiguador y luego la reducción gradual hasta que se establece la reacción completa del inducido. En la referencia 9 se da un análisis detallado de este fenómeno.



Para representar las condiciones de cortocircuito iniciales deben introducirse dos nuevos modelos. Si se trazan en la figura 2.4b las envolventes de las ondas de 50 Hz, aparece una discontinuidad. Mientras que la envolvente natural continúa hasta el punto «a», la traza real acaba en el punto «b»; las razones de este comportamiento se han mencionado anteriormente. Para explicar ambos hechos es necesario que representen a la máquina dos nuevas reactancias, exigiendo las condiciones iniciales lo que se denomina *reactancia subtransitoria* (X'') y el período siguiente la *reactancia transitoria* (X'). En las definiciones siguientes se admite que el generador está sin carga antes de la aplicación del cortocircuito y es del tipo de rotor cilíndrico. Supongamos que la tensión de las bases del generador sincarga es E volts (valores eficaces).

Entonces a partir de la figura 2,4b, la reactancia subtransitoria (X'') = $\frac{E}{ob/\sqrt{2}}$ siendo $ob/\sqrt{2}$ el valor eficaz de la corriente subtransitoria (I''); la reactancia transitoria (X') = $\frac{E}{oa/\sqrt{2}}$ siendo $oa/\sqrt{2}$ el valor eficaz de la corriente transitoria y finalmente $\frac{E}{oc/\sqrt{2}}$ reactancia síncrona X_s .

X_2 = Reactancia de la secuencia inversa

X_0 = Reactancia de la secuencia homopolar

X' y X'' = Son los valores del eje directo para el valor directo e inverso de cuadratura (véase referencia 1)

R_a = Resistencia a la corriente alterna del devanado del inducido por fase

Tipo de máquina	X_s (o X_d)	X_q	X'	X''	X_2	X_0	r_a
Turbo- alternador	1,2-2,0	1-1,15	0,2-0,35	0,17-0,25	0,17-0,25	0,04-0,14	0,003-0,008
Polos salientes (hidroeléctrica)	0,6-1,45	0,4-1,0	0,2-0,5	0,13-0,35	0,13-0,35	0,02-0,2	0,003-0,015
Compresor síncrono	1,5-2,2	0,95-1,4	0,3-0,6	0,18-0,38	0,17-0,37	0,03-0,15	0,004-0,01

Tabla 2.1. Constantes de máquinas síncronas - 60Hz

(Todos los están valores expresados en unidad respecto a los valores nominales)

En la tabla 2.1 se dan valores típicos de X'' , X_s y X_q para diversos tipos y tamaños de máquinas. Si la máquina está previamente en carga la tensión aplicada a la reactancia equivalente previa a E , se ve ahora modificada debido a la caída de tensión de la carga inicial.

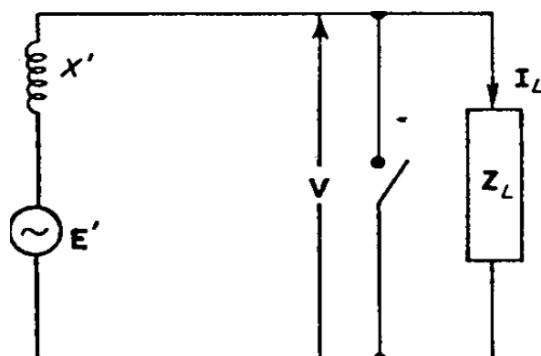
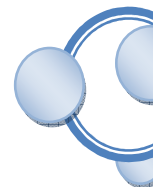


Fig. 2.5. Modificación del circuito equivalente para tener en cuenta la corriente de carga inicial

Consideremos la figura 2.5. Inicialmente la corriente de carga es IL y la tensión en los bornes es V .

La tensión detrás de la reactancia transitoria X' es

$$E' = IL (Z_L + jX')$$

y de aquí que la corriente transitoria en cortocircuito sea igual a E'/jX' .

$$= V + jILX'$$

2.3. Generadores síncronos en paralelo

Consideremos dos máquinas A y B cuyas tensiones se han ajustado hasta obtener los mismos valores mediante reguladores de campo y cuyas velocidades son ligeramente diferentes. En la figura 2.6b las tensiones de fase son E_{RA} , etc., la velocidad de la máquina A, ω_A radianes/segundo y la de B, ω_B radianes/segundo.

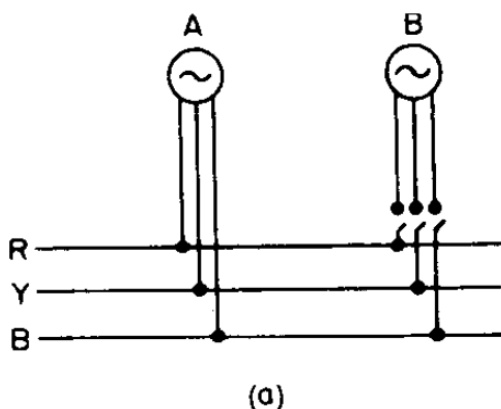


Fig. 2.6a. Generadores en paralelo

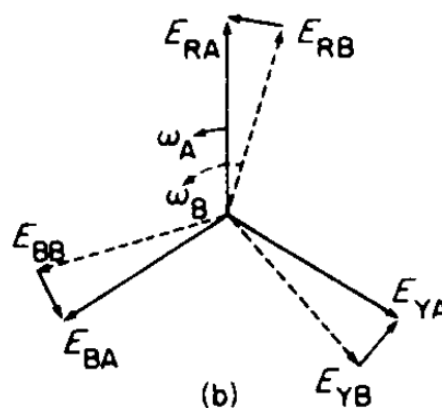
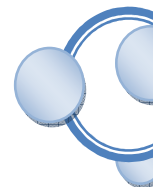


Fig. 2.6b. Diagrama fasorial correspondiente

Si los fasores de tensión de A se consideran estacionarios, los correspondientes a B girarán a una velocidad relativa $(\omega_B - \omega_A)$ y de aquí que existirán tensiones resultantes a través del interruptor $(E_{RA} - E_{RB})$, etc., que se reducirán a cero durante cada revolución relativa. Si se cierra el interruptor en un instante de tensión cero las máquinas están conectadas (sincronizadas) sin el flujo de corrientes grandes debido a las tensiones resultantes a través de los inducidos. Cuando las dos máquinas están en sincronismo tienen una tensión terminal o en los bornes común lo mismo que la velocidad y la frecuencia. Cualquier tendencia de una de las máquinas a acelerar respecto a la otra



da como resultado inmediato la aparición de un par de retardo o sincronizador debido a la corriente que circula.

Dos máquinas que funcionan en paralelo se representan mediante el circuito equivalente indicado en la figura 2.7a con $E_A = E_B$ y sin carga externa. Si A intenta aumentar la velocidad se obtiene el diagrama de fasores de la figura 2.7b e $I = E_R / (Z_A + Z_B)$. La corriente que circula I retrasa respecto a E_R en un ángulo $\arctg(X/R)$ y como en la mayor parte de las máquinas $X \gg R$ este ángulo tiende a 90° . Esta corriente es una corriente generadora para A y una corriente motora para B, de aquí que A esté generando energía y tienda a frenarse mientras que B está recibiendo dicha energía desde A y se acelera. A y B por tanto permanecen a la misma velocidad, «al paso», o en sincronismo. La figura 2.7c muestra el estado de las cosas cuando B intenta aumentar su velocidad respecto A. La cualidad de una máquina para volver a su estado de funcionamiento original después de una perturbación momentánea se mide por la *energía y par de sincronización*. Es interesante señalar que cuando la impedancia de la máquina es preferentemente inductiva las energías y pares de restauración son grandes; si el sistema fuese fundamentalmente resistivo sería difícil que se mantuviera el sincronismo.

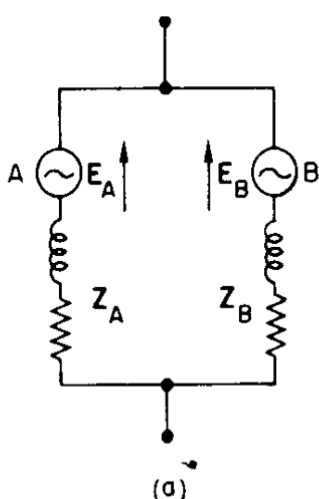


Fig. 2.7a. Dos generadores en paralelo; circuito equivalente

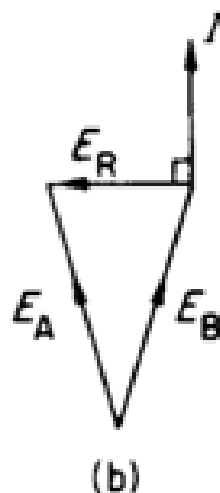


Fig. 2.7b. La máquina A en avance de fase respecto a la B

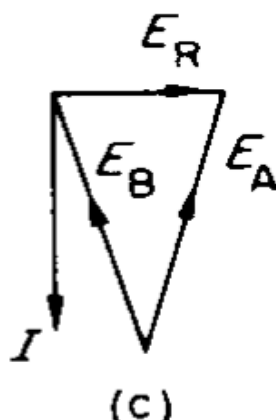
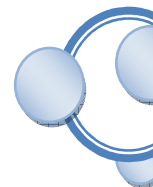


Fig. 2.7c. La máquina B en avance de fase respecto a la A



Normalmente funcionan en paralelo más de dos generadores y el funcionamiento de una máquina conectada en paralelo con otras muchas es de gran interés. Si las restantes máquinas en paralelo son de tal capacidad que la presencia del generador en estudio no produce ninguna diferencia respecto a la tensión y frecuencia de los demás, se dice que forman un sistema de *barra de distribución infinita*, es decir un sistema infinito de generación. En la práctica nunca se obtiene totalmente un sistema de barras de distribución infinitas perfecto, pero, si por ejemplo se desconecta un generador de 60 MW de un sistema de 30000 MW la diferencia de tensión y de frecuencia producida por esto será muy pequeña.

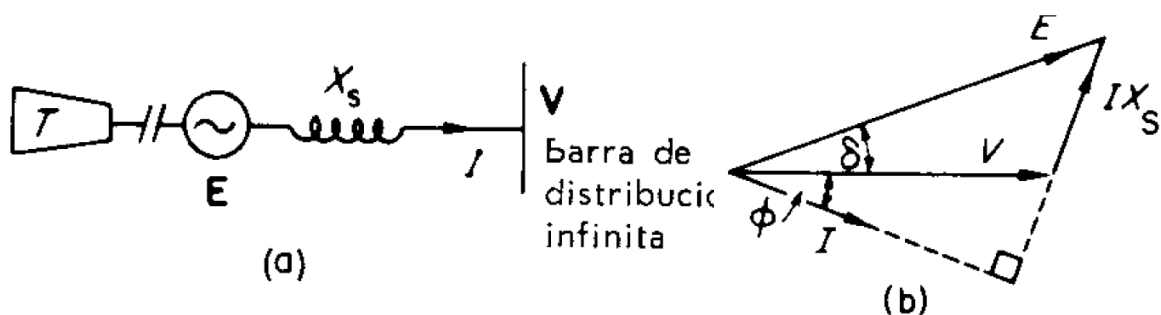
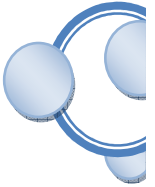


Fig. 2.8a Máquina síncrona conectada a una barra de distribución infinita

Fig. 2.8b Diagrama de fasores correspondientes

2.4. Funcionamiento de un generador trabajando sobre unas barras de potencia infinita

En esta sección, con objeto de simplificar las ideas lo más posible, se despreciará la resistencia del generador; en la práctica esta hipótesis es normalmente razonable. La figura 2.8. muestra el diagrama esquemático de una máquina conectada a barras de potencia infinita, junto con el correspondiente diagrama de fasores. Si se desprecian las pérdidas, la potencia de salida procedente de la turbina es igual a la potencia de salida del generador. Al ángulo δ formado entre los fasores E y V se le conoce como el ángulo de carga y depende de la potencia de entrada al eje de la turbina. Con una máquina aislada suministrando su propia carga esta última determina la potencia necesaria y por tanto el ángulo de carga; sin embargo, cuando se conecta a un sistema de barra de distribución infinita la carga producida por la máquina ya no depende directamente de la carga conectada. Variando la salida de la turbina y por lo tanto el δ del generador puede hacerse que éste admita cualquier carga que el operador desee, sometida sólo a restricciones económicas y técnicas.



A partir del diagrama de fasores de la figura 2.8b, la potencia entregada a las barras de potencia infinita = $VI \cos \varphi$ por fase, pero,

$$\frac{E}{\sin(90 + \varphi)} = \frac{IX_s}{\sin \delta}$$

de aquí que $I \cos \varphi = \frac{E}{X_s} \sin \delta$

$$\therefore \text{potencia producida} = \frac{VR}{X_s} \sin \delta$$

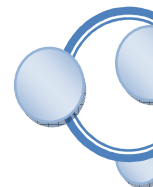
$$P_m = E_m^2 Y_{mm} \sin \alpha_{mm} + E_m E_2 Y_{m2} \sin(\delta_{m2} - \alpha_{m2}) + E_m E_3 Y_{m3} \sin(\delta_{m3} - \alpha_{m3}) + \dots \quad (2.3)$$

Esta expresión es de extrema importancia puesto que gobierna en gran parte el funcionamiento de un sistema de potencia. Podría haberse obtenido directamente de la ecuación 2.3, haciendo $\alpha = 0$.

En la figura 2.9. Se obtiene la potencia máxima para $\delta = 90^\circ$. Si δ resultase mayor que 90° debido a un intento de obtener una potencia mayor de P_{max} , el incremento de δ da como resultado una potencia de salida inferior y la máquina resulta inestable y pierde sincronismo. La pérdida de sincronismo da como resultado el intercambio de flujos de corriente entre el generador y la red cuando los polos de la máquina tienden hacia el sincronismo y luego se separan de él nuevamente.

Si la potencia de salida del generador se aumenta en incrementos pequeños, manteniendo constante la tensión correspondiente a la ausencia de carga, el límite de estabilidad se presenta para $\delta = 90^\circ$ y se conoce como *límite de estabilidad en régimen*.

Existe otro límite de estabilidad debido a una variación grande y repentina de las condiciones, como la producida por una avería, que se conoce como *límite de estabilidad transitoria* y es posible que el rotor oscile más allá de 90° un cierto número de veces. Si estas oscilaciones disminuyen la máquina es estable. El ángulo de carga δ tiene un significado físico; es el ángulo entre las marcas radiales situadas en el extremo del eje del rotor de la máquina y las que existirían sobre un rotor imaginario que representase el sistema.



Las marcas están en posiciones físicas idénticas cuando la máquina marcha en vacío. El coeficiente de potencia de sincronización = $dP/d\delta$ W/rad y el coeficiente de par de sincronización = $(1/\omega_s)/(dP/d\delta)$.

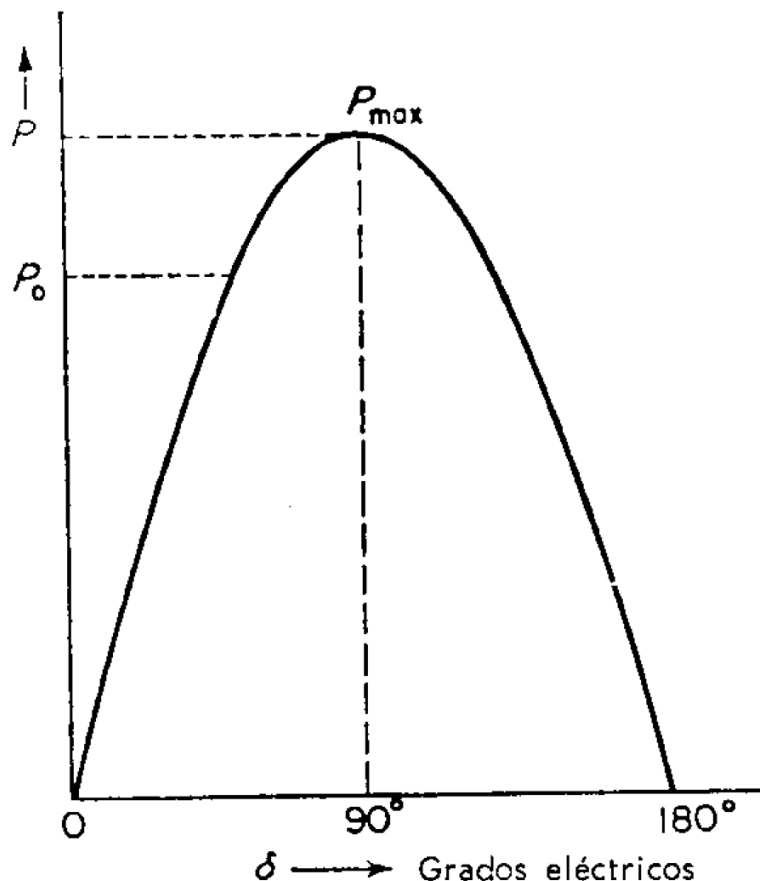


Fig. 2.9. Curva, Potencia-ángulo, de una máquina síncrona. Se desprecian la resistencia y la saliencia

En la figura 2.10. se muestra el diagrama de fasores para la condición límite de estado de régimen. Debe señalarse que en esta condición la corriente está siempre adelantada. Las figuras siguientes 2.10b, c y d muestran el diagrama de fasores para diversas condiciones de funcionamiento. Otra condición de funcionamiento interesante es la de potencia variable y excitación constante. Ésta se muestra en la figura 2.11. En este caso, como V y E son constantes, cuando se aumente la potencia procedente de la turbina, debe crecer δ y varía el factor de potencia.

Es conveniente resumir los tipos anteriores de funcionamiento en un diagrama o gráfico simple que permita a un operador ver inmediatamente si la máquina está funcionando dentro de los límites de estabilidad y de funcionamiento normal.

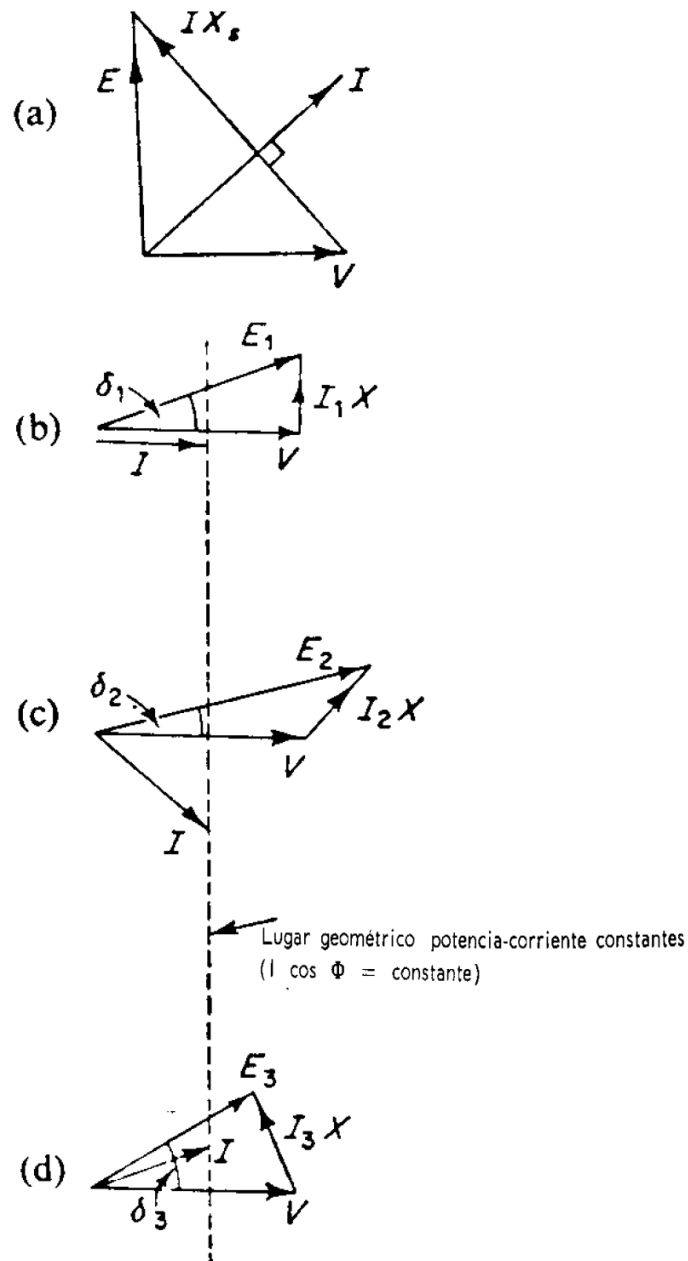
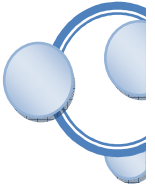


Fig. 2.10. (a) Diagrama de fasores para un generador en el límite de estabilidad del estado de régimen, (c) y (d) diagramas de fasores para el generador enviando potencia constante al sistema de barra de distribución infinita pero con excitaciones diferentes. Cuando V sea constante, cuando E varia, δ debe variar y constante. Como $EV/X \sin \delta$ es constante, cuando E varia, δ debe variar y $\delta_3 > \delta_1 > \delta_2$

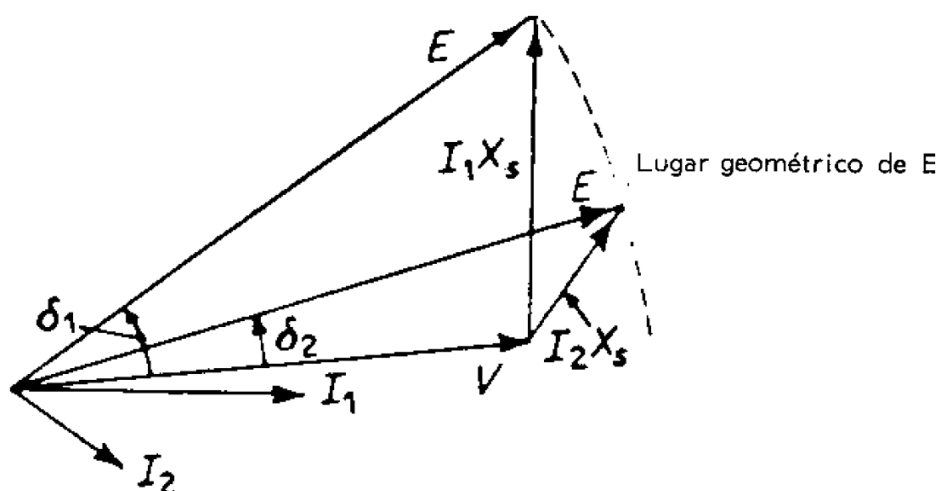
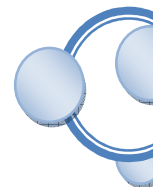


Fig.2.11. Funcionamiento a potencia variable y excitación constante

2.5. Diagrama de funcionamiento de un generador síncrono

Consideremos, en la figura 2.21a, el diagrama de fasores de una máquina de rotor cilíndrico en la que no se tiene en cuenta la resistencia. El lugar geométrico de $I X_s$, I y por tanto MVA constantes, es una circunferencia y el lugar geométrico de E constante es una circunferencia también. De aquí que

$O'S$ sea proporcional a VI o MVA

ps sea proporcional a $VI \sin \phi$ o MVAR

sq sea proporcional a $VI \cos \phi$ o MW

Para obtener el factor de escala para leer MVA, MVAR y MW se utiliza el hecho de que a excitación cero, $E = 0$ e $I X_s = V$, de donde se obtiene que I es V/X_s a 90° adelantados respecto a OO' , correspondiente a VAR/fase.

A continuación se muestra la construcción de un diagrama correspondiente a una máquina de 60 MW (fig. 2.21b).

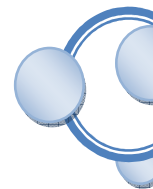
Datos de la máquina

60 MW, 0,8 factor de potencia, 75 MVA

11,8 kV, R.C.C. 0,63, 3000 rev/min

Corriente máxima excitadora 500 A

$$X_s = \frac{1}{0,63} \text{ p. u.} = 2,49 \Omega/\text{fase}$$



La carga se referirá a los valores trifásicos completos de MW y MVar. Cuando se reduce a cero la excitación y por lo tanto E , la corriente adelanta a V en 90° y es igual a (V/X_s) , es decir $11800/3 \times 2,94$. Los var correspondientes a éstos en adelanto son $11800^2/2,94 = 47$ MVar.

Con centro en O se dibuja una serie de semicircunferencias de radios iguales a las diversas cargas expresadas en MVA, siendo la más importante la circunferencia correspondiente a 75 MVA. Se dibujan arcos, con O' como centro y con radios que son múltiplos diversos de OO' (ó V), para tener los lugares geométricos correspondientes a excitaciones constantes. Pueden también dibujarse rectas desde O relativas a los diversos factores de potencia, pero para mayor claridad sólo se ha dibujado la correspondiente a un factor de potencia de 0,8 en retraso. Los límites de funcionamiento se fijan del modo siguiente. La potencia de salida nominal de la turbina da un límite de 60 MW que se dibuja del modo indicado, es decir es la línea efg, que corta a la recta de 75 MVA en g. El arco de MVA gobierna la carga térmica de la máquina, es decir la elevación de temperatura del estator, de modo que por encima de la parte gh la salida de potencia viene determinada por el valor nominal de MVA. En el punto h el calentamiento del rotor resulta más decisivo y entonces se obtiene el arco hj como consecuencia de la máxima corriente de excitación permisible que en este caso se supone que es 2,5 p.u.

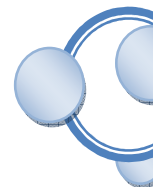
El límite restante queda gobernado por la pérdida de sincronismo en los factores de potencia en adelanto. El límite teórico es la recta perpendicular a OO' en O' (es decir, $\delta = 90^\circ$) pero en la práctica se introduce un margen de seguridad para permitir un incremento adicional de carga de hasta el 10 ó 20 antes de que se presente inestabilidad. En la figura 2.12. se ha utilizado un margen del 10 % que viene representado por la curva ecd: se construye del modo siguiente: Consideremos el punto «a» en el límite teórico sobre el arco de $E = 1$ p.u., se reduce entonces la potencia $O'a$ en el 10 por ciento de la potencia nominal (es decir, 6 MW) hasta obtener $O'b$; sin embargo, el punto de funcionamiento debe todavía estar sobre el mismo arco correspondiente a E y entonces se proyecta b hasta c que es un punto de la nueva curva límite. Esto se repite para varias excitaciones obteniéndose así finalmente la curva ecd.

El límite de funcionamiento completo se muestra sombreado y el operador sólo deberá trabajar normalmente dentro del área limitada por esta línea.

Como ejemplo del empleo del diagrama, el punto g de funcionamiento a carga completa (60 MW, factor de potencia 0,8 en retraso) exigirá una excitación E de 2,3 p.u. y el ángulo de carga medido δ es 33° . Este valor puede comprobarse utilizando la fórmula de potencia = $VE/X_s \sin \delta$.

Es decir,

$$60 \times 10^6 = \frac{11800^2 \times 2,3}{2,94} \sin \delta$$



Se obtiene $\delta = 33.3^\circ$

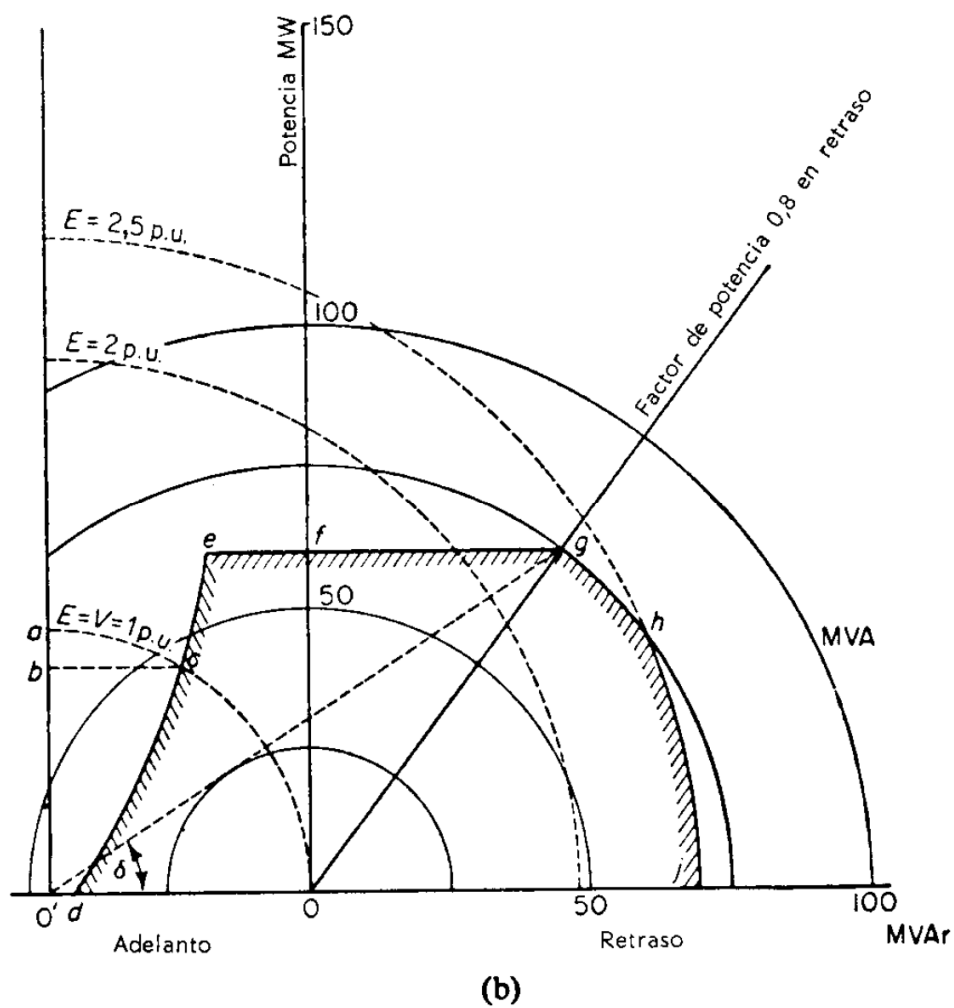
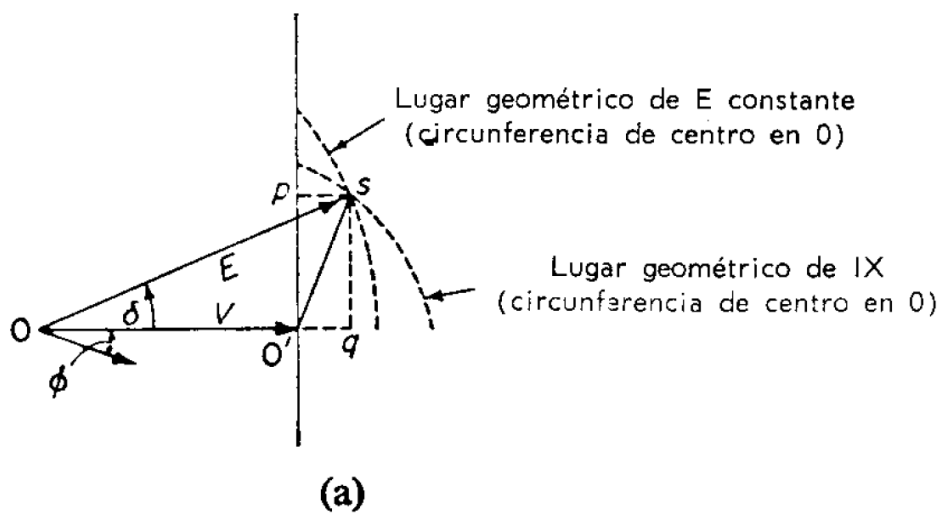
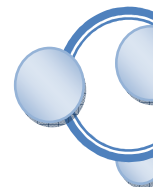


Fig. 2.12. Diagramas de funcionamiento de un generador síncrona.



2.6. Generadores de polos salientes

Hasta ahora se ha supuesto que la reactancia del eje directo es igual al valor correspondiente al eje en cuadratura. En el caso de turbo alternadores esta hipótesis es razonablemente exacta para condiciones de régimen, pero en el caso de las máquinas de polos salientes se utiliza un eje adicional entre los polos principales, conocido como eje de cuadratura, para una representación exacta.

Para tener en cuenta la reacción del inducido existen dos reactancias: X_{ad} correspondiente al eje directo y X_{aq} para el eje en cuadratura y $X_{ad} > X_{aq}$.

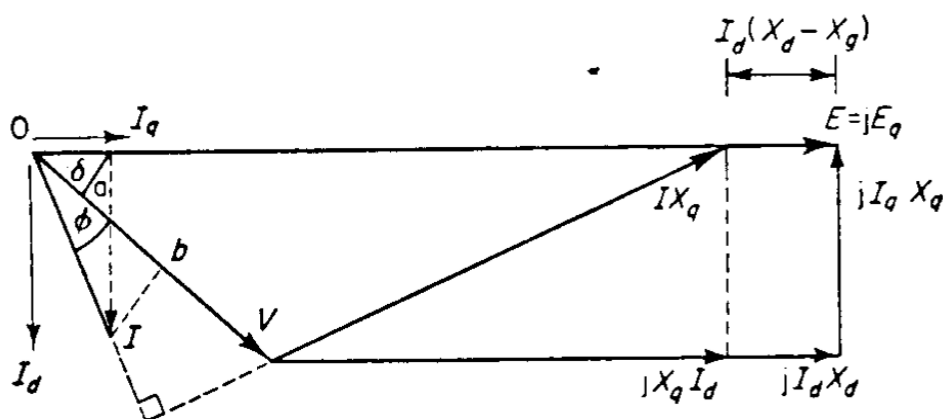


Fig. 2.13. Diagrama de fasores de un generador síncrono; representación completa en dos ejes

Sean $X_d = X_l + X_{ad}$ y $X_q = X_l + X_{aq}$, siendo X_l la reactancia de pérdidas; entonces a partir del diagrama de fasores de la figura 2.13.

$$\begin{aligned} \mathbf{E} &= \mathbf{V} + j\mathbf{I}_d X_d + j\mathbf{I}_q X_q \\ \mathbf{E} &= \mathbf{V} + j\mathbf{I} X_q + j\mathbf{I}_d (X_d - X_q) \text{ o bien } \mathbf{E}_{qd} + j\mathbf{I}_d (X_d - X_q) \end{aligned} \quad (2.11)$$

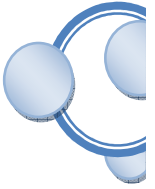
como $j\mathbf{I}_d (X_d - X_q)$ está en fase con $\mathbf{E}$ conociendo $\mathbf{V}$, $\mathbf{I}$ y ϕ puede dibujarse $\mathbf{I} X_q$ y de aquí queda determinada la dirección de $\mathbf{E}$ y en consecuencia $\mathbf{I}_d$ e $\mathbf{I}_q$. Conociendo $\mathbf{I}_d$ e $\mathbf{I}_q$ pueden dibujarse los fasores restantes hasta completar el diagrama. A continuación mediante tanteos pueden hallarse los valores de X_d y X_q .

Potencia de salida

La potencia de salida = $VI \cos \phi$.

A partir de la figura 2.13.

$$\begin{aligned} I \cos \phi &= ob = oa + ab \\ &= I_q \cos \delta + I_d \sin \delta. \end{aligned}$$



Si la resistencia de la armadura es despreciable,

$$V \sin \delta = I_q X_q$$

$$V \cos \delta = E - I_d X_d$$

$$P = V \left[\frac{V \sin \delta}{X_q} \cos \delta + \frac{E - V \cos \delta}{X_d} \sin \delta \right]$$

$$\frac{VE}{X_d} \sin \delta + \frac{V^2(X_d - X_q)}{2X_d X_q} \sin 2\delta$$

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{VE}{X_d} \cos \delta + \frac{V^2(X_d - X_q)}{2X_d X_q} \cos 2\delta \quad (2.13)$$

= Coeficiente de potencia de sincronización

La representación de P en función de δ se muestra en la figura 2.23, a partir de la cual es evidente que el límite de estabilidad en régimen se presenta para un valor de δ inferior a 90° .

La ecuación 2.12 se refiere al funcionamiento en régimen. En condiciones transitorias la reactancia del eje directo resulta $X'd$ o $X''d$ como previamente se estudió mientras que en el eje de cuadratura es normal admitir que $X_q = X'_q$. En el estado transitorio la tensión de excitación $E = jE_q$ todavía está a lo largo del eje de cuadratura y la tensión «detrás» de la reactancia transitoria $E_1 = E_q$ también está en este eje.

La ecuación correspondiente a la potencia de salida transitoria es

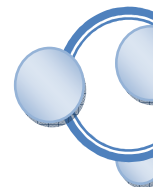
$$P = \frac{E_q V}{X'_d} \sin \delta + V^2 \frac{X_q - X'_d}{2X'_d X_q} \sin 2\delta \quad (2.14)$$

En los cálculos para la estabilidad en estado de régimen puede ignorarse la influencia de la saliencia, especialmente en comparación con los efectos producidos por la saturación.

Consideremos una máquina de polos salientes con los parámetros siguientes $X_d = 1,2$ p.u., $X_q = 0,9$ p.u., tensión de excitación $E = 1,5$ p.u. El máximo valor de la potencia de salida para un sistema de barra de distribución infinita de tensión 1 p.u. es

$$P = \frac{EV}{X_d} \sin \delta + V^2 \frac{X_d - X_q}{2X_d X_q} \sin 2\delta$$

$$P = 1,25 \sin \delta + 0,14 \sin 2\delta$$



Obteniendo P_{max} gráficamente (o mediante otros medios) se deduce que $P_{max} = 1,25$ p.u. Cuando se repite este ejercicio con valores más bajos de E se ve que tiende a aumentar el error introducido por el hecho de despreciar la saliencia. Con tal de que $E > V$, la saliencia puede generalmente ignorarse en los estudios de estados de régimen.

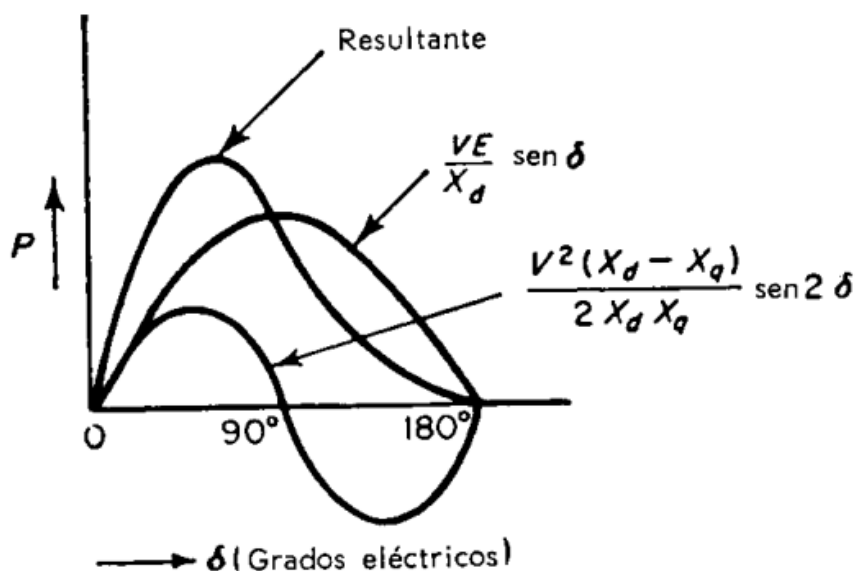
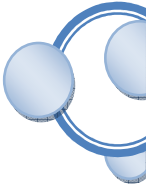


Fig. 2.14. Curva de Potencia- ángulo; máquina de polos salientes

Si la máquina se conecta a unas barras de potencia infinita a través de un enlace de reactancia XL entonces $TXd = Xd + XL$ y $TXq = Xq + XL$, en donde el prefijo T se refiere a la reactancia efectiva total del sistema.



ACTIVIDAD:

Resuelve el siguiente cuadro:



Índice

3. Transformadores	4
3.1. Desplazamientos de fase en los transformadores trifásicos	5
3.2. Transformadores de tres arrollamientos.	7
3.3. Autotransformadores	8
3.4. Transformadores conectados a tierra.	8
3.5. Armónicos.	8
3.6. Transformadores con tomas	9
3.7. Parámetros típicos de los transformadores.	10
3.8. Conexión de los transformadores trifásicos	12



SESIÓN III:

TRANSFORMADORES

LOGRO:

- Modela un transformador monofásico.
- Emplea el parámetro de tensión de cortocircuito.
- Reconoce las características fundamentales del transformador trifásico y los grupos de conexión.
- Reconoce la aplicación de los cambios de relación de transformación.
- Reconoce las características fundamentales del autotransformador.

INFORMACIÓN:

3. Transformadores

El circuito equivalente de una fase de un transformador referido al arrollamiento primario se indica en la figura 2.46. Las resistencias y reactancias pueden encontrarse a partir de los bien conocidos ensayos en circuito abierto y en cortocircuito. En ausencia de información completa de cada arrollamiento, puede admitirse que los dos brazos de la red en T poseen la mitad de la impedancia total del transformador. Además la pérdida de exactitud es pequeña si se transfiere la rama en shunt a los terminales de entrada formando un circuito serie simple.

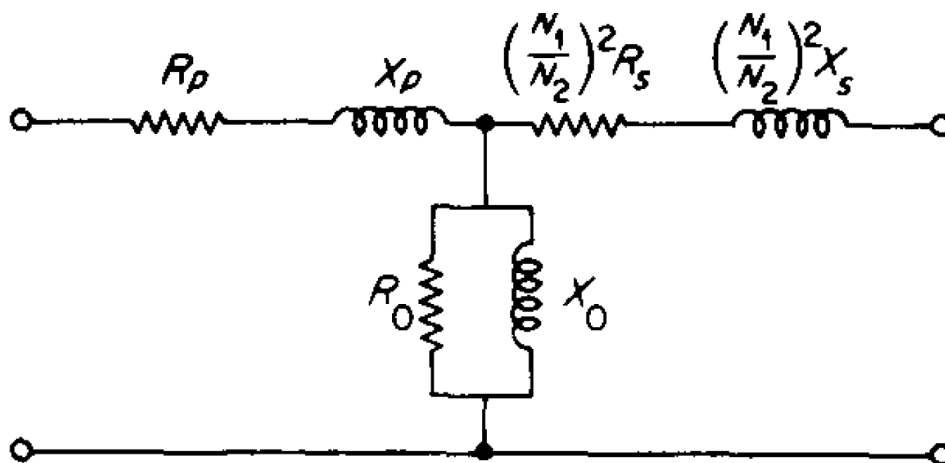


Fig. 2.46. Circuito equivalente de un transformador de dos arrollamientos.



3.1. Desplazamientos de fase en los transformadores trifásicos

Consideremos el transformador indicado en la figura 2.47a. Se toman como referencia las fases rojas en ambos lados y el cociente de transformación es $1:N$. Los diagramas de fasores correspondientes se indican en la figura 2.47b. Aunque no se dispone de ningún punto neutro en la conexión en triángulo, las tensiones efectivas desde la línea a la tierra se designan por $E_{R'n}$, $E_{Y'n}$ y $E_{B'n}$.

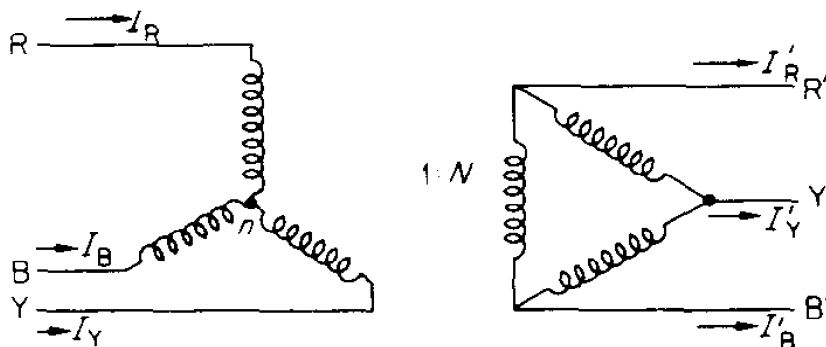


Fig. 2.47a. Transformador estrella-triángulo con relación de espiras $1 : N$

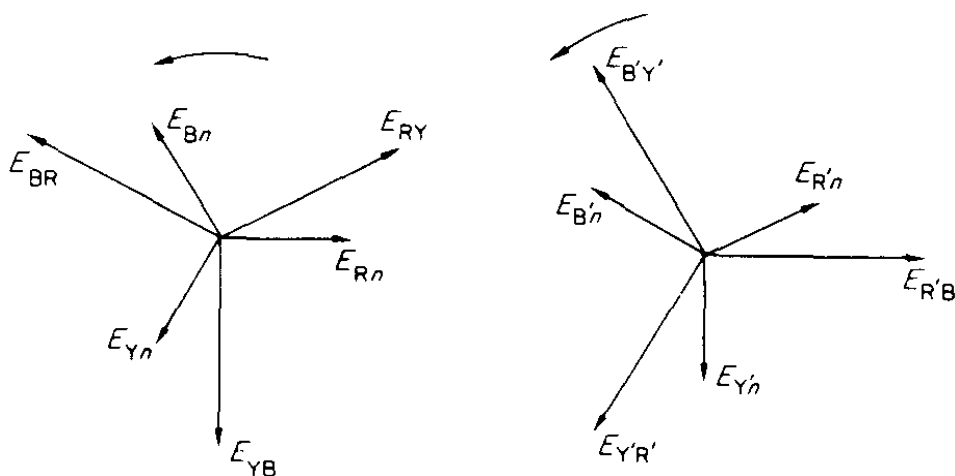


Fig. 2.47 b. Diagramas de fasores correspondientes (tomando N como 1).

Comparando los dos diagramas de fase, se comprueba que se obtienen las siguientes relaciones:

$E_{R'n}$ = tensión línea-tierra en la parte de triángulo.

$$= N E_{Rn} \angle 30^\circ$$

es decir la secuencia positiva o tensión equilibrada normal de cada fase está avanzada en 30° . Análogamente, puede demostrarse que las corrientes de la secuencia positiva están avanzadas también en 30° .



Por consideración de los diagramas de fasores de secuencia de fase negativa (éstos son fasores con rotación invertida, es decir, $R-B-Y$) se demuestra fácilmente que las corrientes y tensiones de fase están desplazadas en -30° . Cuando se utiliza el sistema por unidad, no aparece directamente la razón de transformación en los cálculos. En los transformadores conectados en estrella-estrella y triángulo-triángulo no existen desplazamientos de fases; de aquí que los transformadores que reúnen estas condiciones y aquellos con conexiones estrella triángulo no deben conectarse en paralelo.

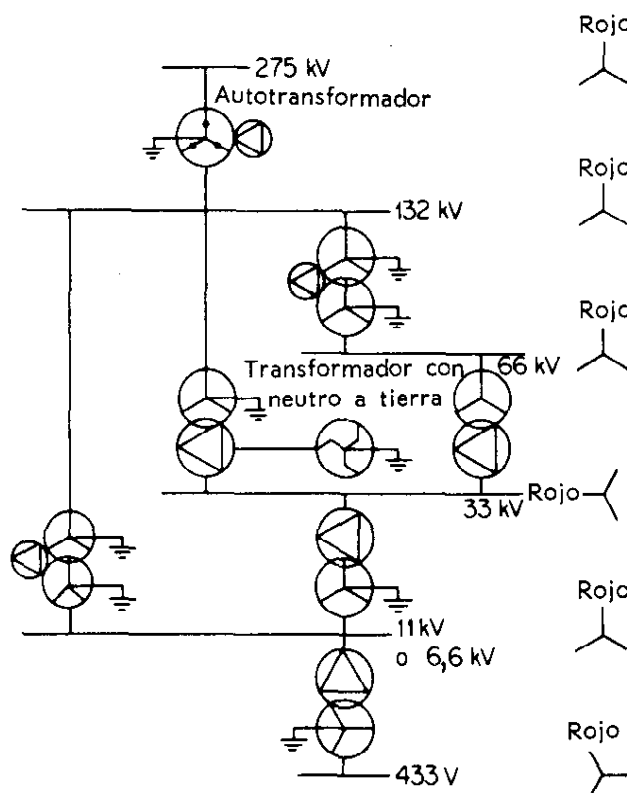


Fig. 2.48. Desplazamientos de fase típicos en un sistema de potencia

Si se hace esto se introduce una tensión resultante que actúa en el circuito local formado por las impedancias normalmente bajas del transformador. En la figura 2.48 se muestra la práctica general en las redes inglesas respecto a transformadores con desplazamiento de fase. Se ve que la dirección del fasor de referencia es diferente a distintos niveles de tensión. Los desplazamientos de fase mayores de 30° se obtienen por una adecuada combinación de las conexiones de los arrollamientos. Se instalan arrollamientos terciarios o tercer arrollamiento, para dar una corriente de emergencia suficiente para hacer funcionar los equipos de protección y para proporcionar un camino a las corrientes del tercer armónico.



3.2. Transformadores de tres arrollamientos.

Muchos transformadores utilizados en los sistemas de potencia tienen tres arrollamientos por fase, conociéndose el tercer arrollamiento con el nombre de terciario. Este tipo puede representarse en condiciones trifásicas equilibradas mediante un circuito equivalente monofásico de tres impedancias conectadas en estrella como se ve en la figura 2.49. Los valores de las impedancias equivalentes Z_p , Z_s y Z_t pueden obtenerse mediante ensayos. Se admite que las corrientes en ausencia de carga son despreciables.

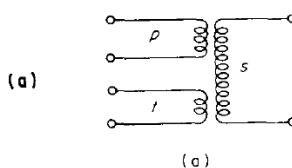


FIG. 2.49. Transformador con tres arrollamientos.

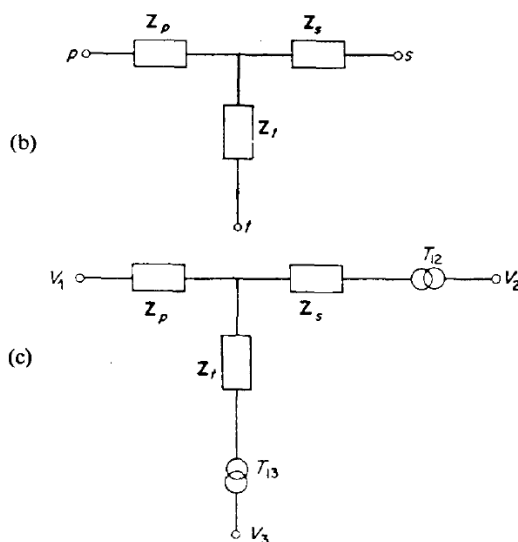


FIG. 2.49b y c. Circuitos equivalentes.

Sea:

Z_{ps} = Impedancia del primario cuando el secundario está cortocircuitado y el terciario abierto;

Z_{pt} = Impedancia del primario cuando el terciario está cortocircuitado y el secundario abierto;

Z_{st} = Impedancia del secundario cuando el terciario está cortocircuitado y el primario abierto.

Las impedancias anteriores están en ohms referidas a la misma base de tensión. De aquí que,



$$\begin{aligned}Z_{ps} &= Z_p + Z_s \\Z_{pt} &= Z_p + Z_t \\Z_{st} &= Z_s + Z_t\end{aligned}$$

$$\left. \begin{aligned}Z_p &= \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \\Z_s &= \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \\Z_t &= \frac{1}{2}(Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps})\end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

Debe señalarse que el punto neutro de la estrella de la figura 2.49b es puramente ficticio y que el diagrama es un circuito equivalente monofásico. En la mayor parte de los transformadores grandes el valor de Z_S es muy pequeño y puede ser negativo. Todas las impedancias deben referirse a bases comunes de potencia y de tensión. En la figura 2.49c se indica el circuito equivalente completo.

3.3. Autotransformadores

El autotransformador simétrico puede estudiarse del mismo modo que los transformadores de dos y tres arrollamientos. Este tipo de transformador es ventajoso principalmente cuando la relación de transformación es pequeña y se utiliza ampliamente para la interconexión de las redes de suministro que trabajan a diferentes tensiones, por ejemplo 275 kV a 132 kV. El punto neutro está unido a masa, es decir conectado directamente a tierra sin la intervención de ninguna resistencia.

3.4. Transformadores conectados a tierra.

Un método para proporcionar un punto de conexión a tierra o neutro en un suministro que se deriva de un transformador conectado en triángulo puede obtenerse mediante el empleo de un transformador en zig-zag del tipo que se muestra esquemáticamente en la figura 2.48. Por la interconexión de dos arrollamientos en cada rama se obtiene un nudo a potencial cero.

3.5. Armónicos.

Debido a la no linealidad de las características magnetizantes de los transformadores la forma de onda de la corriente se ve distorsionada y, por lo tanto, contiene armónicos; éstos fluyen a través de las impedancias del sistema y establecen tensiones armónicas. En los transformadores con arrollamientos conectados en triángulo, los armónicos tercero y noveno circulan a lo largo del triángulo y son menos evidentes en la corriente de la línea. Otra fuente de armónicos es una carga de rectificación.

En ocasiones el contenido en armónicos puede resultar importante debido principalmente a la posibilidad de resonancia que se presenta en los sistemas, por ejemplo se han producido resonancias con los quintos armónicos. Además, los componentes del tercer armónico



están en fase en los tres conductores de una línea trifásica y si existe un trayecto de retorno estas corrientes se suman y producen interferencias en los circuitos de comunicaciones próximos.

Cuando se analizan sistemas con armónicos es suficiente utilizar valores normales para la inductancia en serie y la capacidad en paralelo; el efecto sobre la resistencia es más difícil de asegurar: sin embargo, normalmente sólo se exige para señalar la presencia de armónicos y la posibilidad de resonancia.

3.6. Transformadores con tomas

Un método de controlar las tensiones en una red se basa en el empleo de transformadores en los que la relación de vueltas puede cambiarse. En la figura 2.50a se muestra un diagrama esquemático de un cambiador en el que se modifica el contacto en ausencia de carga; sin embargo, esto exige la desconexión del transformador cuando ha de variarse la toma. Ahora la mayor parte de los transformadores tienen conmutación en carga, cuya forma básica se indica en la figura 2.50b. En la posición indicada, la tensión es un máximo y la corriente se divide igualmente en las dos mitades de la bobina R dando un flujo resultante cero y una impedancia mínima. Para reducir la tensión, se abre $S1$ y la corriente total pasa a través de la otra mitad de la reactancia. Se mueve entonces el interruptor selector B hacia el contacto próximo y se cierra $S1$. Ahora fluye una corriente circulante en R superpuesta a la corriente de carga. A continuación, se abre $S2$ y se mueve C al contacto siguiente; se cierra entonces $S2$ y la operación se completa. Se necesitan seis operaciones de interruptor para una modificación de la posición del contacto.

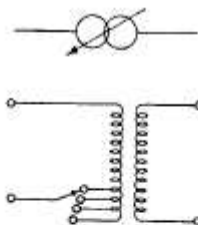


FIG. 2.50a. Transformador con tomas de regulación.

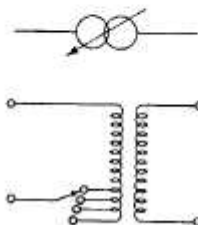


FIG. 2.50a. Transformador con tomas de regulación.

La variación de tensión entre los contactos suele ser el 1,25 por ciento de la tensión nominal. Esta variación tan pequeña es necesaria para evitar grandes perturbaciones de tensión en las barras de distribución de los consumidores. En la figura 2.51 se muestra un diagrama de bloques esquemático del sistema de variación por conmutación en carga. Se utiliza el compensador de caída de la línea (C.C.L.) para tener en cuenta la caída de tensión



a lo largo del alimentador hasta el punto de carga, de modo que la tensión de carga real es vista y corregida por el transformador. El margen total de regulación varía con el empleo del transformador, siendo un número típico para transformadores conectados a los generadores de +2 a -16 por ciento en 18 escalones.

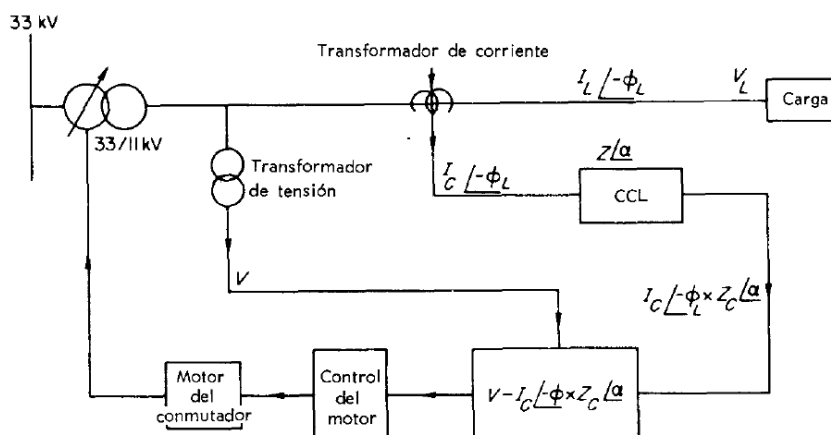


FIG. 2.51. Diagrama esquemático de un sistema de control para un transformador con regulación en carga, incorporando *compensación por caída de línea (CCL)*.

3.7. Parámetros típicos de los transformadores.

La reactancia de pérdida de los transformadores con dos arrollamientos aumenta ligeramente con su valor nominal para una tensión determinada, por ejemplo del 3,2 por ciento para 20 kVA hasta 4,3 por ciento para 500 kVA a 11 kV. En el caso de tamaños mayores como por ejemplo 20 MVA y aun más, un valor típico es el 10 por ciento para todas las tensiones. En el caso de autotransformadores las impedancias son normalmente menores que para los arrollamientos dobles. Los parámetros correspondientes a transformadores grandes son del tipo siguiente:

- (a) Autotransformadores de 400/775 kV, 500 MVA, 12 por ciento de impedancia, margen de interconexiones de +10 a -20 por ciento;
- (b) 400/132 kV doble arrollamiento, 240 MVA, 20 por ciento de impedancia, margen de las conexiones de +5 a -15 por ciento.

Ejemplo 2.6. Se conectan en paralelo dos transformadores trifásicos de 275/66/11 kV y sus arrollamientos se emplean del modo siguiente:

El arrollamiento de 11 kV suministra la alimentación necesaria a un compensador síncrono (es decir, un motor síncrono sin carga mecánica); El arrollamiento de 66 kV alimenta a una red; el arrollamiento de 275 kV se conecta al sistema de transporte primario. Los datos de los arrollamientos son los indicados a continuación.



El diagrama de la línea se muestra en la figura 2.52a.

Se requiere determinar la división de potencia entre los dos arrollamientos 275/66 kV. Puede despreciarse la resistencia.

Solución. Para obtener los circuitos equivalentes en estrella se expresarán las reactancias en bases comunes de 90 MVA, 275 kV.

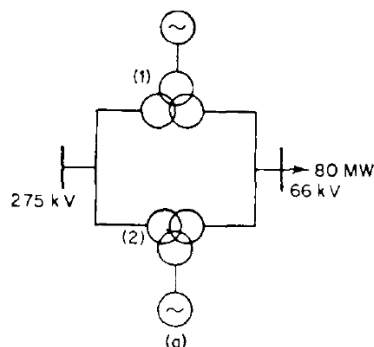


FIG. 2.52a. Diagrama de línea para el sistema del ejemplo 2.6.

	X % referido a 90 MVA			MVA de los arrollamientos		
	275/ 66 kV	66/ 11 kV	11/ 275 kV	275 kV	66 kV	11 kV
Transformador (1)	10,5	20	8	95	90	60
Transformador (2)	10,5	5	15	90	85	45

En el caso del transformador (1)

$$X_{275} + X_{66} = \frac{10,5}{100} \times \frac{275^2}{90} = 88,4 \, \Omega$$

$$X_{66} + X_{11} = \frac{20}{100} \times \frac{275^2}{90} = 168 \, \Omega$$

$$X_{11} + X_{275} = \frac{8}{100} \times \frac{275^2}{90} = 67,2 \, \Omega$$



Las magnitudes correspondientes al transformador (2) son 88,4 Ω , 42,1 Ω , y 126,3 Ω respectivamente.

En el caso del transformador (1),

$$\begin{aligned} X_p(\text{lado de 275 kV}) &= \frac{1}{2}(X_{ps} + X_{pt} - X_{st}) \\ &= \frac{1}{2}(88,4 + 67,2 - 168) \\ &= -6,2 \Omega \end{aligned}$$

Análogamente

$$X_s(\text{lado de 66 kV}) = 94,6 \Omega$$

y

$$X_T(\text{lado de 11 kV}) = 73,4 \Omega$$

En el caso del transformador (2)

$$X_p = 86,75 \Omega, X_s = 1,65 \Omega \text{ y } X_T = 40 \Omega.$$

Pueden despreciarse X_p en (1) y X_s en (2).

En la figura 2.52b se muestra el circuito equivalente que a su vez se reduce a la figura 2.52c.

La potencia se dividirá de acuerdo con la reactancia de los dos transformadores (ver capítulo 5); por tanto,

$$P_{(1)} = \frac{94,6 \times 80}{94,6 + 80} = 41,7 \text{ MW} \quad \text{y} \quad P_{(2)} = \frac{86,75 \times 80}{86,75 + 80} = 38,3 \text{ MW}$$

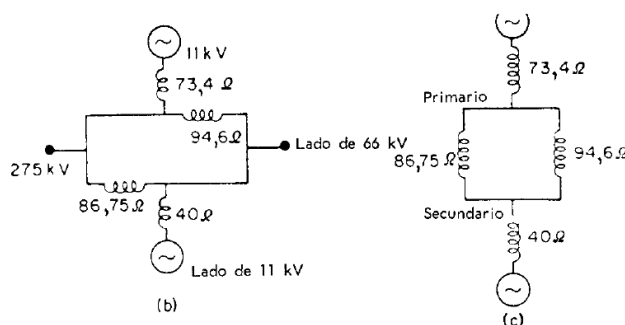


FIG. 2.52 b y c. Circuitos equivalentes: todos los valores de las reactancias se refieren a bases de 275 kV, 90 MVA.

3.8. Conexión de los transformadores trifásicos

Bancos de transformadores

Para poder cargar al banco trifásico en forma balanceada, se deben cumplir con las siguientes condiciones:

1. Todos los transformadores deben tener idéntica relación de transformación.
2. Todos los transformadores deben tener el mismo valor de impedancia.
3. Todos los transformadores deben conectar en el mismo tap o derivación.



Conexión delta-delta.

Esta conexión se usa con frecuencia para alimentar cargas de alumbrado pequeñas y cargas trifásica simultáneamente. Para esto se puede localizar una derivación o Tap en el punto medio del devanado secundario de uno de los transformadores conectándose a tierra y se conecta también al neutro del secundario. De esta manera, las cargas monofásicas se conectan entre los conductores de fase y neutro, por lo tanto, el transformador con la derivación en el punto medio toma dos terceras partes de la carga monofásica y una tercera parte de la carga trifásica. Los otros dos transformadores cada uno toma un tercio de las cargas monofásicas y trifásicas.

Conexión delta abierta-delta abierta.

La conexión delta-delta representa en cierto modo la más flexible de las conexiones trifásicas. Una de las ventajas de esta conexión, es que si uno de los transformadores se daña o se retira de servicio, los otros dos pueden continuar operando en la llamada conexión "delta-abierta" o "V". Con esta conexión se suministra aproximadamente el 58% de la potencia que entrega un banco en conexión delta-delta.

En la conexión delta abierta, las impedancias de los transformadores no necesitan ser iguales necesariamente, aunque esta situación es preferible cuando es necesario cerrar la delta con un tercer transformador.

La conexión delta abierta, se usa normalmente para condiciones de emergencia, cuando en una conexión delta-delta uno de los transformadores del banco se desconecta por alguna razón. En forma similar a la conexión delta-delta, del punto medio del secundario de uno de los transformadores se puede tomar una derivación para alimentar pequeñas cargas de alumbrado o bien otros tipos de cargas.

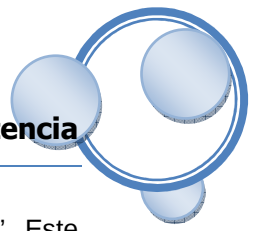
Conexión estrella-delta.

Esta conexión se usa con frecuencia para alimentar cargas trifásicas grandes de un sistema trifásico de alimentación conectado en estrella. Tiene la limitante de que para alimentar cargas monofásicas y trifásicas en forma simultánea, no dispone del neutro.

Por otra parte, tiene la ventaja relativa de que la impedancia de los tres transformadores no necesita ser la misma en esta conexión.

Conexión estrella-estrella.

Esta conexión se usa cuando se requiere alimentar grandes cargas monofásicas en forma simultánea, con cargas trifásicas. También se usa sólo si el neutro del primario se puede conectar sólidamente al neutro de la fuente de alimentación ya sea con un neutro común o a través de tierra. Cuando los neutros de ambos lados del banco de transformadores no se unen, el voltaje de línea a neutro tiende a distorsionarse (no es senoidal). La conexión estrella-estrella, se puede usar también sin unir los neutros, a condición de que cada



transformador tenga un tercer devanado que se conoce como “devanado terciario”. Este devanado terciario está siempre conectado en delta.

Con frecuencia, el devanado terciario se usa para alimentar los servicios de la Subestación.



Grupos de conexión de bancos de transformadores trifásicos

Identificación		Diagrama		Esquema		(*) Relación de transf. compuestas $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$
Defasaje (Ángulo de Baja tens. en retraso)	Denomina- ción C.E.I.	AT	BT	AT	BT	
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$
150°	Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$
	Yy6					$\frac{N_A}{N_B}$
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_B}$
-30	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$
(*)		U _{AT} : Tensión de línea en AT U _{BT} : Tensión de línea en BT		N _A : Espiras por fase en AT N _B : Espiras por fase en BT		


ACTIVIDAD

Resuelve el siguiente cuadro:

A		
E		



ANEXOS

1. Transformadores

1.1. Fundamentos electromagnéticos

Supongamos el transformador monofásico de la figura. También puede ser considerado como un equivalente monofásico, con lo que nuestro estudio es extensible a los transformadores trifásicos.

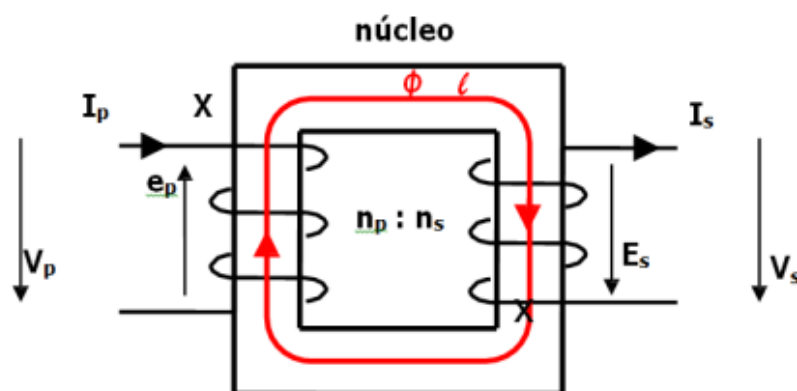


Figura 1. Notación y convenio de polaridad empleados habitualmente en un transformador

Los fenómenos electromagnéticos que se producen en un transformador son:

a) La corriente eléctrica crea un campo magnético. La intensidad de campo magnético H puede obtenerse mediante el teorema de Ampere:

$$\text{f.m.m} = H \cdot l = n_p \cdot i_p + n_s \cdot i_s \quad (\text{A.v})$$

b) La intensidad de campo H produce un flujo magnético en el núcleo. La densidad de flujo depende de la permeabilidad magnética del material:

$$B = \mu \cdot H$$

c) La variación temporal del flujo magnético en el núcleo da lugar a una fuerza electromotriz inducida en los devanados, de acuerdo con la ley de Faraday:

$$e = \frac{d\phi}{dt}, \quad \phi = n \cdot B \cdot S \quad \mathbf{B}$$



De acuerdo con el valor de μ , los medios materiales se clasifican en:

- $\mu < \mu_0$: medio diamagnético
- $\mu = \mu_0$: vacío o aire
- $\mu > \mu_0$: medio paramagnético
- $\mu \gg \mu_0$: medio ferromagnético
- $\mu \rightarrow \infty$: medio magnético ideal

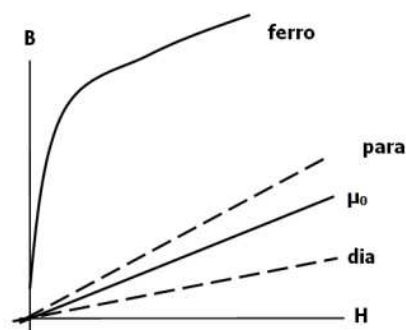


Figura 2. Comportamiento magnético de los medios materiales

1.2.El transformador ideal

Es un transformador no real que responde a las siguientes idealizaciones:

- ✓ Devanados con resistencia nula que no producen pérdidas de energía (pérdidas en el cobre).
- ✓ Medio magnético ideal $\mu \rightarrow \infty$. Esto implica:
 - Intensidad de campo magnético nula $H = 0$. Puesto que $B = \mu \cdot H$ una H no nula supondría una densidad de flujo magnético infinita.
 - El flujo magnético se concentra en el núcleo y no hay dispersión del mismo por el aire.
 - No hay histéresis magnética que produzca pérdidas de energía (pérdidas en el hierro).

En un transformador ideal se verifica:

$$\left. \begin{aligned} e_p &= - \frac{d\phi_p}{dt} = - n_p \cdot \frac{d\phi}{dt} \\ e_s &= - \frac{d\phi_s}{dt} = - n_s \cdot \frac{d\phi}{dt} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \frac{e_p}{e_s} = \frac{n_p}{n_s} = r_t$$

$$n_p \cdot i_p + n_s \cdot i_s = 0 \Rightarrow \frac{i_p}{i_s} = - \frac{n_s}{n_p} = - \frac{1}{r_t}$$

$$\left. \begin{aligned} u_p &= - e_p \\ u_s &= e_s \end{aligned} \right\} \Rightarrow \frac{u_p}{u_s} = - r_t$$



1.3. El transformador real

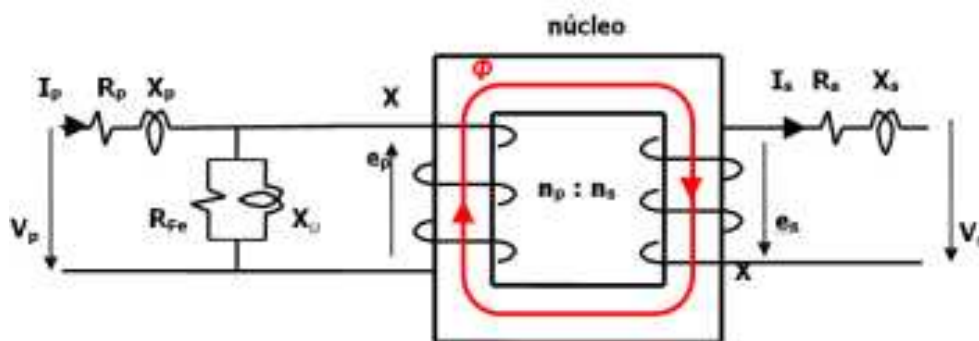


Figura 3. Un transformador modelado mediante un transformador ideal y elementos de circuito

El modelo de un transformador real contiene un transformador ideal y unos elementos de circuito eléctrico que representan los fenómenos reales:

- ✓ R_p y R_s son las resistencias de las bobinas primaria y secundaria.
- ✓ X_p y X_s son las inductancias de dispersión de estas bobinas.
- ✓ Como un transformador ideal no tiene corriente de vacío, se añaden en paralelo:
 - La reactancia X_μ , por la que circula la corriente magnetizante, que aparece porque el núcleo es un material ferromagnético de permeabilidad finita.
 - La resistencia R_{Fe} , por la que circula la parte de corriente de vacío que modela las pérdidas en el hierro.

1.4. Reducción al primario

Reducir un circuito es cambiar de escala con un factor r tensiones, intensidades e impedancias, de modo que se sigan cumpliendo las leyes de los circuitos y se conserven los valores de las potencias. Sean u , i , z los valores sin reducir y u' , i' , z' los valores reducidos. Las ecuaciones que definen la reducción son:

$$\begin{array}{c}
 \text{---} \xrightarrow{i} \boxed{z} \text{---} \\
 \text{---} \xrightarrow{u} \text{---}
 \end{array}
 \quad
 \left.
 \begin{array}{l}
 u' = r \cdot u \\
 i' = \frac{1}{r} \cdot i
 \end{array}
 \right\}
 \Rightarrow
 z' = \frac{u'}{i'} = \frac{r \cdot u}{\frac{1}{r} \cdot i} = r^2 \cdot \frac{u}{i} = r^2 \cdot z$$

Figura 4. Reducción



Si hacemos la reducción del secundario con $r = -r_t$, podemos sustituir el transformador ideal por otro de relación de transformación 1:1. Es lo que se denomina reducción del transformador al primario.

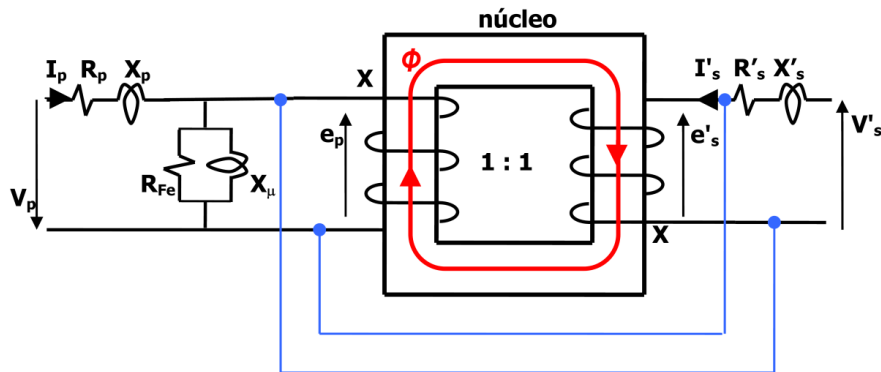


Figura 5. Reducción de un transformador al primario

1.5. Circuito equivalente

Como los puntos unidos por líneas azules están realmente al mismo potencial, pueden puentearse eliminando el transformador ideal 1:1, con lo que se obtiene finalmente el modelo de un transformador.

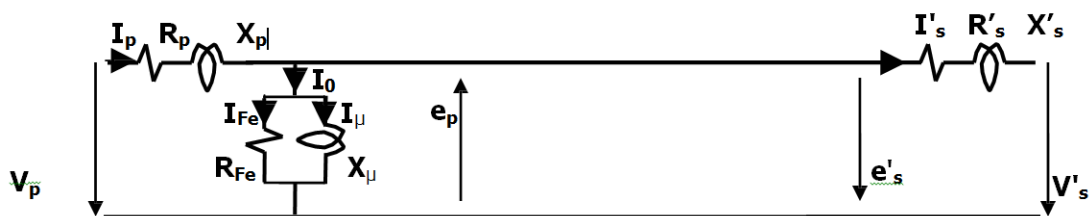


Figura 6. Modelo de un transformador



1.6. Diagrama vectorial

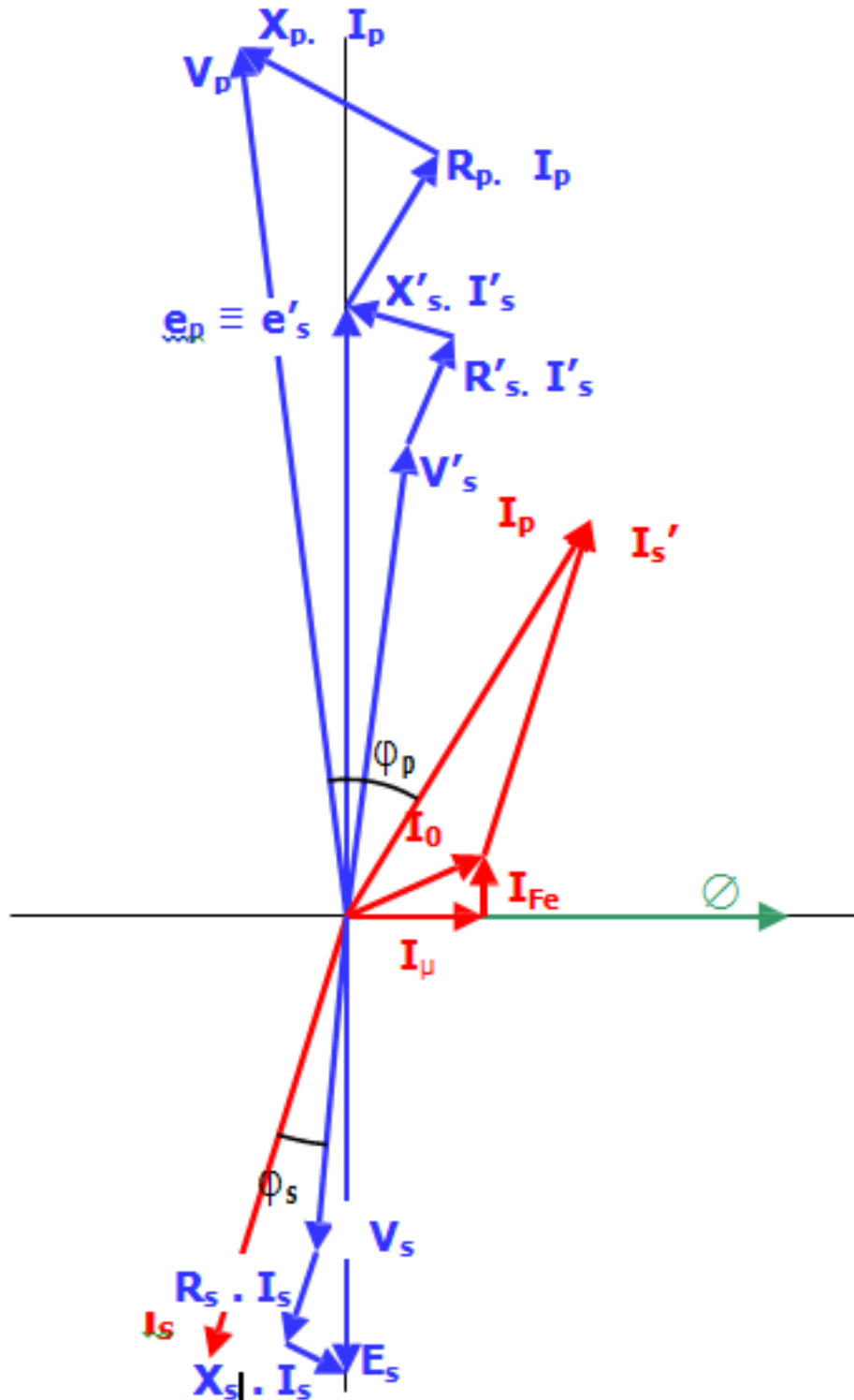


Figura 7. Diagrama vectorial de un transformador



1.7. Elección de una base en circuitos con trafos

Cuando efectuamos cálculos en un circuito eléctrico con trafos, debemos reducir previamente el trafa a uno de sus arrollamientos: sin reducción no se pueden plantear las ecuaciones del circuito eléctrico, porque en realidad no existe un circuito eléctrico, sino dos circuitos eléctricos diferentes acoplados mediante un circuito magnético.

Recordemos las leyes de la reducción. Se basan en la expresión de la relación de transformación:

$$r_t = \frac{n_p}{n_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p}$$

✓ Reducción al primario

$$V'_s = r_t \cdot V_s ; I'_s = \frac{1}{r_t} \cdot I_s ; Z'_s = r_t^2 \cdot Z_s$$

✓ Reducción al secundario

$$V'_p = \frac{1}{r_t} \cdot V_p ; I'_p = r_t \cdot I_p ; Z'_p = \frac{1}{r_t^2} \cdot Z_p$$

Resulta evidente que, cuando se toman valores p.u. en un trafa reducido al primario, la tensión nominal que normalmente se toma como tensión base es la tensión nominal del primario V_{pn} . Y cuando se toman valores p.u. en un trafa reducido al secundario, la tensión nominal que normalmente se toma como tensión base es la tensión nominal del secundario V_{sn} . Pero, como $V_{pn} = r_t \cdot V_{sn}$, se llega de hecho a los mismos valores p.u.

$$V_p(\text{p.u.}) = \frac{V_p}{V_{pn}}$$

$$V'_p(\text{p.u.}) = \frac{V'_p}{V_{sn}} = \frac{\frac{1}{r_t} \cdot V_p}{\frac{1}{r_t} \cdot V_{pn}} = V_p(\text{p.u.})$$

En consecuencia, en valores p.u. no tiene sentido utilizar el símbolo ' que indica reducción. La regla práctica es que, si el circuito tiene un trafa, para trabajar en valores p.u. se adoptan en el primario y en el secundario bases de tensiones, intensidades e impedancias diferentes relacionadas entre sí por la relación de transformación

$$r_t = \frac{n_p}{n_s} = \frac{V_{bp}}{V_{bs}} = \frac{I_{bs}}{I_{bp}} \quad r_t^2 = \frac{Z_p}{Z_s}$$

De este modo se prescinde de la reducción a uno de los arrollamientos, necesaria cuando se trabaja en valores reales.



1.8. Ensayo de vacío de un trafo

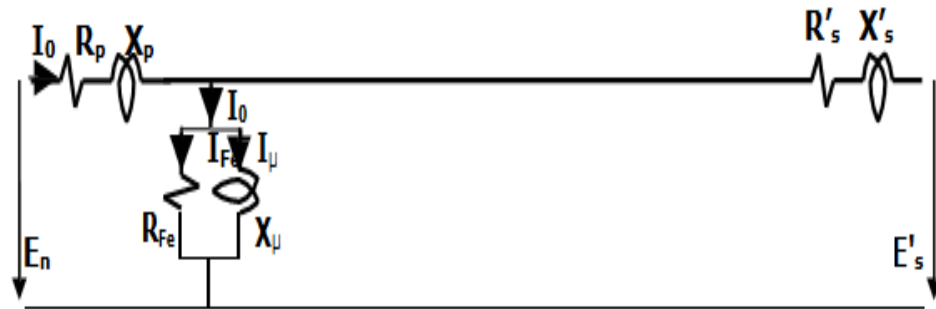


Figura 8. Ensayo de vacío de un transformador

Al ser muy pequeña la corriente de vacío, las pérdidas en el cobre de la corriente de vacío en el primario puede despreciarse, y la potencia absorbida en el ensayo de vacío resultará ser las pérdidas en el hierro.

Vamos a justificar que, en valores por unidad, la corriente de vacío es la admitancia de la rama en paralelo y la potencia absorbida por las pérdidas en el hierro es la conductancia de la rama en paralelo.

$$Y_0 (\text{pu}) = \frac{Y_0}{Y_b} = \frac{\frac{I_0}{E_n}}{\frac{1}{Z_b}} = \frac{\frac{I_0}{E_b}}{\frac{I_b}{E_b}} = \frac{I_0}{I_b} = I_0 (\text{pu})$$

$$P_{Fe} (\text{pu}) = \frac{P_{Fe}}{N_b} = \frac{3 \cdot E_n^2 \cdot G_0}{3 \cdot E_b \cdot I_b} = \frac{G_0}{\frac{I_b}{E_b}} = \frac{G_0}{Z_b} = G_0 (\text{pu})$$

1.9. Ensayo de cortocircuito de un trafo

Es razonable despreciar la rama en paralelo (es decir, la corriente de vacío), resultando el circuito equivalente simplificado de la siguiente figura:

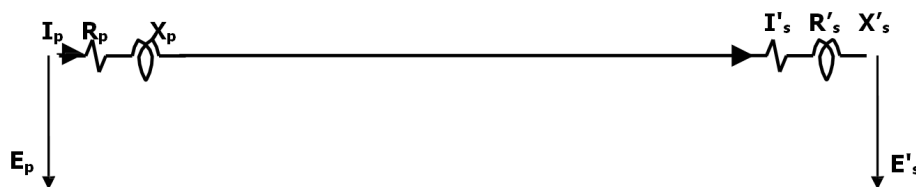


Figura 9. Modelo simplificado de un transformador



Como se puede observar en este modelo, la impedancia de cortocircuito de un transformador es

$$Z_{cc} = R_{cc} + jX_{cc} = (r_p + r'_s) + j(x_p + x'_s)$$

Vamos a justificar que, en valores por unidad, la tensión de cortocircuito (tensión que, en cortocircuito, hace circular la corriente nominal) es la impedancia de cortocircuito del trafo y la potencia absorbida en el ensayo de cortocircuito (pérdidas en el cobre o pérdidas en los devanados) es la resistencia de cortocircuito.

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = \sqrt{(R_p + R'_s)^2 + (X_p + X'_s)^2}$$

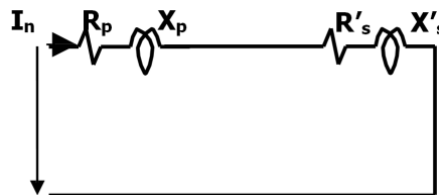


Figura 10. Ensayo de cc de un trafo

Los valores de base serán la tensión y la corriente nominales

$$Z_{cc}(pu) = \frac{Z_{cc}}{Z_b} = \frac{Z_{cc}}{\frac{3 \cdot E_b^2}{N_b}} = \frac{Z_{cc}}{E_b} \cdot \frac{N_b}{3 \cdot E_b} = \frac{Z_{cc}}{E_b} \cdot I_b = \frac{Z_{cc}}{E_b} \cdot I_n = \frac{E_{cc}}{E_b} = E_{cc}(pu) = V_{cc}(pu)$$

Ya que en valores por unidad coinciden las tensiones simples y compuestas.

$$R_{cc}(pu) = \frac{R_{cc}}{Z_b} = \frac{R_{cc}}{N_b} \cdot \frac{N_b}{Z_b} = \frac{R_{cc}}{N_b} \cdot \frac{3 \cdot Z_b \cdot I_b^2}{Z_b} = \frac{3 \cdot R_{cc} \cdot I_b^2}{N_b} = \frac{P_{Cu}}{N_b} = P_{Cu}(pu)$$

Es por este motivo habitual, que en la placa de características de un trafo figuren la tensión de cortocircuito y las pérdidas en el cobre en %

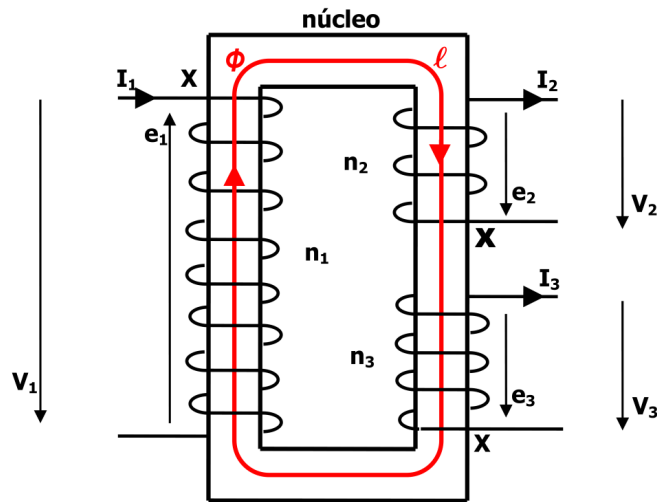


Figura 12. Transformador con tres devanados

En un transformador con tres devanados existen dos relaciones de transformación:

$$r_{12} = \frac{n_1}{n_2}, \quad r_{13} = \frac{n_1}{n_3}$$

La reducción al primario se hará, en consecuencia, con factores de reducción distintos en los dos devanados secundarios.

Despreciando la corriente de vacío, del teorema de Ampere deducimos

$$f.m.m = H \cdot \ell = 0 = n_1 \cdot I_1 + n_2 \cdot I_2 + n_3 \cdot I_3$$

$$I_1 = -\frac{n_2}{n_1} \cdot I_2 - \frac{n_3}{n_1} \cdot I_3 = \frac{I_2}{-r_{12}} + \frac{I_3}{-r_{13}} = I'_2 + I'_3$$

El circuito equivalente simplificado (despreciando la rama en paralelo, o sea, la corriente de vacío) de un transformador con tres arrollamientos será:

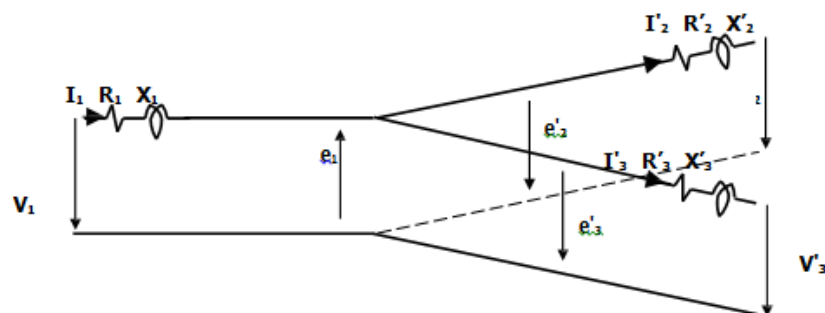


Figura 13. Modelo simplificado de un transformador de tres devanados



Este circuito se suele representar esquemáticamente de la forma siguiente, que no debe confundirse con un montaje trifásico en estrella:

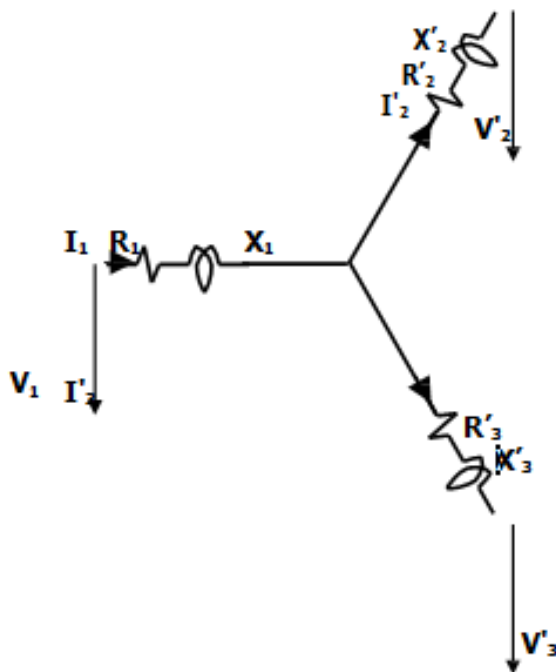


Figura 14. Modelo esquemático de un transformador de tres devanados

1.12. Ensayos en transformadores con tres devanados

Deben realizarse tres ensayos de cortocircuito. El primero de ellos es:

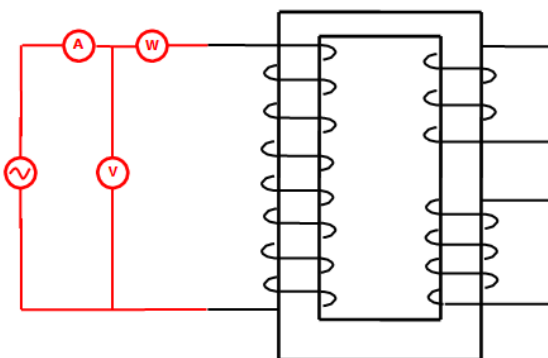


Figura 15. Ensayo para la determinación de parámetros de un transformador de tres devanados

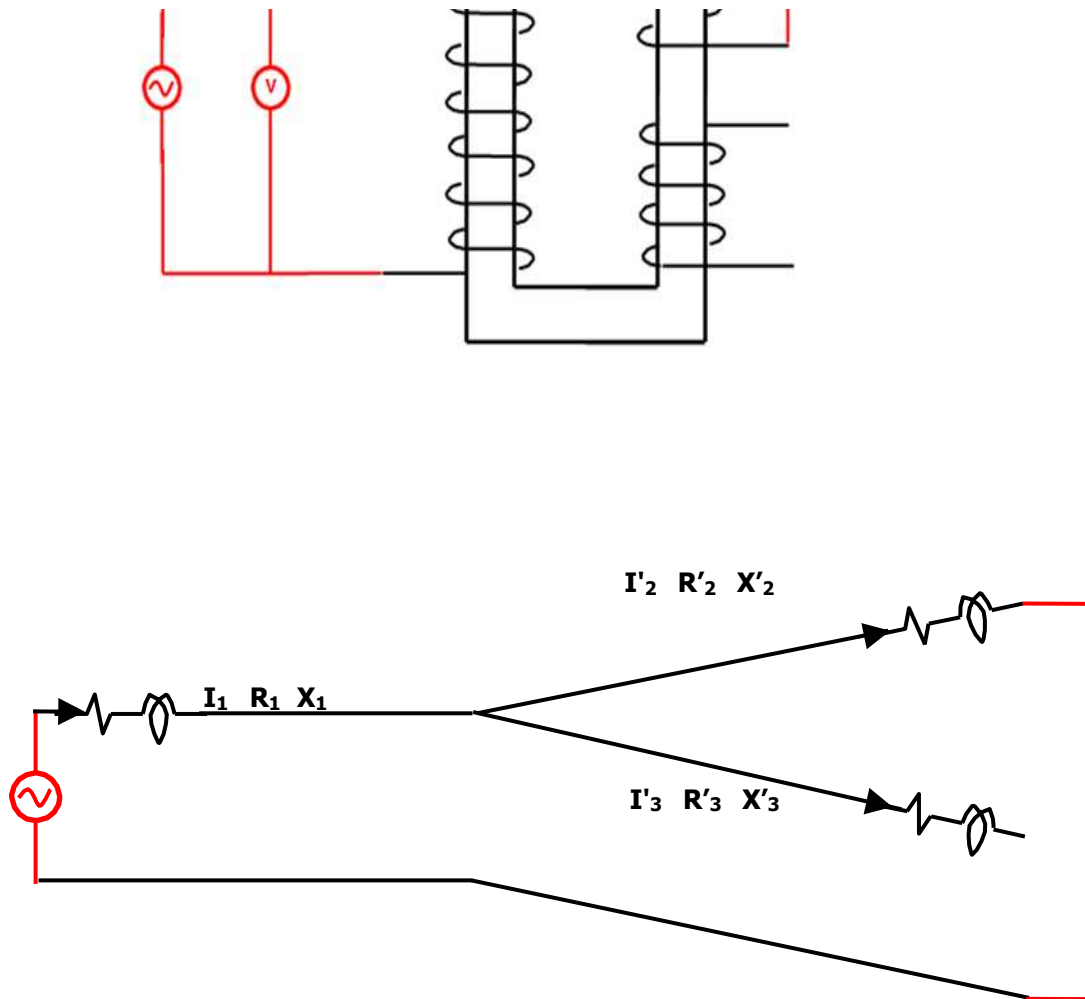


Figura 16. Circuito equivalente del ensayo

De este ensayo se deduce:

$$R_{12} = \frac{W}{A^2}, Z_{12} = \frac{V}{A}, X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}, \overline{Z_{12}} = R_{12} + X_{12} \cdot j$$

Y de tres ensayos similares

$$\overline{Z}_1 = \frac{1}{2} \cdot (\overline{Z}_{12} + \overline{Z}_{13} - \overline{Z}_{23})$$

$$\overline{Z}'_2 = \frac{1}{2} \cdot (\overline{Z}_{12} + \overline{Z}_{23} - \overline{Z}_{13})$$

$$\overline{Z}'_3 = \frac{1}{2} \cdot (\overline{Z}_{13} + \overline{Z}_{23} - \overline{Z}_{12})$$



ÍNDICE SECCIÓN 4

4.1.	Línea de parámetros distribuidos	4
4.2.	Línea sin pérdidas.....	5
4.3.	Modelos aproximados de líneas	6
4.4.	Relaciones tensión- potencia	7
4.5.	Regulación de tensión y pérdidas	8
4.6.	Capacidad de transporte de una línea	8
4.7.	Compensación en serie	14



SESIÓN IV:

LINEAS

LOGRO:

- Modela una Línea de Transmisión.
- Evalúa el desempeño de la Línea de Transmisión.
- Determina la potencia natural.
- Analiza la compensación serie en Líneas de Transmisión.
- Emplea el diagrama circular.

INFORMACIÓN:

4. LÍNEAS

4.1. Línea de parámetros distribuidos

Una línea trifásica equilibrada viene caracterizada, a secuencia directa, por los parámetros unitarios siguientes:

- Impedancia serie o longitudinal: $Z_1 = R_1 + jL_{1\omega} (\Omega/\text{km})$
- Admitancia shunt o transversal: $y_1 = G_1 + jC_{1\omega} (\text{S}/\text{km})$

Así como por su longitud l . Usualmente, y así se hará en lo sucesivo, se considera que $G_1 = 0$.

Aplicando las leyes de Kirchhoff, y considerando a la línea como una bipuerta de parámetros distribuidos, la tensión e intensidad absorbida en el extremo receptor, v_r e ζ_r , y la tensión e intensidad inyectada en el extremo emisor, v_e e ζ_e , están relacionadas mediante la siguiente matriz de parámetros de cadena (ABCD):

$$\begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & Z_0 \sinh(\gamma l) \\ \frac{1}{Z_0} \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Dónde:

- $Z_0 = \sqrt{Z_1/y_1}$ es la denominada impedancia natural o característica, expresada en Ω .
- $\gamma = \sqrt{z_1 y_1} = \alpha + j\beta$ es la constante de propagación, expresada en km^{-1} . Su parte real α , se denomina coeficiente de atenuación y su parte imaginaria, β , constante de fase.

Dado que la mayoría de aplicaciones se utiliza un análisis nodal, también resulta conveniente caracterizar a la línea mediante su matriz de admitancias, bloque constructivo básico de la matriz de admitancias de nudos del sistema:

$$\begin{bmatrix} I_e \\ -I_r \end{bmatrix} = \frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma l)} \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & -1 \\ -1 & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_e \\ V_r \end{bmatrix} \quad (4.2)$$



La expresión anterior conduce al modelo en π mostrado en la Figura 4.1, donde:

$$Z_s = Z_0 l \cdot \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \quad ; \quad Y_p = \frac{Y_0 l}{2} \cdot \frac{\tanh(\gamma l/2)}{\gamma l/2} \quad (4.3)$$

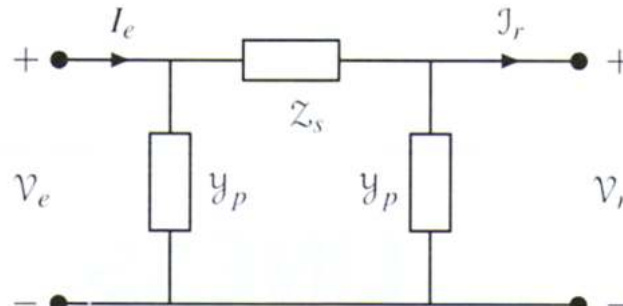


Fig. 4.1 Modelo en π de una línea.

4.2. Línea sin pérdidas

En líneas de transporte las pérdidas son relativamente pequeñas, y para determinado tipo de análisis pueden despreciarse. Resulta así un modelo que se obtiene haciendo $R_1 = G_1 = 0$ en las expresiones obtenidas en la sección anterior, con lo cual:

$$Z_0 = R_0 = \sqrt{L_1/C_1} \quad ; \quad \gamma = j\omega\sqrt{L_1C_1} = j\beta \quad (4.4)$$

Es decir, la impedancia característica es puramente resistiva y la constante de propagación no tiene parte real (atenuación nula). De ese modo la ecuación (4.1) se reduce a:

$$\begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\beta l) & jR_0 \sin(\beta l) \\ \frac{j}{R_0} \sin(\beta l) & \cos(\beta l) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Si en el extremo receptor se conecta una carga resistiva de valor R , la primera de las ecuaciones anteriores puede reescribirse como sigue:

$$V_e = V_r \exp(j\beta l) + j(R_0 - R)I_r \sin \beta l \quad (4.6)$$

Nótese que haciendo $l = x$ en la ecuación anterior, se obtiene la tensión v_x a una distancia arbitraria x desde el extremo receptor.

El régimen de trabajo de una línea sin pérdidas se reduce, por lo tanto, a uno de los tres siguientes:

- $R = R_0$, en cuyo caso $V_x + V_r$, el perfil de tensiones a lo largo de la línea es plano (solo existe un desfase βx), y el balance interno de reactiva es perfecto (la reactiva generada



por la capacidad coincide con la consumida por la inductancia). Se dice que, en estas condiciones, la línea alimenta a su potencia natural o característica, dado por $P_0 = V_r^2 / R_0$. Además, desde cualquier punto de la línea se ve una impedancia equivalente igual a su resistencia característica.

- $R < R_0$, o $P_r > P_0$, en cuyo caso $V_x > V_r$. Esto significa que transmitir una potencia activa mayor que la potencia natural requiere una caída de tensión a lo largo de la línea, y un aporte de potencia reactiva en el extremo emisor (en la línea responderá el efecto inductivo).
- $R > R_0$, o $P_r < P_0$, en cuyo caso $V_x < V_r$. La línea se comporta como un condensador neto (exceso de reactiva), y la tensión en el extremo receptor de la línea es más elevada que en cualquier otro punto (Efecto Ferranti). Esto ocurre típicamente en las horas de poco consumo, y sobre todo en líneas abiertas en un extremo.

En la tabla 4.1 se muestra valores típicos de la potencia natural para diferentes niveles de tensión. Nótese que la potencia natural no depende de la longitud de la línea, sino que crece aproximadamente con el cuadrado de la tensión de servicio, al ser R_0 un valor relativamente constante para líneas aéreas ($R_0 \approx 300 \div 400 \Omega$).

4.3. Modelos aproximados de líneas

Para líneas de hasta 200km puede utilizarse la siguiente aproximación:

$$Z_s \approx Z_1 l = R + jX \quad ; \quad Y_p \approx \frac{y_1 l}{2} = jB_c / 2 \quad (4.7)$$

kV	$R_0 (\Omega)$	P_0 (MW)
66	385	10
132	390	45
220	400	130
400	325	490

Tabla 4.1. Potencia natural para diferentes tensiones nominales.

Esto conduce a un modelo en π de parámetros concentrados, cuya impedancia serie y admitancia paralelo se obtienen multiplicando los valores unitarios respectivos por la longitud de la línea.

Para líneas aún más cortas, normalmente de menores niveles de tensión, se puede despreciar incluso el efecto capacitivo de la línea, reteniendo en el modelo tan solo la impedancia serie ($Y_p \approx 0$).



4.4.Relaciones tensión- potencia

Tomando como origen de fases la tensión en el extremo receptor ($V_r + V_r$), expresando la tensión en el otro extremo como $V_e = V_e \angle \delta$, y denotando la admitancia serie como $y_s = G - jB$ se obtienen las siguientes expresiones para la potencia en ambos extremos (véase la notación utilizada en la Figura 4.2):

- Extremo receptor:

$$P_r = V_r V_e [G \cos \delta + B \sin \delta] - V_r^2 G \quad (4.8)$$

$$Q_r = V_r V_e [B \cos \delta - G \sin \delta] - V_r^2 (B - B_c/2) \quad (4.9)$$

- Extremo emisor

$$P_e = V_r V_e [B \sin \delta - G \cos \delta] + V_e^2 G \quad (4.10)$$

$$Q_e = -V_r V_e [B \cos \delta + G \sin \delta] + V_e^2 (B - B_c/2) \quad (4.11)$$

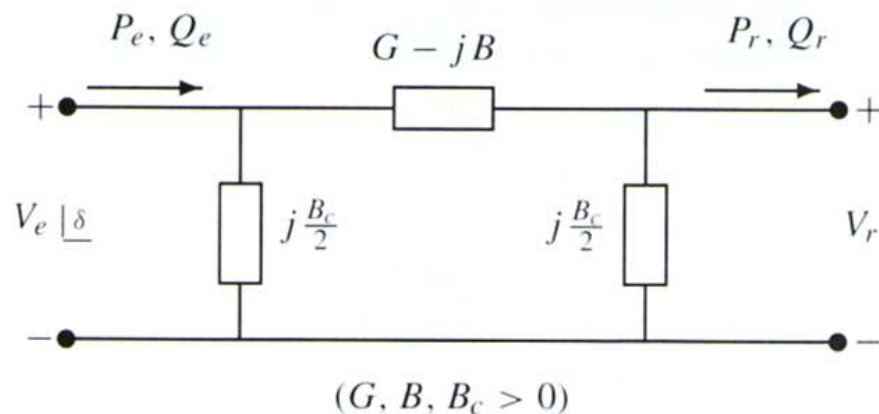


Figura 4.2. Potencias y tensiones en una línea de parámetros

Cuando se desprecia la capacidad de la línea se obtienen expresiones más compactas. Para el extremo receptor:

$$P_r - \frac{R}{X} Q_r = \frac{V_r V_e}{X} \sin \delta \quad (4.12)$$

$$Q_r + \frac{R}{X} P_r = \frac{V_r}{X} (V_e \cos \delta - V_r)$$

Y para el emisor,

$$P_e - \frac{R}{X} Q_e = \frac{V_r V_e}{X} \sin \delta \quad (4.13)$$

$$Q_e + \frac{R}{X} P_e = \frac{V_e}{X} (V_e - V_r \cos \delta)$$



Obsérvese que, cuando el cociente R/X es muy pequeño, la potencia activa transmitida depende sobre todo del desfase entre ambas tensiones, δ , mientras que la potencia reactiva viene determinada fundamentalmente por la diferencia de sus módulos, $V_e - V_r$. También debe destacarse que el término $P-RQ/X$ toma el mismo valor en los dos extremos de la línea.

4.5.Regulación de tensión y pérdidas

Se conoce como regulación de tensión de una línea, en p.u., al cociente:

$$\Delta V = \frac{V_{r, \text{ vacío}} - V_{r, \text{ carga}}}{V_{r, \text{ carga}}}$$

Es decir, a la caída de tensión que se produce en el extremo receptor al pasar de vacío a plena carga. Si se ignora la capacidad de la línea, y por lo tanto el posible efecto Ferranti, puede escribirse de forma aproximada que:

$$\Delta V \approx \frac{V_e - V_r}{V_r} \approx \frac{X}{V_r^2} \left(Q_r + \frac{R}{X} P_r \right)$$

Es decir el transporte de grandes cantidades de potencia reactiva provoca o requiere fuertes caídas de tensión. Sin embargo en líneas de menos de 50kV los valores de R y X son del mismo orden, con lo que el efecto de la potencia activa y reactiva sobre la caída de tensión es comparable.

Por lo que respecta a las pérdidas Joule en la línea, estas se obtienen por diferencia entre P_e y P_r resultando:

$$P_{\text{Joule}} = G \left(V_e^2 + V_r^2 - 2V_e V_r \cos \delta \right)$$

La siguiente expresión alternativa es válida cuando se desprecia la capacidad:

$$P_{\text{Joule}} = I^2 R = \frac{P_r^2 + Q_r^2}{V_r^2} \cdot R$$

Nótese que, para una potencia dada, tanto la regulación de tensión como las pérdidas disminuyen con el cuadrado de la tensión de servicio.

4.6.Capacidad de transporte de una línea

La máxima potencia que puede transmitirse por una línea hasta el extremo receptor, desde un punto de vista estático, depende fundamentalmente de la impedancia serie (proporcional a la longitud) y de la tensión de servicio, pero también el factor de potencia de la carga y de la presencia de dispositivos capaces de regular la tensión mediante una inyección apropiada de



potencia reactiva. En lo que sigue se analizarán tres casos distintos, dependiendo de dónde se controle la tensión.

Por simplicidad se ignorará el efecto capacitivo de la línea, por lo que son de aplicación (4.12) y (4.13). Dichas ecuaciones se simplifican a su vez notablemente si se utilizan las siguientes magnitudes normalizadas:

$$V_n = V_r / V_e \quad ; \quad P_n = P / S_{cct} \quad ; \quad Q_n = Q / S_{cct}$$

Donde

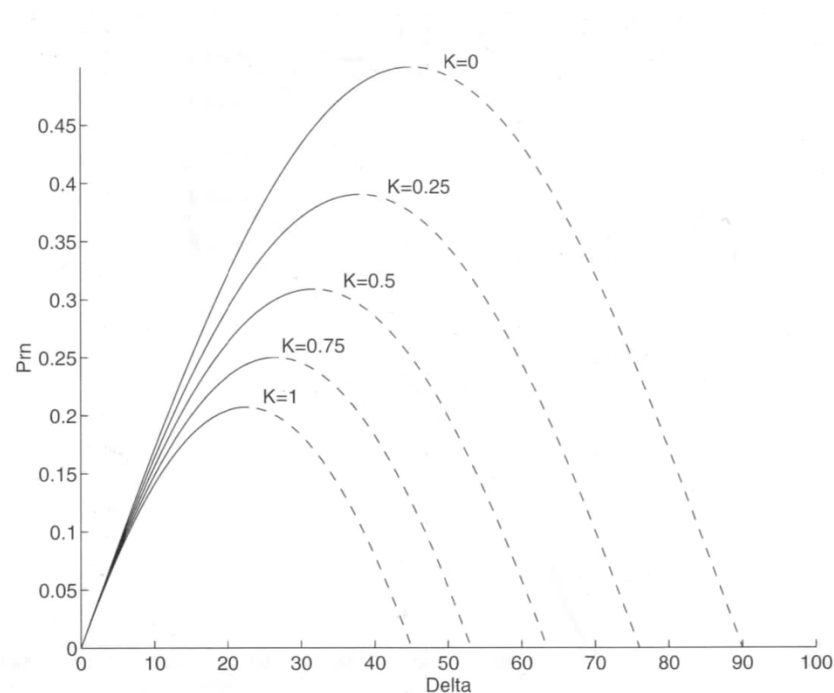
$$S_{cct} = \frac{V_e^2}{X}$$

Se conoce como capacidad estática de transporte. Para las magnitudes del extremo receptor esta normalización conduce a:

$$\begin{aligned} P_{rn} - \frac{R}{X} Q_{rn} &= V_n \sin \delta \\ Q_{rn} + \frac{R}{X} P_{rn} &= V_n (\cos \delta - V_n) \end{aligned} \quad (4.14)$$

Y para el extremo emisor

$$\begin{aligned} P_{en} - \frac{R}{X} Q_{en} &= V_n \sin \delta \\ Q_{en} + \frac{R}{X} P_{en} &= 1 - V_n \cos \delta \end{aligned} \quad (4.15)$$



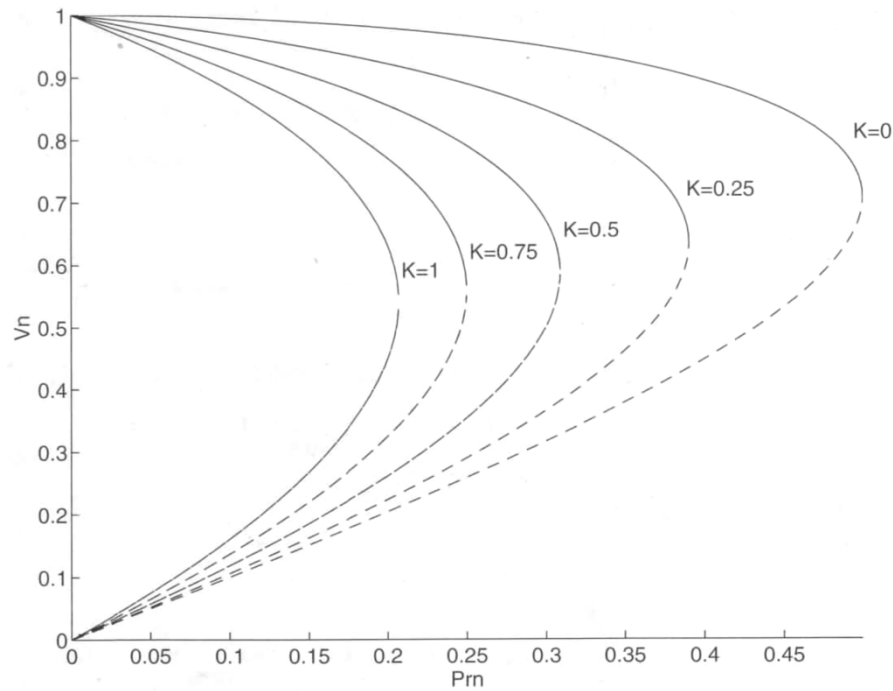


Fig. 4.3. Curvas $P-\delta$ y $V-P$ para tensión regulada en un extremo

TENSION CONSTANTE EN EL EXTREMO EMISOR

Se asume que en el extremo emisor hay un elemento, por ejemplo un generador, que mantiene la tensión constante al valor V_n y δ con las potencias en ambos extremos.

En primer lugar se considerará el caso de carga perfectamente compensada ($Q_{rn} = 0$). En este caso resultan las siguientes ecuaciones:

$$P_{rn} = \frac{1}{2} \sin 2\delta - k \cdot \sin^2 \delta$$

$$V_n^2 = \left(\frac{1}{2} - k P_{rn} \right) \pm \sqrt{\frac{1}{4} - (k + P_{rn}) P_{rn}}$$

Donde $k = R/X$. En la Figura 4.3 se representan las curvas $P_{rn} - \delta$ y $V_n - P_{rn}$ para este caso.

En la curva $P_{rn} - \delta$ puede comprobarse que, si se ignora la resistencia ($k=0$), la capacidad máxima de transporte bien dada por:

$$P_{rn}^{\text{máx}} = \frac{1}{2} \Rightarrow P_r^{\text{máx}} = \frac{1}{2} S_{\text{cet}}$$

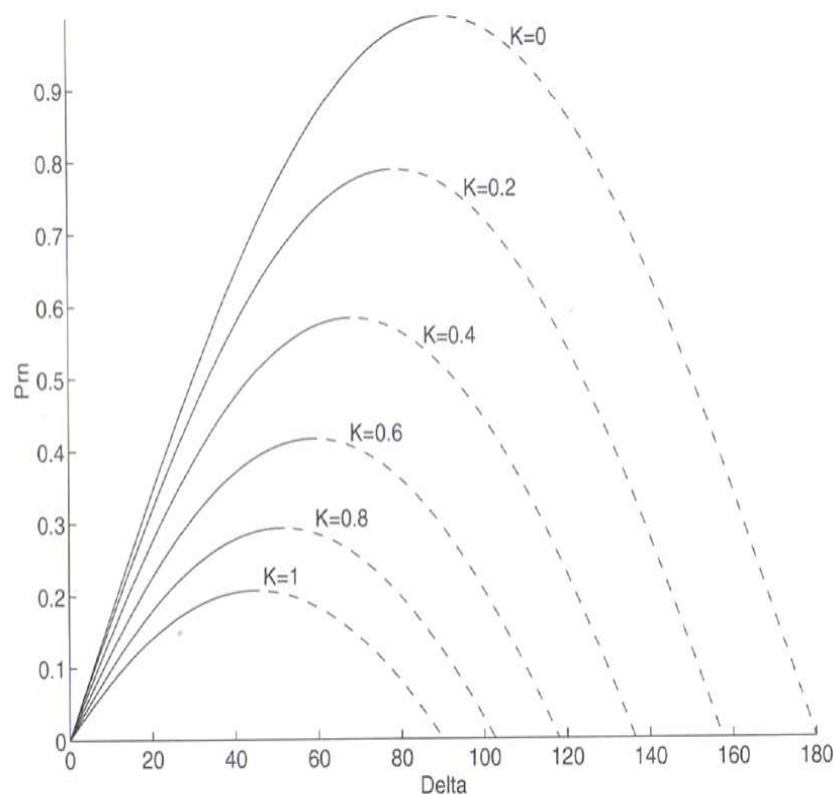


Y se obtiene para $\delta = 45^\circ$. Desde un punto de vista estático, el funcionamiento para ángulos mayores carece de sentido. Por otra parte, valores no nulos de resistencia reducen aún más la máxima potencia transmisible. Por ejemplo, $R=0.75X$ la potencia máxima se obtiene de la curva $V_n - P_{rn}$, donde puede apreciarse además la caída de tensión adicional que producen valores de resistencia no nulos. De (4.15), con $k=0$, se concluye que para transmitir la máxima potencia debe inyectarse una cantidad de potencia reactiva idéntica en el extremo emisor ($k = Q_r/P_r$).

TENSION CONSTANTE EN AMBOS EXTREMOS

Se asume que en ambos extremos de la línea existen dispositivos que mantienen la tensión respectiva a un valor constante, independientemente de la potencia transmitida. Estos dispositivos deben, por tanto, ser capaces de adaptar dinámicamente su potencia activa transmitida. La expresión de la potencia en el extremo receptor viene dada en este caso por:

$$P_{rn} (1 + k^2) = V_n \sin \delta + k V_n (\cos \delta - V_n)$$



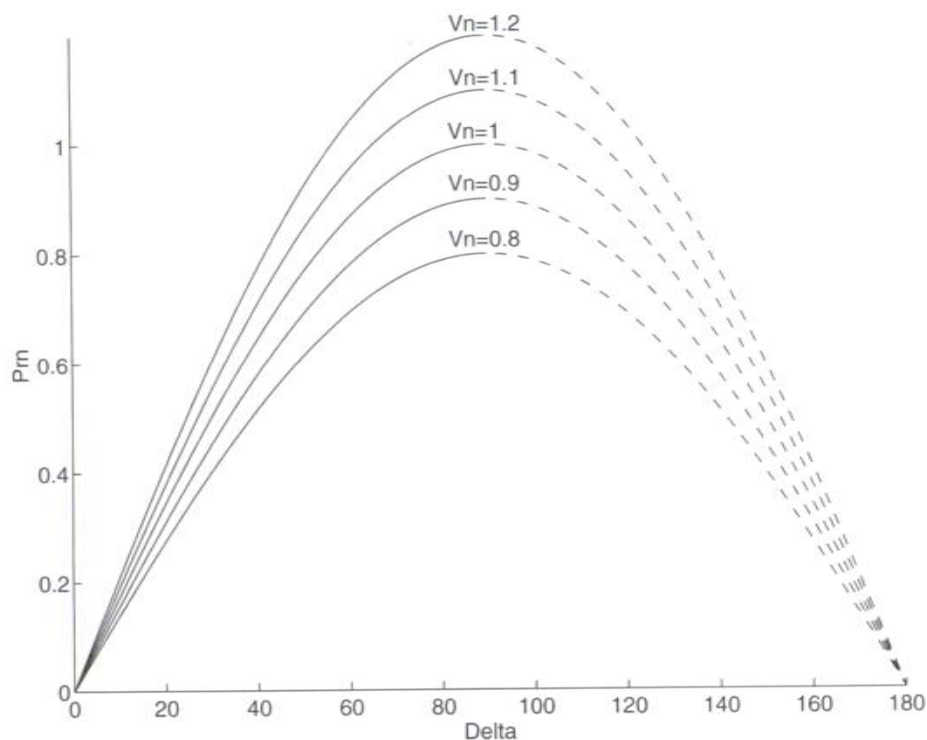


Fig.4.4 Curvas $P - \delta$ para tensión en ambos extremos.

La Figura 4.4 muestra la relación $P_{rn} - \delta$ en función de k para $V_n = 1$ (izquierda), así como en función de V_n para $k=0$ (derecha).

Puede apreciarse que, manteniendo la tensión en el extremo receptor al mismo valor que en el emisor, la máxima potencia transmisible vale (suponiendo $k=0$):

$$P_{rn}^{\text{máx}} = 1 \Rightarrow P_r^{\text{máx}} = S_{\text{cet}}$$

Y se produce para $\delta = 90^\circ$. Es decir, se duplica la capacidad de transporte respecto a la obtenida cuando se deja variar libremente la tensión en el extremo receptor, así como el ángulo máximo. Este límite teórico se consigue sin embargo a costa de inyectar enormes cantidades de potencia reactiva en ambos extremos ($Q_{en} = -Q_{rn} = -1$).

Como en el caso anterior, la capacidad de transporte disminuye conforme aumenta la resistencia. Para $R=X$, a pesar de mantener la tensión en la carga, la máxima potencia transmisible apenas llega a $0.2S_{\text{cet}}$, y el ángulo máximo ronda los 45° . Por otra parte, controlando la tensión en la carga se consigue variar moderadamente la capacidad de transporte.

TENSION CONSTANTE EN EL PUNTO INTERMEDIO

Cuando se regula la tensión en ambos extremos de la línea a un valor constante, la máxima caída de tensión (o subida, si se produce el efecto Ferranti) tiene lugar en el punto intermedio de la misma. De hecho, las gráficas de la Figura 4.3 se aplican a este punto si la longitud de la línea se divide por dos. Por tanto, controlando la tensión de este punto crítico, además de las de los



extremos, se mejorará notablemente la capacidad de transporte de una línea larga, si aún estamos lejos del límite térmico. En la figura 4.5 se muestran las curvas $P_{rn} - \delta$ y $Q_{en} - P_{rn}$ para este caso, con $R=0$. Como puede apreciarse, la línea es capaz de soportar, en teoría. Ángulos de hasta 180° , alcanzándose una potencia máxima de:

$$P_{rn}^{\text{máx}} = 2 \Rightarrow P_r^{\text{máx}} = 2S_{\text{cet}}$$

Sin embargo, alcanzar este máximo teórico requeriría inyectar la misma cantidad de potencia reactiva en ambos extremos ($Q_{en} = -Q_{rn} = -2$), y lo que es peor, duplicar la potencia reactiva inyectada en el punto medio ($Q_{mn} = 4$). En la práctica, por motivos económicos, los compensadores de reactiva no se dimensionan a tales valores y llegan a saturarse, lo que reduce el valor máximo de potencia transmisible.

De este modo, los “cuellos de botella” para el transporte de potencia se localizarían ahora en el primer y tercer cuarto de longitud de la línea, cuya tensión teóricamente también podría regularse. En el límite, se lograría una línea con perfil cuasi plano, es decir una línea ajustada en todo instante a la potencia que transporta. La curva $P - \delta$ para este caso idealizado, que tiende a una recta, se muestra con la letra D en la Figura 4.6, correspondiendo las letras A, B y C a los tres casos analizados anteriormente.

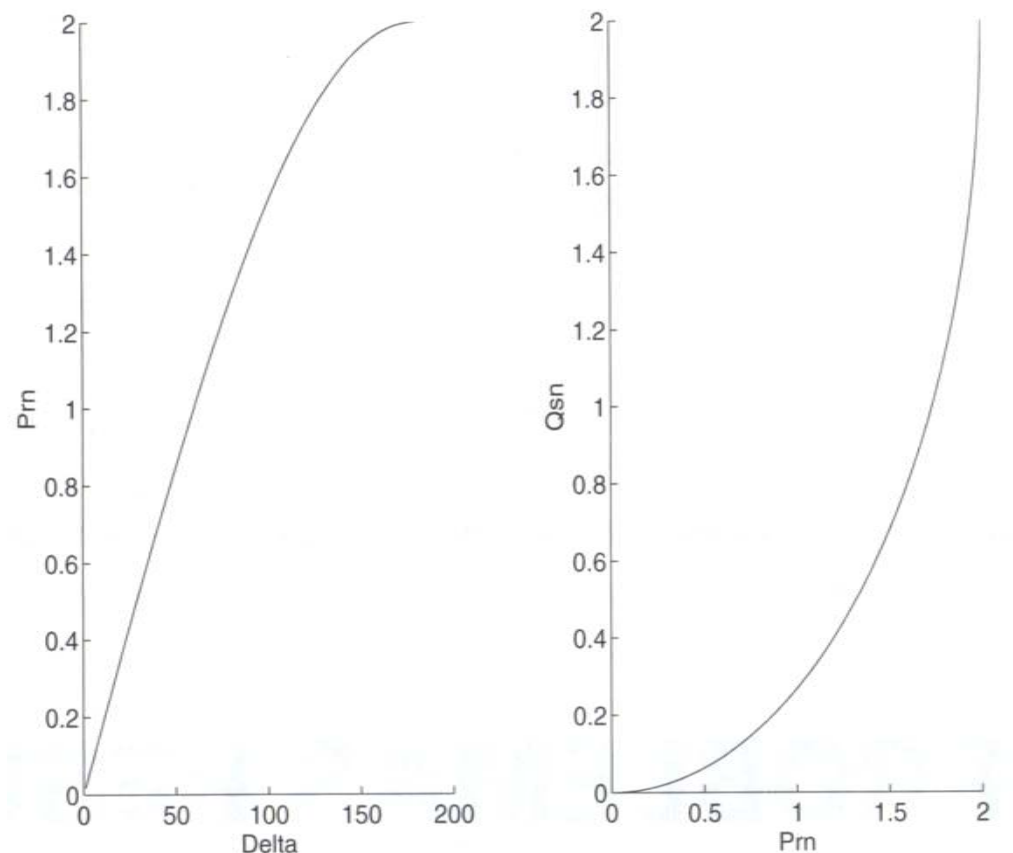


Figura 4.5 Curvas $P - \delta$ y $Q - P$ para tensión regulada en ambos extremos y punto medio.

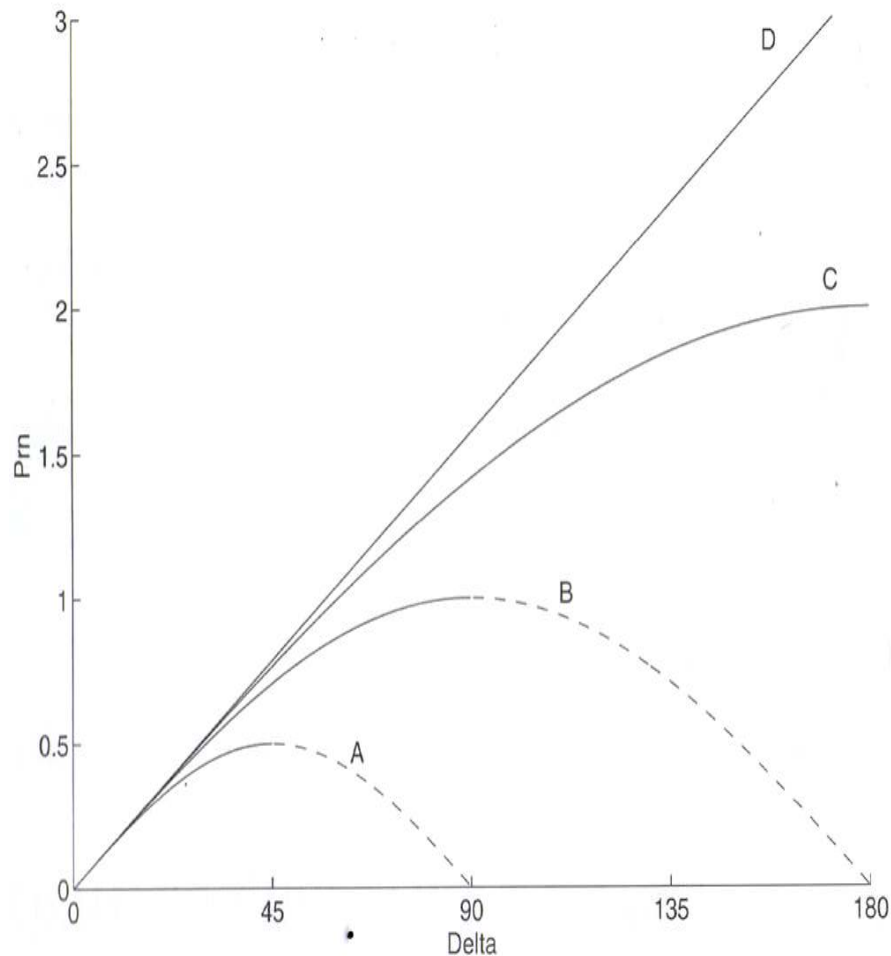


Figura 4.6 Comparación de curvas $P - \delta$ conforme se incrementa el número de puntos regulados en tensión.

Obsérvese que para valores de ángulos menores de 45° , que son los utilizados en la práctica, apenas hay diferencias entre C y D, siendo poco significativa también la mejora entre B y C. Por tanto, el control de tensión en el punto intermedio es poco usual, y obedece más bien a motivos relacionados con la seguridad dinámica de la red.

4.7. Compensación en serie

De los casos analizados en la sección anterior se concluye que la capacidad de transporte de una línea de corriente alterna es proporcional a S_{cet} , es decir, crece con el cuadrado de la tensión y es inversamente proporcional a la reactancia serie de la misma. Otros factores, como la presencia de elementos de compensación de reactiva, regulando la tensión, afectan al coeficiente de proporcionalidad y al desfase máximo admisible entre los dos extremos.

Por tanto, para una tensión dada, la capacidad de transporte puede mejorarse notablemente si se disminuye la reactancia de la línea (precisamente la principal ventaja de las líneas de



corriente continua es que su reactancia es nula), lo cual puede lograrse insertando en serie con la línea un condensador. Ignorando la resistencia, relativamente pequeña en líneas de muy alta tensión, la potencia transmitida viene dada por:

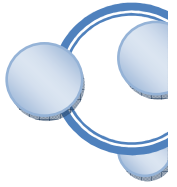
$$P_r = \frac{V_r V_e}{X - X_c} \sin \delta$$

Siendo X_c , el valor absoluto de la reactancia del condensador. Debido a riesgos de resonancia subsíncrona, y a otras complicaciones de tipo práctico relacionadas con las protecciones, esta técnica está mucho menos extendida que la compensación shunt explicada en epígrafes anteriores, a pesar de que se logran mayores incrementos de potencia transmitida por cada Mvar instalado.



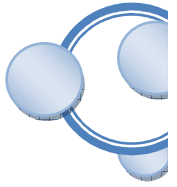
ACTIVIDAD:

Resuelve el siguiente cuadro:



Índice

5. FLUJO DE CARGAS.....	4
5.1. INTRODUCCIÓN:	4
5.2. FORMULACION MATEMÁTICA.....	4
5.3. METODO DE GAUSS-SEIDEL.....	7
5.4. METODO DE NEWTON-RAPHSON.....	7
5.5. METODO DESACOPLOADO RÁPIDO (FDLF).....	8
5.6. FLUJOS DE CARGA EN CONTINUA.....	9
5.7. AJUSTES A LA SOLUCIÓN	10
5.8. LIMITES DE REACTIVA EN NUDOS PV	10
5.9. TRANSFORMADORES REGULADORES	11
5.10.INTERCAMBIO ENTRE AREAS.....	12



SESIÓN V:

FLUJO DE CARGAS

LOGRO:

- Formulación matemática. Método de Gauss- Seidel. Método de Newton- Raphson.
- Método desacoplado rápido (FDLF). Flujo de carga en continua. Ajustes de la solución. Simulación con software.

INFORMACIÓN:

5. Flujo de cargas

5.1. Introducción:

Realizar un flujo de cargas consiste en obtener las tensiones en todos los nudos y los flujos de potencia por todos los elementos del sistema de transporte o distribución (líneas transformadores, reactancias y condensadores). Para ello se toma como datos de partida el consumo e inyección de potencia en todos los nudos, salvo la potencia reactiva de los nudos regulados en tensión, que sustituye por el módulo de la tensión regulada.

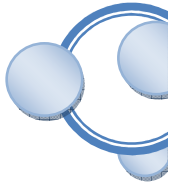
Aunque existen flujos de carga específicamente concebidos para redes desequilibradas, en este texto nos limitaremos al caso más común de redes equilibrada, modeladas por tanto mediante su equivalente monofásico en “por unidad” (p.u.).

Dado que cualquier magnitud de un circuito eléctrico queda definida una vez conocida las tensiones complejas en todos sus nudos, el primer y más importante paso de un flujo de cargas se dedica precisamente a esta tarea. Esto implica un proceso iterativo, como consecuencias de las restricciones de potencia impuestas en los nudos conducen a un sistema no lineal de ecuaciones. Si este primer paso tiene éxito, una serie de cálculos rutinarios posteriores permite calcular el resto de magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc.

5.2. FORMULACION MATEMÁTICA

Las leyes de Kirchhoff, junto a los modelos de cada componente de la red se resumen en las ecuaciones de nudos, que para una red de n nudos se escriben como:

$$J_i = \sum_{j=1}^n y_{ij} U_j \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.1)$$



Siendo u_i e j_i los factores de la tensión e intensidad neta inyectada en el nudo i , e y_{ij} el término respectivo de la matriz de admitancias de nudos.

La potencia compleja neta inyectada en cada nudo se obtiene como:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = U_i j_i^* \quad (5.2)$$

Siendo S_{Gi} y S_{Ci} , respectivamente, la potencia compleja generada y consumida en dicho nudo.

Entre las dos ecuaciones anteriores pueden eliminarse las intensidades complejas nodales, cuyo valor se desconoce. Utilizando coordenadas cartesianas para los elementos de la matriz de admitancias, $Y = G + jB$, resulta el siguiente sistema no lineal de n ecuaciones complejas:

$$P_i + jQ_i = U_i \sum_{j=1}^n [G_{ij} - jB_{ij}] U_j^* \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.3)$$

Utilizando coordenadas polares para las tensiones, $U = V \angle \theta$, el sistema anterior se compone en las $2n$ ecuaciones reales siguientes:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.4)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.5)$$

Donde $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$.

La utilización de coordenadas cartesianas para las tensiones, aunque posible, no ha tenido tanta trascendencia práctica, por lo que se ignorará en este texto.

Como cada nudo aporta 2 ecuaciones y 4 incógnitas al sistema anterior, deben especificarse 2 restricciones por nudo para que dicho sistema pueda resolverse.

En función de los datos específicos se distinguen dos tipos de nudos:

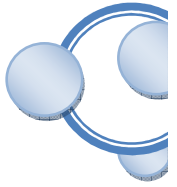
- Nudos de carga o nudos PQ: se especifica el consumo de potencia activa y reactiva, siendo nula la potencia generada. Matemáticamente:

$$P_i^{\text{esp}} = -P_{Ci}^{\text{esp}} ; \quad Q_i^{\text{esp}} = -Q_{Ci}^{\text{esp}} \quad (5.6)$$

En estos nudos las incógnitas son V_i y θ_i .

- Nudos de generación o nudos PV: Nudos donde la tensión se mantiene a un valor especificado y la potencia activa neta se conoce de antemano. Matemáticamente:

$$P_i^{\text{esp}} = P_{Gi}^{\text{esp}} - P_{Ci}^{\text{esp}} ; \quad V_i = V_i^{\text{esp}} \quad (5.7)$$



En estos nudos las incógnitas son Q_i y θ_i

Como se sabe de la teoría de circuitos, la solución de un sistema en régimen permanente sinusoidal requiere que uno de los ángulos involucrados se tome como origen de fases, lo que reduce el número de incógnitas a $2n-1$. Por otro lado, como las pérdidas de potencia activas no se puede especificar de antemano, con lo que el número de ecuaciones también se reduce a $2n-1$. Por conveniencia de cálculo, se toma como origen de fases el nudo cuya potencia activa no se especifica, denominado nudo oscilante o nudo slack. Obsérvese asimismo que las incógnitas Q_i en nudos PV son funciones explícitas de las tensiones, cuyo módulo es conocido en dichos nudos, por lo que las ecuaciones respectivas pueden ignorarse en el proceso de cálculo y utilizarse cuando se requieran obtener los valores de potencia reactiva. El sistema anterior queda de ese modo reducido a $2n-n_G-1$ ecuaciones, donde n_G es el número de nudos PV, incluyendo el de referencia (esta reducción adicional es una de las ventajas más importantes de la formulación polar frente a la rectangular).

El sistema no lineal de ecuaciones a resolver es por tanto:

$$P_i^{\text{esp}} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n-1 \quad (5.8)$$

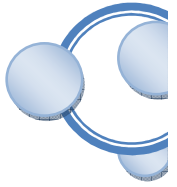
$$Q_i^{\text{esp}} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n-n_G \quad (5.9)$$

Cuyas incógnitas son los ángulos de fase $\theta_i, i = 1, 2, \dots, n-1$, y los módulos de tensiones $V_i, i = 1, 2, \dots, n-n_G$.

Para la solución iterativa del sistema anterior deben asignarse unos valores iniciales a las tensiones nodales, para lo cual puede servir la solución de un flujo de cargas anterior. Lo más habitual y menos arriesgado, sin embargo, es utilizar lo que se conoce como perfil plano, que consiste en hacer $\theta_i^0 = 0$ para todos los nudos y $V_i^0 = 1 \text{ p.u.}$ para los nudos de consumo.

De acuerdo con las tensiones nodales, se pueden obtener posteriormente los flujos de potencia por líneas y transformadores, utilizando su modelo en π visto en capítulos anteriores.

Si se desea, las pérdidas totales del sistema pueden calcularse, una vez hallada la potencia de nudo oscilante, bien mediante la suma de las inyecciones de todos los nudos, o bien como la suma de las pérdidas de cada elemento si sólo se quiere contabilizar una determinada zona.



5.3. METODO DE GAUSS-SEIDEL

Este método, poco competitivo en la actualidad pero que aún tiene un cierto interés, utiliza las ecuaciones en forma compleja. Aplica repetitivamente la siguiente formula recursiva:

$$u_i^{k+1} = \frac{1}{y_{ii}} \left[\frac{P_i^{\text{esp}} - j Q_i^{\text{esp}}}{(u_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} y_{ij} u_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n y_{ij} u_j^k \right] \quad i = 1, 2, \dots, n-1$$

Y se detiene cuando

$$\max_i |u_i^{k+1} - u_i^k| \leq \varepsilon \quad (5.10)$$

Donde ε es un valor suficientemente pequeño.

El método es simple y fácil de programar, pero su convergencia es bastante pobre (el numero de iteraciones es el orden de n) .una mejora consiste en utilizar un factor de

aceleración α

$$u_{i_{\text{acel}}}^{k+1} = u_i^k + \alpha (u_i^{k+1} - u_i^k)$$

Cuyo valor optimo esta comprendido entre 1.4 y 1.6.

Para nudos PV deben hacerse los siguientes ajustes:

- 1) Sustituir Q_i^{esp} por el mejor valor calculado hasta ese momento.
- 2) El modulo de la tensión resultante se corrige para que tenga el valor deseado:

$$u_{i_{\text{corr}}}^{k+1} = V_i^{\text{esp}} u_i^{k+1} / V_i^{k+1}$$

5.4. METODO DE NEWTON-RAPHSON

Este método obtiene nuevos valores mediante linealizaciones sucesivas de las ecuaciones involucradas, expresadas como $f(x) = 0$.

En este caso, las funciones o residuos a anular son la diferencia entre los valores de potencia calculados y los especificados, es decir:

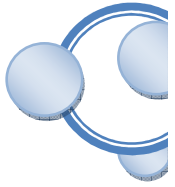
$$\Delta P_i = P_i^{\text{esp}} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n-1 \quad (5.11)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{\text{esp}} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n-n_G \quad (5.12)$$

En cada iteración debe resolverse el siguiente sistema lineal de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k \quad (5.13)$$

Cuya matriz de coeficientes es el jacobiano, cambiado de signo, del sistema no lineal. Una vez resuelto el sistema, las tensiones se actualizan mediante:



$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^k \quad (5.14)$$

Los términos del jacobiano se obtienen de sus propias definiciones:

$$\begin{aligned} H_{ij} &= \partial P_i / \partial \theta_j & N_{ij} &= V_j \partial P_i / \partial V_j \\ M_{ij} &= \partial Q_i / \partial \theta_j & L_{ij} &= V_j \partial Q_i / \partial V_j \end{aligned} \quad (5.15)$$

Y sus valores se muestran en la Tabla 5.1.

Para	$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} V_i^2$	$N_{ii} = P_i + G_{ii} V_i^2$
$i = j$	$M_{ii} = P_i - G_{ii} V_i^2$	$L_{ii} = Q_i - B_{ii} V_i^2$
Para	$H_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$	$N_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$
$i \neq j$	$M_{ij} = -N_{ij}$	$L_{ij} = H_{ij}$

Tabla 5.1 Términos del jacobiano para el método de N-R.

El proceso se detiene cuando todos los componentes del vector de residuos ($\Delta P / \Delta Q$) son menores que ε .

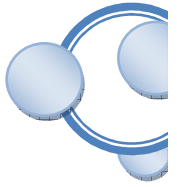
Una variante consiste en trabajar con ($\Delta Q / V$) en lugar de (ΔQ), para lo cual se divide la fila respectiva V_i . De ese modo, la ecuación de la potencia reactiva es ligeramente más lineal, lo que a veces ahorra alguna iteración.

Debe aclararse que las peticiones que se han realizado en el sistema de ecuaciones pretenden simplemente visualizar mejor la estructura del jacobiano. En la práctica, las dos ecuaciones de cada nudo de carga, y las variables respectivas, se ordenan consecutivamente.

5.5. METODO DESACOPLADO RÁPIDO (FDLF)

El conocido acoplamiento $P - Q$ y $Q - V$, y el relativo desacoplo entre ambos subproblemas, se traduce en que los valores numéricos de los bloques N y M del jacobiano son bastantes menores que los de las matrices diagonales H y L . ignorando dichos bloques, e introduciendo unas simplificaciones adicionales, se llega a un modelo de dos sistemas desacoplados con matrices de coeficientes constantes. el llamado método “desacoplado rápido (FDLF)” (Fastdecoupled Load flow) consiste en resolver alternativamente ambos sistemas, y presenta habitualmente una convergencia comparable a la del método de N-R normal, al menos para redes de transporte donde el cociente de R/X es bastante reducido.

Los sistemas de ecuaciones involucrados son los siguientes:



$$B' \Delta \theta = \Delta P / V \quad (5.16)$$

$$B'' \Delta V = \Delta Q / V \quad (5.17)$$

Donde los elementos de las matrices B' y B'' vienen dados por

$$B'_{ij} = -1/X_{ij}; \quad B'_{ii} = \sum_{j \in i} 1/X_{ij}$$

$$B''_{ij} = -B_{ij}; \quad B''_{ii} = -B_{ii}$$

Siendo X_{ij} la reactancia serie del elemento $i - j$ la parte imaginaria del elemento respectivo de la matriz de admitancias de nudos y $j \in i$ el conjunto de nudos j adyacentes a i .

Esas matrices son simétricas (los desfases introducen asimetría en B'') y constantes, por lo que se construyen y factorizan una sola vez. Esto implica una notable reducción de esfuerzo de cálculo, que ha dado mucha popularidad a este método en aplicaciones donde se resuelven repetitivamente flujos de carga.

5.6. FLUJOS DE CARGA EN CONTINUA

El subproblema $P - Q$ resulta ser bastante lineal. De hecho, introduciendo una serie de simplificaciones similares a las del método desacoplado rápido (FDLF),

Se llega fácilmente a un modelo lineal entre potencias activas y ángulos, en el que las tensiones valen 1 p.u. y se ignoran los flujos de reactiva. Según este modelo, el flujo de potencia activa por una línea entre nudos i y j vale:

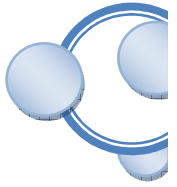
$$P_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} (\theta_i - \theta_j); \quad \theta_i - \theta_j = X_{ij} P_{ij} \quad (5.18)$$

Donde X_{ij} es la reactancia serie del elemento en cuestión. La ecuación anterior implica que el flujo de cargas en continua ignora las pérdidas de joule, porque el flujo de potencia es idéntico en ambos extremos.

Aplicando la primera ley de Kirchhoff a los flujos que inciden en cada nudo, se llega al sistema de ecuaciones siguiente:

$$B\theta = P \quad (5.19)$$

Donde B coincide con B'' del método desacoplado rápido (FDLF), es decir, se construye como la matriz de admitancias de nudos pero utilizando exclusivamente reactancias. Conviene aclarar que en el sistema anterior el vector P no incluye la potencia del nudo oscilante, ni el vector θ el ángulo de referencia. Dado P , la ecuación anterior permite



obtener----- y, como consecuencia, los flujos de potencia por las líneas. La relación entre flujos e inyecciones puede expresarse matemáticamente como:

$$P_f = \left[X^{-1} A^T B^{-1} \right] P \quad (5.20)$$

Donde A es la matriz de incidencias, excluyendo el nudo de referencia, y X es una matriz diagonal de reactancias. La matriz entre corchetes es llena, pero mucho de sus elementos tienen un valor muy pequeño, lo que refleja la poca influencia que una inyección tiene en flujos eléctricamente remotos.

5.7. AJUSTES A LA SOLUCIÓN

La solución de un flujo de cargas debe tener en cuenta, en la práctica, en serie de restricciones de contorno adicional, las más comunes de las cuales se discuten a continuación.

5.8. LIMITES DE REACTIVA EN NUDOS PV

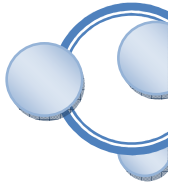
El dispositivo que regula la tensión de un nudo PV tiene una capacidad limitada para absorber o inyectar potencia reactiva. Si se alcanza alguno de los límites, Q^{min} o Q^{max} , la tensión regulada no puede mantenerse al valor V^{esp} , con lo que el nudo pasa a ser un nudo de consumo con $Q^{esp} = Q^{min}$ o $Q^{esp} = Q^{max}$.

Este nudo PQ es un tanto especial, pues puede volver a convertirse en nudo PV si, en una iteración k posterior, se cumple que $V^k > V^{esp}$ cuando $Q^{esp} = Q^{max}$, o $V^k < V^{esp}$ cuando $Q^{esp} = Q^{min}$.

En el método de Newton Raphson en coordenadas polares, convertir en nudo PV a PQ consiste simplemente en incluir ΔQ_i en el vector de residuos y ΔV_i en el vector de estado. Esto implica cambiar la estructura del jacobiano.

En el método desacoplado rápido (FDLF) es preferible no modificar la estructura y valores de las matrices, para no perder su principal ventaja. Por ello, se utiliza un método que corrige V^{esp} en cada iteración para anular en la siguiente el exceso de reactiva sobre el límite violado. Por ejemplo, si se viola el límite superior, los cálculos involucrados son:

$$\begin{aligned} \Delta Q_i &= Q_i^{m\acute{a}x} - Q_i^k \\ \Delta V_i &= \alpha_i \Delta Q_i \\ V_i^{esp(k+1)} &= V_i^{esp(k)} + \Delta V_i \end{aligned}$$



Este procedimiento requiere calcular previamente un valor razonable para el coeficiente α_i , que refleja la sensibilidad entre V_i y Q_i . Un valor aproximado se puede obtener resolviendo el sistema:

$$B''_a S = e_i \quad (5.21)$$

Y haciendo $\alpha_i = S_i$, donde e_i es la columna i -ésima de la matriz identidad y B''_a es la matriz B'' aumentada con la fila y columna correspondiente al nudo i .

5.9. TRANSFORMADORES REGULADORES

Estos dispositivos pueden modificar su relación de transformación para mantener constante el módulo de una tensión próxima o regular el flujo de reactiva que los atraviesa. Los transformadores desfases muchos menos habituales, modifican el ángulo de la relación de transformación para regular el flujo de potencia activa, y el flujo de cargas se tratan análogamente.

En el método de Newton Raphson se incluye la toma como variable adicional en sustitución de la tensión regulada. El sistema de ecuaciones a resolver tiene la siguiente estructura:

$$\begin{bmatrix} H & N & D_p \\ M & L & D_q \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \\ \Delta t/t \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k \quad (5.22)$$

Donde D_p y D_q tienen tantas columnas como transformadores reguladores haya, y sus elementos se obtienen calculando $t dP/dt$ y $t dQ/dt$ a partir del modelo en π del transformador. Si la toma alcanzase alguno de sus límites, el nudo regulado pasaría a PQ y la toma quedaría fija.

Para el método desacoplado rápido (FDLF), con vistas a no modificar las matrices de coeficientes, es preferible corregir el valor de la toma proporcionalmente al error actual de la tensión regulada. Si $\Delta V_i^k = V_i^{esp} - V_i^k$ es el error de tensión en la iteración k , la toma se corrige para la siguiente en la cantidad:

$$\Delta t^k = \alpha \Delta V_i^k$$

Donde, en ausencia de un valor más preciso suponiendo que la toma está en el lado m , puede tomarse $\alpha = 1$ para $i = m$ y $\alpha = -1$ para $i = n$. No se olvide que el valor final de la toma debe redondearse al escalón real más próximo.



5.10. INTERCAMBIO ENTRE AREAS

Este ajuste se realiza para conseguir que un conjunto dado de líneas de transporte una potencia activa total especificada de antemano. Normalmente estas líneas constituyen la interconexión de un área con el resto del sistema. En el método de Newton Raphson, esta restricción se traduce en una ecuación no lineal adicional, que obliga a que la suma de flujos de potencia activa por las líneas involucradas iguale el valor programado, P_{tot}^{esp} . Para ello, debe liberarse simultáneamente la potencia activa de uno de los generadores del área, que pasa ser una variable de control. También es posible que varios generadores actúen como reguladores de intercambio, siempre que se especifique el modo en que dichos generadores se reparten el 'error de área'.

Para el método desacoplado rápido (FDLF) es preferible de nuevo recurrir a la técnica que, sobre la base del error de intercambio en la iteración k , $\Delta P_i^k = P_i^{esp} - P_i^k$, modifica la potencia total generada en el área en la cantidad:

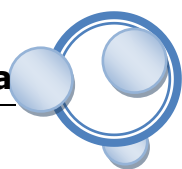
$$\Delta P_G = \alpha \Delta P_{tot}^k$$

Donde $\alpha = 1$ es un valor razonable.



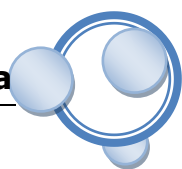
ACTIVIDAD:

Resuelve el siguiente cuadro:



ÍNDICE SESION VI

6. Regulación de frecuencia	4
6.1. Definiciones:.....	4
6.2. Fundamentos del control de frecuencia y potencia	4
6.3. Equilibrio entre demanda y generación	5
6.4. El generador síncrono como elemento regulador de potencia	7
6.5. Regulación primaria, secundaria y terciaria	7
6.6. Regulación primaria	9
6.7. Función de transferencia del generador	9
6.8. Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia	11
6.9. Regulador isócrono aplicado a un único generador de un sistema	14
6.10. Reguladores con característica frecuencia-potencia negativa	15
6.11. Participación en la regulación primaria de generadores en paralelo	17
6.12. Cambio de la potencia de referencia.....	18
6.13. Regulación secundaria.....	20
6.14. Control automático de la generación en un sistema aislado	21
6.15. Control automático de la generación en un sistema con dos áreas	22
6.16. Control automático de la generación en un sistema con más de dos áreas	31
6.17. Algunos aspectos prácticos del control automático de la generación	31
6.18. Otros mecanismos de regulación	31
6.19. Reservas de regulación en el Sistema Eléctrico Español	32



SESIÓN VI:

REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y POTENCIA

LOGRO:

- Evalúa el estatismo de los grupos generadores.
- Evalúa el reparto de carga entre generadores síncronos.
- Reconoce los tipos de regulación de frecuencia.
- Identifica los tipos de la regulación de velocidad.

INFORMACIÓN:

6. Regulación de frecuencia

6.1. Definiciones:

Reserva Fría. Se refiere a la potencia total disponible de los grupos generadores en reserva que se encuentran fuera de servicio;

Reserva Rotante. Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al Sistema, ambas en un momento dado;

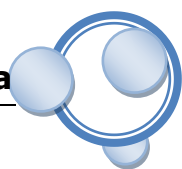
Regulación Primaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos.

Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y demanda del Sistema para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos;

Regulación Secundaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática o manual sobre el regulador de velocidad de un grupo generador, que complementa la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia. Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participan de la regulación primaria de frecuencia, en tanto se recupera carga, y/o se reasignan de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 minutos;

6.2. Fundamentos del control de frecuencia y potencia

La frecuencia de la onda de tensión, al igual que su valor eficaz, es uno de los parámetros que debe permanecer dentro de unos límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal



pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos. Por ejemplo, algunos motores pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñados, y relojes y automatismos que miden el tiempo en función de la frecuencia de alimentación pueden adelantar o atrasar.

6.3. Equilibrio entre demanda y generación

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

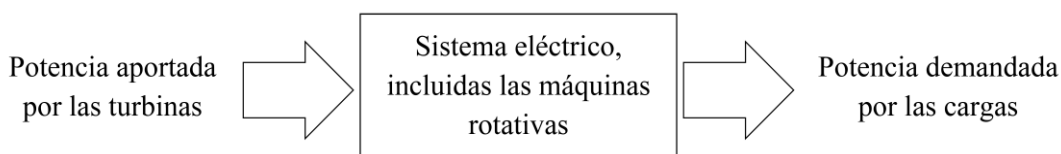


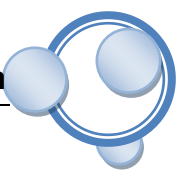
Figura 1: Balance de energía en un sistema eléctrico

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

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

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

MW, y en el que la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas es $W_c = 100000$ MJ. Si en un momento dado la demanda aumenta en 100 MW, podemos escribir.



Por otro lado, en el instante inicial

$$\frac{dW_C}{dt} = \frac{\left(\frac{1}{2}Jw^2\right)}{dt} = J_{w_0} \frac{dw}{dt} = 2 \frac{\frac{1}{2}Jw_0^2}{w_0} \frac{dw}{dt} = 2.100000MJ \frac{1}{w_0} \frac{dw}{dt} \quad (2)$$

Donde J es la inercia de todas las máquinas rotativas, W es la frecuencia en radianes por segundo y W_0 es la frecuencia inicial. Igualando las expresiones 1 y 2, y despejando la variación inicial de frecuencia respecto a la frecuencia inicial:

$$\frac{1}{w_0} \frac{dw}{dt} = \frac{-100MW}{2.100000MJ} = -0,0005 \text{ s}^{-1} \quad (3)$$

Lo cual indica que, en el sistema considerado, un incremento de demanda de 100M W, es decir del 1 %, provoca que la frecuencia comience a caer a razón de un 0,05% cada segundo, es decir $0,0005 \text{ s}^{-1} \times 60 \text{ Hz} = 0,03 \text{ Hz/s} = 1,8 \text{ Hz/min}$. Si no actuase algún mecanismo corrector, esta pequeña variación de carga provocar ía un colapso del sistema en pocos minutos.

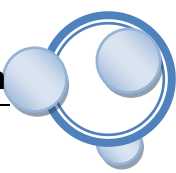
Este ejemplo ilustra la necesidad de un sistema de control que regule la potencia mecánica entrante a los generadores síncronos, de manera que la frecuencia del sistema se mantenga estable al variar la demanda. Este sistema de control, que actúa en todos los sistemas eléctricos, trata de mantener una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

- Incremento lineal de la inductancia de las líneas con la frecuencia.
- Mejora del funcionamiento de motores con colectores.
- Disminución de la inducción entre circuitos vecinos con la consiguiente reducción, por ejemplo, de las interferencias telefónicas.

Y a favor de una frecuencia alta:

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

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



6.4. El generador síncrono como elemento regulador de potencia

El elemento básico para ejercer el control frecuencia-potencia en un sistema eléctrico es el generador síncrono. La figura 2 muestra el esquema básico de un generador síncrono con una turbina, que puede ser de vapor, de gas o de agua. La válvula de admisión a la turbina permite regular el flujo entrante a la misma y, por lo tanto, la potencia mecánica aportada al generador síncrono.

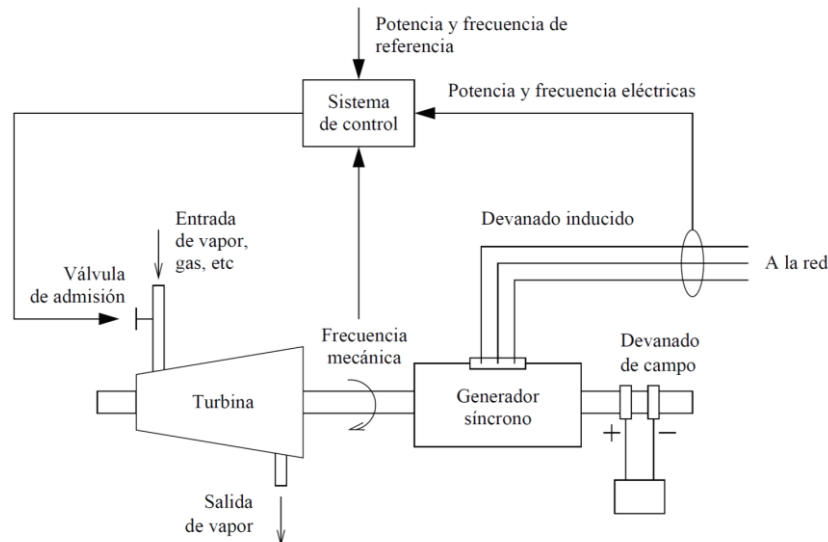


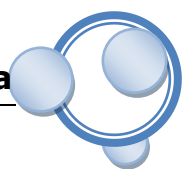
Figura 2: Elementos principales de un generador síncrono en el control de frecuencia.

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

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

6.5. Regulación primaria, secundaria y terciaria

Como la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse indistintamente de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. De manera breve puede decirse que la frecuencia del sistema y los flujos



de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y la potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas.

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

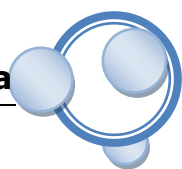
La potencia generada en cada planta debe atender también a otros requerimientos además de la frecuencia, fundamentalmente compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas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

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

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

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

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



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

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

El control terciario opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos.

Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

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

6.6. Regulación primaria

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

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

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

6.7. Función de transferencia del generador

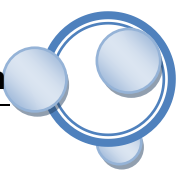
El conjunto eje-turbina de un generador síncrono gira sometido a dos pares opuestos: el par mecánico T_m aportado desde la turbina tiende a acelerar el eje, mientras el par electromagnético T_e ejercido en el entrehierro del generador tiende a frenarlo. La ecuación básica de este movimiento es

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

Donde J es el momento de inercia y θ_r es el ángulo del rotor. En lugar de la derivada segunda del ángulo podemos escribir

$$\frac{d^2 \theta_r}{dt^2} = \frac{w_r}{dt} = \frac{(w_r - w_0)}{dt} = \frac{\Delta w_r}{dt} \quad (5)$$

Donde w_r es la velocidad del rotor, w_0 es la velocidad de sincronismo, constante, y Δw_r es la desviación de velocidad. De esta forma, podemos escribir la ecuación 4 como



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

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

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

Donde H es la constante de inercia, definida como

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

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

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

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

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

$$P_0 + \Delta P = (w_0 + \Delta w_r)(T_0 + \Delta T) \quad (10)$$

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

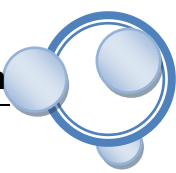
$$\Delta P = w_0 \Delta T + T_0 \Delta w_r \quad (11)$$

Luego en el eje

$$\Delta P_m - \Delta P_e = w_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0}) \Delta w_r \quad (12)$$

En régimen permanente $T_{m0} = T_{e0}$, y en por unidad $w_0 = 1$, por lo que queda

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



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

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

Ecuación cuyo diagrama de bloques es el representado en la figura 3

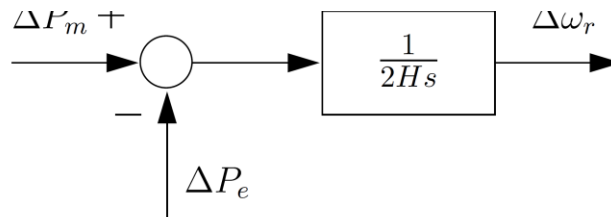


Figura 3: Función de transferencia entre la potencia y la frecuencia.

6.8. Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia

Algunas cargas demandan una potencia independiente de la frecuencia de alimentación, por ejemplo cargas resistivas destinadas a calentamiento o lámparas incandescentes para iluminación. Otras cargas, por el contrario, responden a un incremento de la frecuencia aumentando la demanda, por ejemplo muchos ventiladores y bombas. En conjunto, la relación entre el incremento de demanda total ΔP_e y el incremento de frecuencia en un sistema puede expresarse como

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

Donde ΔP_l es el incremento de potencia independiente de la frecuencia, y D es la constante que relaciona la variación de frecuencia con el incremento de potencia debido a ella. La constante D actúa como un mecanismo de amortiguamiento de la variación de frecuencia: todo aumento de frecuencia $\Delta \omega_r$ provoca un ligero aumento de la demanda $D \Delta \omega_r$, que se opone al incremento de frecuencia inicial.

La ecuación 15 corresponde al diagrama de bloques representado en la figura 4, que a su vez puede reducirse al diagrama de la figura 5.

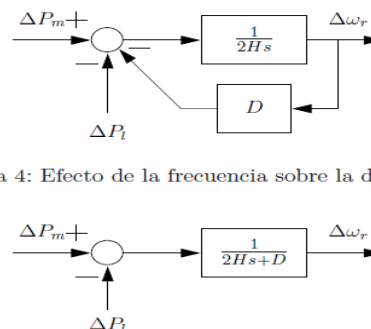


Figura 4: Efecto de la frecuencia sobre la demanda.

Figura 4: Efecto de la frecuencia sobre la demanda

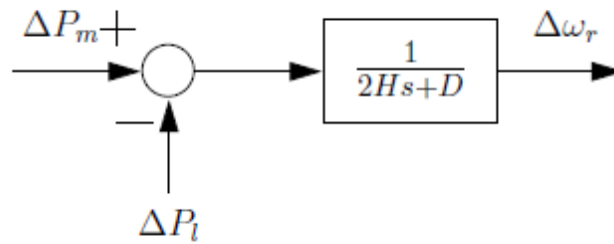
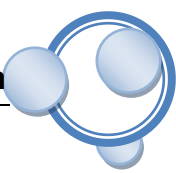


Figura 5: Diagrama de bloques reducido del efecto de la frecuencia sobre la demanda.

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

Ejemplo

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

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

Solución

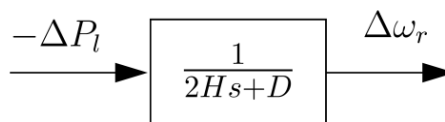
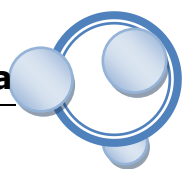
La constante de inercia total, referida a una potencia base de 500 MVA es:

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

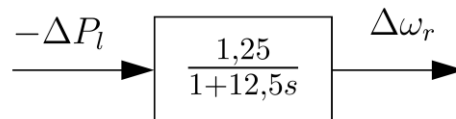
La constante de amortiguamiento D , referida a la misma potencia base es:

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

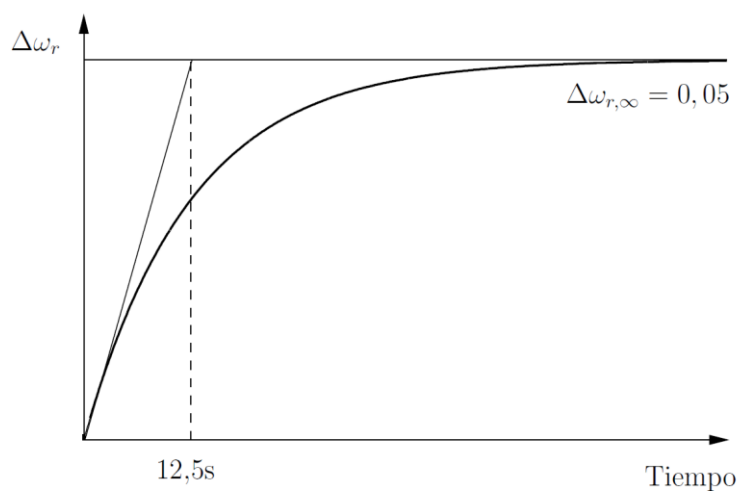
Teniendo en cuenta que no hay regulación de velocidad $\Delta P_m = 0$. Por tanto el diagrama de bloques del sistema queda:



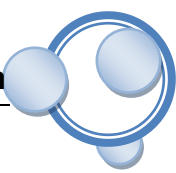
Y substituyendo



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



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



6.9. Regulador isócrono aplicado a un único generador de un sistema

Con el fin de comprender el mecanismo de regulación de frecuencia, consideremos a partir del diagrama de bloques de la figura 5 un sistema de control que cierre el bucle entre error de frecuencia y potencia mecánica mediante un acción integral. Este sistema de control es el representado en la figura 6, donde por simplicidad se han despreciado varias dinámicas intermedias (accionamiento de la válvula de admisión, turbina, etc). Ante un error negativo de la frecuencia, el regulador aumenta la potencia mecánica aplicada sobre el eje, lo cual tiende a reducir el error de frecuencia. El efecto integrador del regulador hace que el régimen permanente se alcance cuando el error de frecuencia es cero.

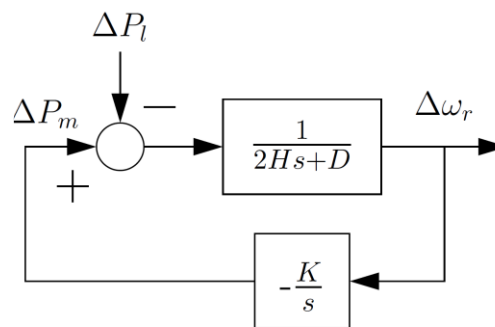


Figura 6: Esquema de un regulador isócrono

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

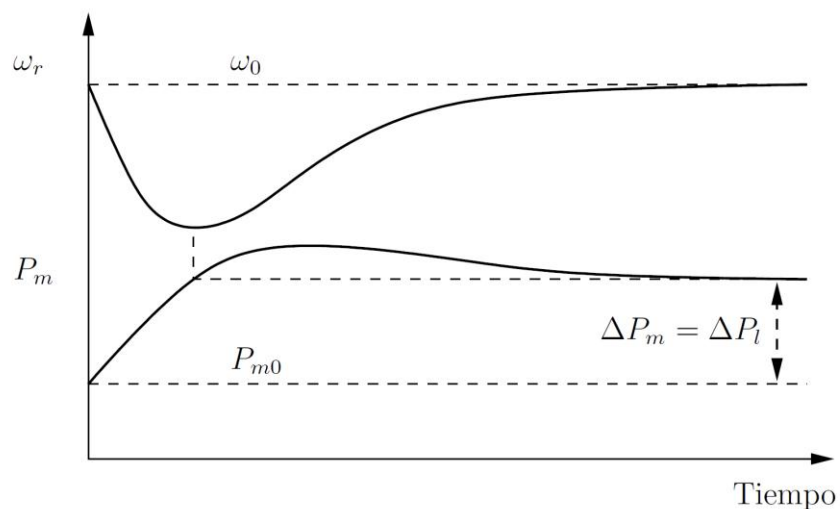
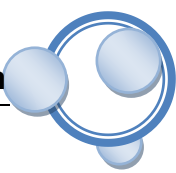


Figura 7: Respuesta de un regulador isócrono ante un escalón de demanda



Este regulador, conocido como regulador isócrono porque mantiene la frecuencia constante en régimen permanente, funcionaría correctamente en un sistema aislado donde existiera un único generador síncrono, o bien donde el resto de los generadores no participara en el control primario de frecuencia. Sin embargo, si en un mismo sistema dos generadores ejecutasen este tipo de regulación, los dos competirían entre sí para alcanzar su propia velocidad de referencia, y el comportamiento del sistema sería inestable. Como en un sistema eléctrico es deseable que un elevado número de generadores participen en la regulación primaria, el regulador isócrono no se aplica en la práctica. La siguiente sección muestra la solución adoptada para resolver este problema.

6.10. Reguladores con característica frecuencia-potencia negativa

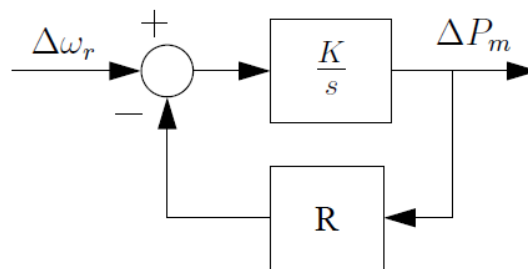


Figura 9: Diagrama de bloques reducido de un regulador primario con estatismo

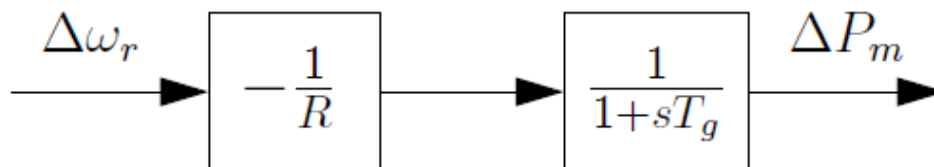


Figura 8: Diagrama de bloques de un regulador primario con estatismo

Para permitir que varios generadores participen en el control primario de frecuencia dentro de un mismo sistema, se aplica en cada uno de ellos una característica frecuencia-potencia en régimen permanente negativa, mediante la introducción del lazo de control adicional representado en la figura 8. Este lazo puede reducirse al de la figura 9, donde $T_g = \frac{1}{KR}$.

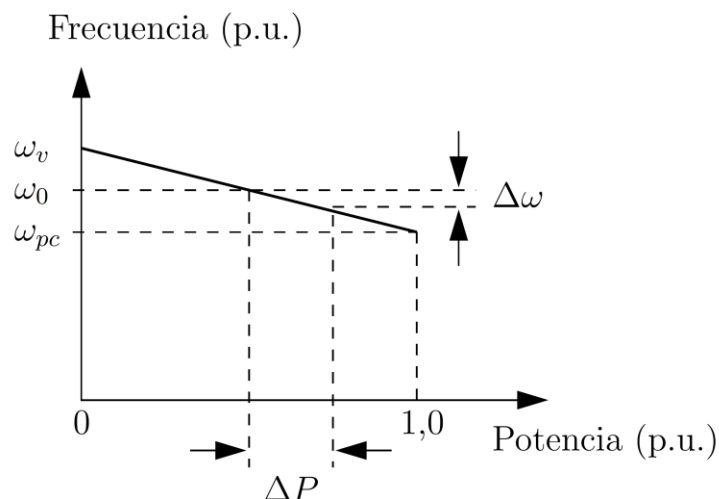
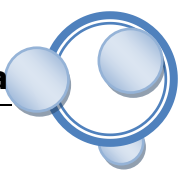


Figura 10: Característica de un control primario con estatismo

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

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

donde ω_v es la frecuencia en régimen permanente sin carga (en vacío), ω_{pc} es la frecuencia en régimen permanente a plena carga, y ω_0 es la frecuencia nominal.

En la figura 10, que representa la ecuación 18 gráficamente, el estatismo es la pendiente de la característica frecuencia/potencia cambiada de signo.

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

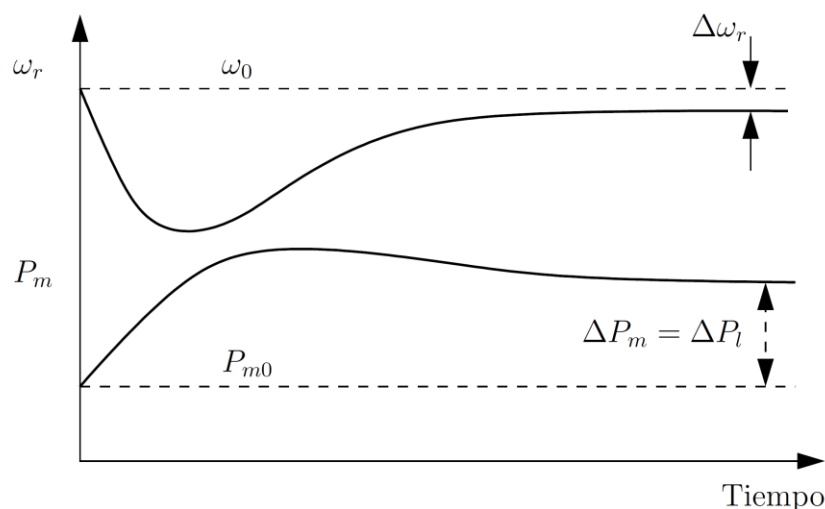
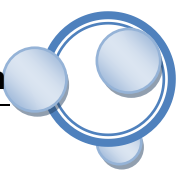


Figura 11: Respuesta dinámica de un generador con estatismo.



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

6.11. Participación en la regulación primaria de generadores en paralelo

El estatismo del control primario de frecuencia permite que varios generadores participen simultáneamente en dicho control. Consideremos, por ejemplo, dos unidades con estatismo $R1$ y $R2$ que responden a una variación de frecuencia Δf . La primera unidad variará su generación una cantidad $\Delta P1 = -\Delta f/R1$, y la segunda $\Delta P2 = -\Delta f/R2$. Esta situación queda reflejada gráficamente en la figura 12. La unidad con menor estatismo (a la izquierda) contribuye a la regulación primaria con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal, y la que tiene mayor estatismo (a la derecha) contribuye con menor porcentaje de potencia. Si varias unidades en paralelo tienen el mismo estatismo, todas ellas contribuyen al control primario de manera proporcional a su potencia nominal.

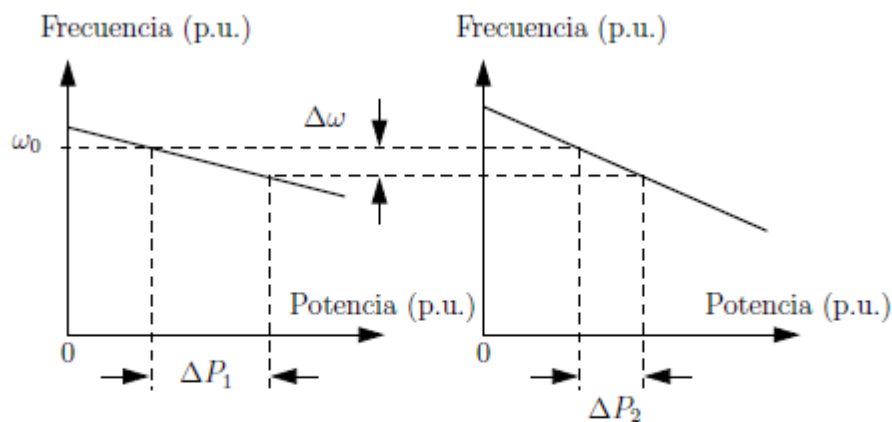


Figura 12: Reparto de la carga entre dos generadores con distinto estatismo

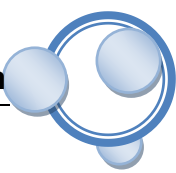
Ejemplo

Sea un sistema con dos generadores con las siguientes potencias nominales y estatismo:

$$1. \quad S1b = 500 \text{ MVA}; \quad R1 = 3\%$$

$$2. \quad S2b = 250 \text{ MVA}; \quad R2 = 1\%$$

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



Solución

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

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

En el generador 2:

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

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

Por otro lado

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

Resolviendo juntas las ecuaciones 21 y 22 obtenemos

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

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

El incremento de frecuencia unitario es

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

Y el incremento de frecuencia absoluto es

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

6.12. Cambio de la potencia de referencia

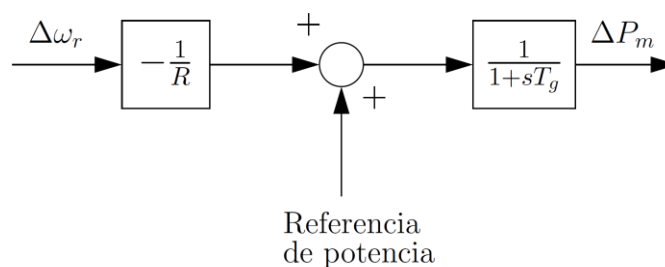
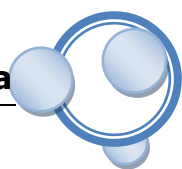


Figura 13: Diagrama de bloques reducido del sistema de regulación primaria



Es posible modificar la potencia de referencia en el generador introduciendo una consigna de potencia en el lazo de regulación primaria, tal como indica la figura 13. De esta forma cualquier variación de la referencia de potencia se traduce, en régimen permanente, en una variación de la apertura de la válvula de admisión, y por tanto en una variación de la potencia de salida del generador.

La acción de modificar la consigna de potencia equivale gráficamente a desplazar verticalmente la característica frecuencia-potencia, como muestra la figura 14. En dicha figura, cada una de las rectas corresponde a un valor distinto de la consigna de potencia. Se han dibujado los casos extremos A y B, en los que el generador se encuentra en vacío y en plena carga, respectivamente, cuando la frecuencia del sistema es la nominal. En el caso A, cuando la frecuencia es la nominal (50 Hz) el generador no aporta potencia, y sólo comienza a aportarla si la frecuencia desciende. Por tanto, en esta situación el generador es incapaz de participar en el control primario si la frecuencia sube por encima de la nominal.

En el caso C, a la frecuencia nominal el generador aporta el 100% de la potencia, por lo que no puede participar en el control primario si la frecuencia baja por debajo de la nominal. En el caso B, a la frecuencia nominal el generador aporta el 50% de la potencia nominal, y puede participar en el control primario tanto cuando la frecuencia sube como cuando baja.

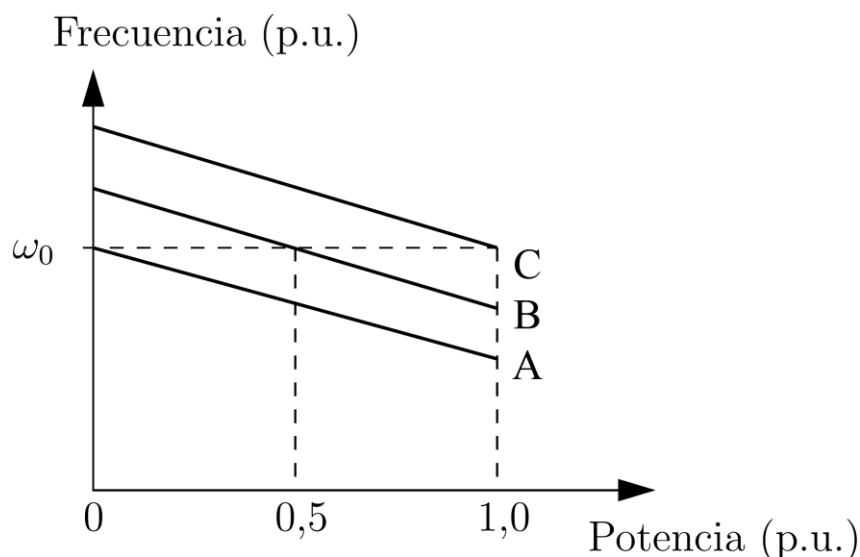


Figura 14: Efecto de modificar la consigna de potencia

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

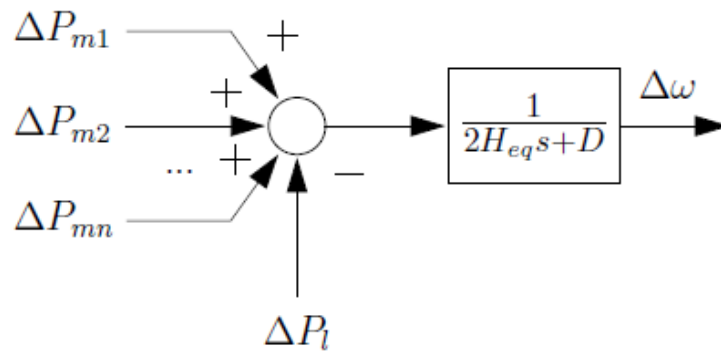
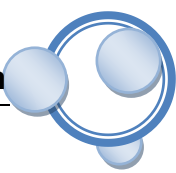


Figura 15: Modelo de sistema con control primario

En régimen permanente, dado que en cada generador se cumplirá $\Delta P_{mi} = \Delta_w / R_i$, un incremento de carga ΔP_l provocará el siguiente incremento de frecuencia

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

Donde

$$R_{eq} = \frac{1}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}\right) + D} \quad (46)$$

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

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

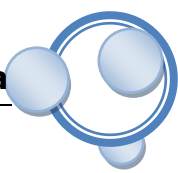
El resultado de la regulación primaria en un sistema eléctrico ante un incremento positivo de carga, despreciando las pérdidas, puede resumirse del siguiente modo: la frecuencia decrece debido al estatismo de los generadores, la demanda decrece ligeramente debido al descenso de frecuencia, y la generación

Aumenta hasta compensar el incremento de demanda inicial menos la reducción de demanda por efecto de la frecuencia.

6.13. Regulación secundaria

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

- La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.



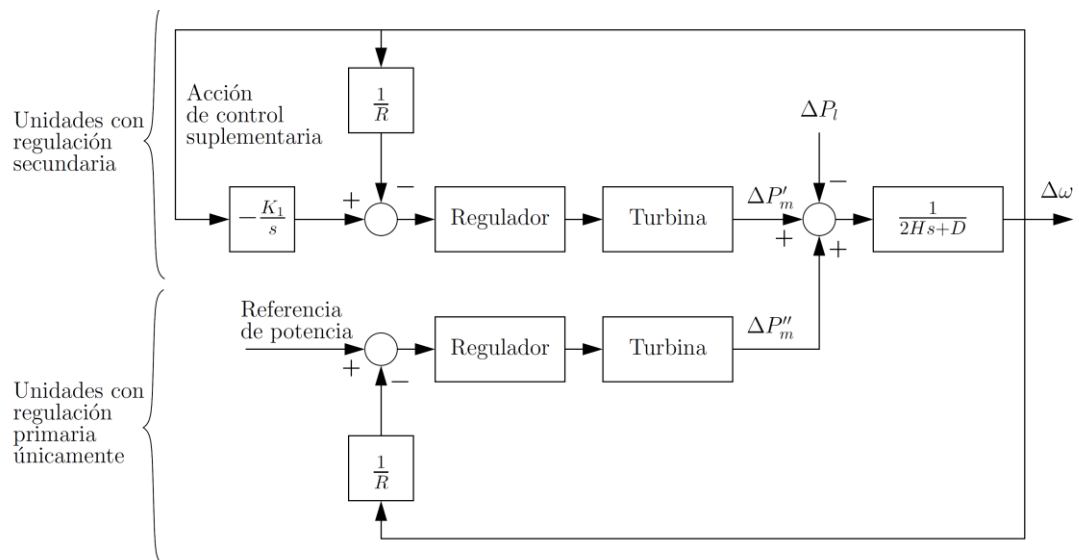
- El reparto del incremento de carga entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

El objetivo de la regulación secundaria, ejecutada a través de un sistema de control denominado Control Automático de la Generación (AGC, Automatic Generation Control) es corregir estos dos efectos, devolviendo al sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados.

Para comprender su funcionamiento, abordaremos primero el caso de un sistema aislado, y después el caso de dos áreas conectadas entre sí [1, sec. 11.1.5 y 11.1.6].

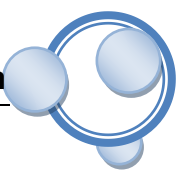
6.14. Control automático de la generación en un sistema aislado

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



El control secundario debe realizarse de forma centralizada. En caso contrario

Los generadores competirán entre sí para alcanzar la frecuencia de referencia y el sistema de control sería inestable, de manera similar a como se discutió en la sección 2.3. Por tanto, existe un único lazo de regulación, situado en un despacho de control, que mide la frecuencia, y que emite a todas las unidades que participan en la regulación secundaria las consignas de variación de generación.



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

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

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

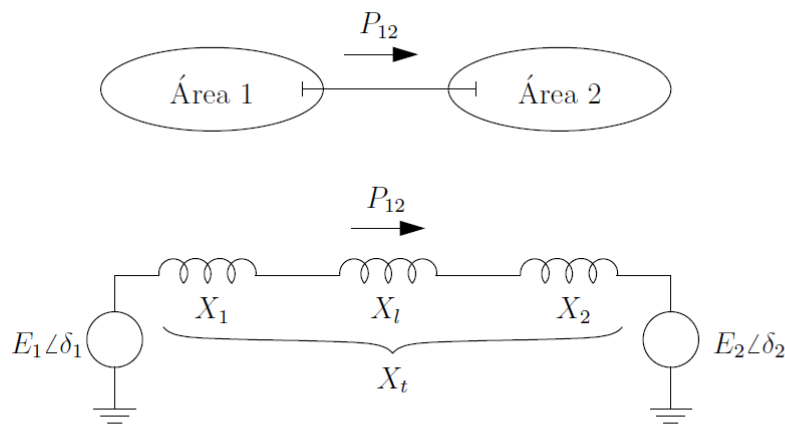


Figura 17: Esquema de un sistema con dos áreas.

Linealizador alrededor del punto de equilibrio inicial definido por δ_{10} y δ_{20} ,

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

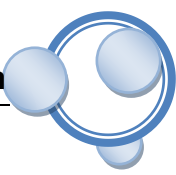
Donde $\Delta \delta_{12} = \Delta \delta_1 - \Delta \delta_2$, y T_0 es el par sincronizante definido como

$$T_0 = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \quad (50)$$

La figura 18 muestra el diagrama de bloques del sistema completo. Cada área queda representada por una maquina equivalente, con su constante de inercia H su turbina y su regulador de velocidad, y por un coeficiente de amortiguación D .

El efecto de la línea de enlace se representa mediante el termino ΔP_{12} , obtenido a partir del par sincronizante y la diferencia entre los ángulos de las tensiones internas de ambas áreas. Un valor de ΔP_{12} positivo indica un incremento del flujo de potencia activa desde el área 1 hacia el área 2. El control secundario debe conseguir anular Δw_1 , Δw_2 y Δw_{12} .

Consideremos el efecto en régimen permanente de un incremento de carga en una de las áreas. Si, por ejemplo, se produce un incremento de demanda ΔP_{L1} en el área uno, teniendo en cuenta que en régimen permanente la desviación de frecuencia es la misma en ambas áreas ($\Delta w_1 = \Delta w_2 = \Delta w$), en dicha área se cumplirá.



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

Y en el área dos

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

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

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

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

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

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

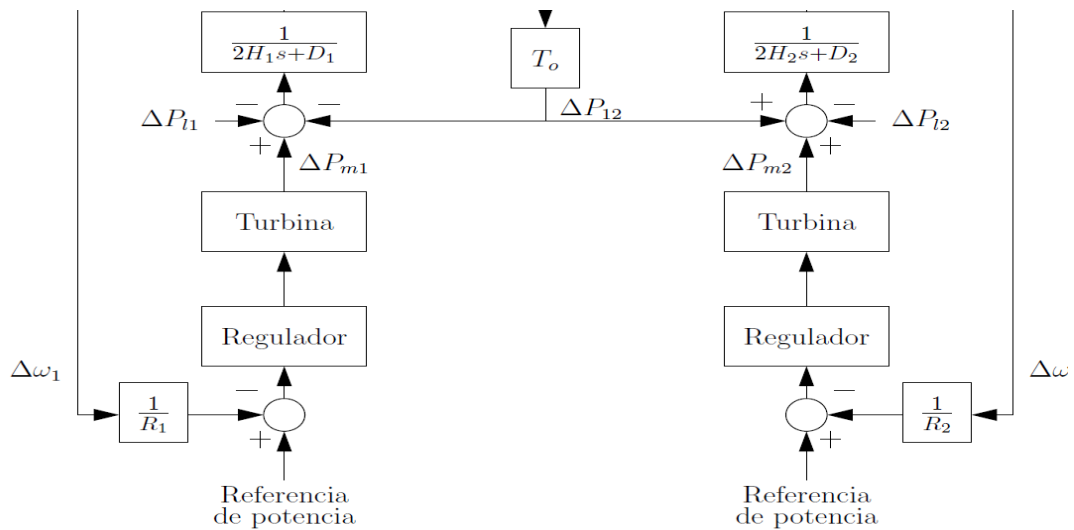


Figura 18: Sistema con dos áreas sin control secundario. Figura extraída de [1, fig. 11.23].

y

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

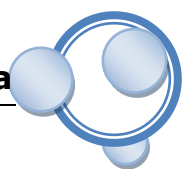
Despejando ΔP_{12} en estas dos ecuaciones e igualando tenemos

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

y

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

Figura 18: Sistema con dos áreas sin control secundario



Y

$$\Delta_w \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) = \Delta P_2 \quad (56)$$

Despejando ΔP_2 en estas dos ecuaciones e igualando tenemos

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

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

Por tanto, una variación de carga en el área uno se traduce, después de la actuación del control primario, en una variación de la frecuencia del sistema de acuerdo con la ecuación 57, y en una variación del flujo de potencia activa entre las dos áreas de acuerdo con la ecuación 58. Si el incremento ΔP_{l1} es positivo, provoca una reducción de la frecuencia y un incremento del flujo de potencia desde el área dos hacia el área uno. Este incremento de potencia representa la contribución del área dos al control primario. Para restaurar a su valor nulo el error de frecuencia y el error de flujo de potencia entre áreas, la regulación secundaria aplica una acción de control de tipo integrador sobre una combinación de ambos errores, tal como indica la figura 19. La combinación entre ambos errores se realiza a través de una constante B , de forma que la entrada a los integradores es, respectivamente, $\Delta P_{12} + B_1 \Delta_w$ y $\Delta P_{21} + B_2 \Delta_w$. Estos valores reciben el nombre de Error de Control de área (ACE, Área Control Error), por lo que podemos escribir

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

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

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

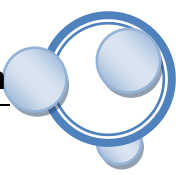
Un valor típico de B es

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

En tal caso, en el ejemplo anterior tendríamos

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

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



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

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta W = \frac{-\Delta P_{li} \beta_1}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{-\Delta P_{li} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = \Delta P_{li} \quad (64)$$

Y el área dos

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \Delta W = \frac{-\Delta P_{li} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} - \frac{-\Delta P_{li} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = 0 \quad (65)$$

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

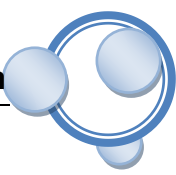
Es conveniente señalar que el valor de $\beta = 1/R + D$ en un sistema no permanece constante a lo largo del tiempo, puesto que R depende del número de generadores conectados y de sus constantes de estatismo, y D depende de la naturaleza de la carga. Por tanto, su valor puede variar significativamente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



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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

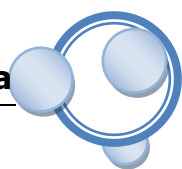
Las variaciones de generación en ambas áreas, teniendo en cuenta que la potencia máxima en cada área sería la generada más la de reserva, son:

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

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

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

$$\Delta P_{L1} = -\Delta P_{LD1} - \Delta P_{LD2} + \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} \quad (70)$$



$$= -1000 MW = -\Delta f \left(20000 + 40000 + \frac{2000}{0,05} + \frac{42000}{0,05} \right) \quad (71)$$

De donde

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

La variación de carga por efecto de la frecuencia es

$$\Delta P_{LD1} = 0.0007692 \times 20000 = 15,38 \text{ MW} \quad (73)$$

$$\Delta P_{LD2} = 0.0007692 \times 40000 = 30,77 \text{ MW} \quad (74)$$

La variación de generación es

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

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

Los nuevos valores de carga y generación son

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

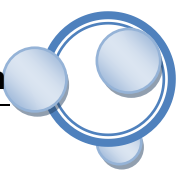
El nuevo flujo del área 2 al área 1 es 322,56 MW. La frecuencia final es 50,038 Hz

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

El área uno tiene una reserva de 1000 MW, suficiente para afrontar la pérdida de carga. Una vez haya actuado la regulación secundaria, los errores de control de área ACE1 y ACE2 se habrán anulado:

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

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



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

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

La reserva que se pierde es

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

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

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

La reserva en el área 1 solo es capaz de reponer 1000 MW de la generación perdida, por lo que la regulación secundaria no puede anular el error de control de área ACE1. Sin embargo, la regulación secundaria en el área 2 si será capaz de anular el error ACE2, por lo que

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

O bien

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

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

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

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

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

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

Despejando el incremento de frecuencia:

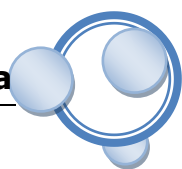
$$\Delta f = \frac{-1000}{20000 + 250000} = -0,0037037 \text{ p.u.} = -0,1852 \text{ Hz} \quad (85)$$

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

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

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

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



Los nuevos valores de carga y generación son El nuevo flujo del área 2 al área 1 es 1925,93 MW. La frecuencia final es 49,81 Hz.

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

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

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

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

Luego el incremento de frecuencia es

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

Y el cambio de carga en el área 1 es

$$\Delta P_{LD1} = D_1 \Delta f = -2000 \times 0,008 = -160 \text{ MW} \quad (91)$$

Análogamente en el área 2

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

Y

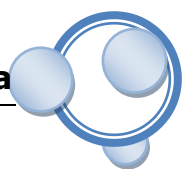
$$\Delta P_{LD2} = D_2 \Delta f = 40000 \times 0,004 = 160 \text{ MW} \quad (91)$$

Los nuevos valores de carga, generación y frecuencia son:

	área 1	área 2
Carga	$20000 - 160 = 19840 \text{ MW}$	$40000 + 160 = 40160 \text{ MW}$
Generación	19840 MW	40160 MW
Frecuencia	49.6 Hz	50.2 Hz

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

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



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

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

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

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

6.17. Algunos aspectos prácticos del control automático de la generación

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

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

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

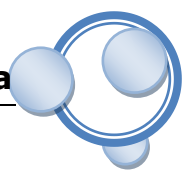
Operación en estados de emergencia. En ciertas condiciones de emergencia que provoquen el aislamiento de partes del sistema o la pérdida de líneas de enlace entre áreas, el control automático de generación puede ser suspendido en las áreas afectadas.

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

6.18. Otros mecanismos de regulación

Regulación terciaria

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



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

Control de tiempo

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

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

6.19. Reservas de regulación en el Sistema Eléctrico Español

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

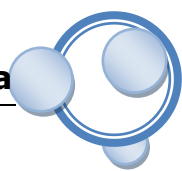
Reserva de regulación primaria: Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que el conjunto de los reguladores de velocidad pueden actuar de forma automática y en los dos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia. El Operador del Sistema determina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

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

Reserva de regulación secundaria: Se define la banda de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de la potencia en que el regulador secundario puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante.

Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de los grupos sometidos a este tipo de regulación.

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



La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria es determinada por el Operador del Sistema para cada período de programación, en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado, según la potencia y los equipos generadores acoplados. Además, tiene en cuenta la magnitud de los escalones horarios de potencia inherentes a la programación de las unidades de producción. Habitualmente, en el Sistema Eléctrico Peninsular se toma como referencia la recommendation de la UCTE, Union for the Coordination of Transmission of electricity, según la cual el valor de la reserva secundaria debe ser como mínimo

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

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

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

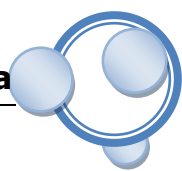
Reserva de regulación terciaria: Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema que puede ser movilizada en un tiempo inferior a quince minutos con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.

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

Integración del control frecuencia-potencia en el mercado eléctrico español

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

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



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

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

Deslastre de cargas e interrumpibilidad

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

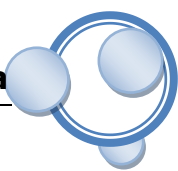
Para que el deslastre automático de cargas sea efectivo, debe realizarse de manera rápida y decidida y sin depender de líneas de comunicación. Se trata de un mecanismo de emergencia, con algunas desventajas desde el punto de vista de la seguridad del sistema:

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

El deslastre automático de cargas en el Sistema Eléctrico Peninsular se realiza según el siguiente esquema establecido por la UCTE [6, 9]:

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

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



Por otro lado, en España existe un mecanismo de deslastre selectivo que es aplicado por las empresas de distribución, a requerimiento del Operador del Sistema. Este deslastre selectivo no es por tanto automático, y se realiza en bloques de 50 MW. Tanto el deslastre automático como el selectivo evitan la desconexión de cargas especialmente sensibles, como hospitales, equipos médicos de “ayuda a la vida” instalados en hogares, medios de comunicación, etc.

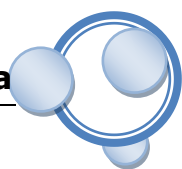
Por último, el servicio de interrumpibilidad es un servicio que pueden ofrecer

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

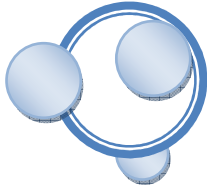
Deslastre de cargas automático	Deslastre de cargas selectivo	Interrumpibilidad
P.O. 11.2	P.O. 6.1	P.O. 15.1
Sin aviso	Sin aviso al consumidor	Con aviso al consumidor (Salvo tipo 5)
Automático y sin comunicaciones	A petición del Operador del Sistema a las empresas de distribución	Gestionada por el Operador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

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

El cuadro 1 muestra los distintos tipos de deslastre e interrumpibilidad en el sistema español, con el fin de clarificar las diferencias entre ellos.

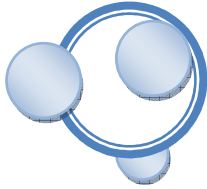

ACTIVIDAD:

Resuelve el siguiente cuadro:



ÍNDICE DE SESIÓN 7

7.	Control de tensión	4
7.1.	Control de potencia reactiva y control de tensión	4
7.2.	Elementos que producen o consumen potencia reactiva	5
7.3.	Métodos de control de tensión	6
7.4.	Reactancias y condensadores en paralelo	6
7.5.	Compensadores síncronos	6
7.6.	Compensadores estáticos (SVCs)	7
7.7.	Fundamento de un sistema de compensación estático	7
7.8.	Reactancia controlada mediante tiristores	9
7.9.	Condensadores conectados mediante tiristores	11
7.10.	Aplicaciones típicas	11
7.11.	Compensadores estáticos tipo STATCOM	13
7.12.	Transformadores con cambio de tomas	14
7.13.	Sistemas de excitación	17
7.14.	El control de tensión en el marco regulatorio español	19
7.15.	Estabilidad de tensión	20
7.16.	Colapso de tensión	22



SESIÓN VII:

CONTROL DE TENSIONES

LOGRO:

- Reconoce los tipos de compensación de potencia reactiva.
- Controla la tensión en barras de un sistema de potencia.
- Emplea técnicas para evitar colapsos de tensión.

INFORMACIÓN:

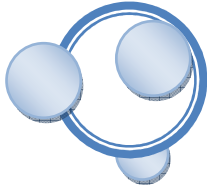
7. Control de tensión

7.1. Control de potencia reactiva y control de tensión

Dados dos nudos de un sistema eléctrico conectados entre sí, la diferencia entre los valores eficaces de sus tensiones y el flujo de potencia reactiva entre ellos están fuertemente relacionados. A su vez, tanto la caída de tensión como el flujo de reactiva son relativamente independientes de los desfases de tensión y del flujo de potencia activa. El desacoplamiento entre flujo de reactiva y caída de tensión, por un lado, y flujo de activa y desfase angular de tensión, por otro, es tanto mayor cuanto más inductivo es el carácter de las líneas, es decir, más en la red de transporte que en las de distribución, y también cuanto menos cargadas están.

En general, puede afirmarse que la potencia reactiva circula desde los nudos con tensión mayor hacia los nudos con tensión menor, considerando ambas tensiones en por unidad. De la misma forma, puede afirmarse que para aumentarla tensión en un nudo hay que inyectar en el potencia reactiva, y para disminuir su tensión hay que extraer potencia reactiva, o dicho de otro modo, inyectar potencia reactiva negativa. Por eso es muy común emplear indistintamente las expresiones “control de tensión” y “control de reactiva”. El control de tensiones necesario en la red por varias razones:

1. Las tensiones en los nudos deben permanecer dentro de unos límites aceptables. Tanto los equipos de las instalaciones eléctricas como los de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión, por lo que la operación de los mismos fuera de este rango puede afectar a su funcionamiento o estropearlos.
2. Un buen nivel de tensión mejora la estabilidad del sistema.
3. El flujo de reactiva provoca pérdidas en las líneas por efecto Joule, y un control adecuado ayuda a reducir estas pérdidas.



A lo largo del día las cargas en un sistema eléctrico varían, y con ellas la demanda de reactiva, por lo que el sistema de control debe operar de forma continua para corregir las desviaciones de tensión. Además, a ser posible, la potencia reactiva debe producirse allí donde se necesita, con el fin de reducir los gradientes de tensión y las pérdidas del sistema. En este sentido el control de tensión es un control esencialmente local, al contrario que el control de frecuencia, y por ello se ejecuta mediante dispositivos repartidos por todo el sistema.

7.2. Elementos que producen o consumen potencia reactiva

Antes de abordar los distintos mecanismos utilizados para controlar la tensión, consideremos cuáles son los componentes de un sistema eléctrico que producen o consumen potencia reactiva [1, sec. 11.2.1]:

Generadores síncronos: Pueden generar o consumir potencia reactiva dependiendo de su excitación. Esta capacidad está limitada por los márgenes de funcionamiento de la máquina, fundamentalmente la corriente máxima en el devanado de campo y la corriente máxima en el devanado inducido. Normalmente los generadores síncronos están equipados con reguladores automáticos que controlan de forma continua la tensión en el punto de conexión.

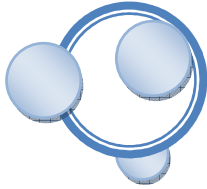
Líneas aéreas: En función de su carga, absorben o generan potencia reactiva. En general, cuando están cargadas absorben reactiva, y cuando están descargadas la generan.

Cables subterráneos: Debido a su elevada capacidad distribuida, generan potencia reactiva.

Transformadores: Siempre consumen potencia reactiva. Cuando están descargados lo hacen por la reactancia de magnetización, y cuando están cargados consumen reactiva por la reactancia serie.

Cargas: Normalmente absorben potencia reactiva, si bien depende de la naturaleza de la carga: las lámparas incandescentes y los sistemas de calefacción son resistivos, mientras los motores de inducción y las lámparas fluorescentes son inductivos. Las compañías eléctricas penalizan económicamente las cargas inductivas, por lo que los clientes industriales suelen compensar su consumo de potencia reactiva mediante la instalación de baterías de condensadores.

Dispositivos compensadores: Generan o consumen potencia eléctrica para contribuir al control de tensión.



7.3. Métodos de control de tensión

Los principales dispositivos que se utilizan para controlar la tensión en el sistema son:

1. Fuentes y sumideros de potencia reactiva: condensadores y reactancias en paralelo, compensadores síncronos, y compensadores estáticos (SVCs).
2. Transformadores reguladores.
3. Generadores síncronos.
4. Compensadores permanentemente conectados en líneas, habitualmente en líneas largas.

Las siguientes secciones describen con más detalle algunos de estos elementos.

7.4. Reactancias y condensadores en paralelo

Las reactancias y condensadores en paralelo constituyen un medio sencillo y económico de inyectar o consumir potencia reactiva en el nudo en el que son conectados. Típicamente las reactancias se conectan en horas valle, cuando las líneas están menos cargadas y las tensiones tienden a subir, mientras los condensadores se conectan en horas punta, cuando las tensiones son más bajas.

Los condensadores en paralelo son muy frecuentes, tanto en la red de transporte como en líneas de distribución. En la red de transporte, se encuentran repartidos con el fin de minimizar las pérdidas y las diferencias de tensión. En las líneas de distribución, se usan para compensar el factor de potencia de las cargas y para controlar el perfil de tensiones. El principal inconveniente de los condensadores es que su generación de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión, por lo que su capacidad de aportar potencia reactiva disminuye cuando las tensiones son muy bajas, precisamente cuando es más necesaria.

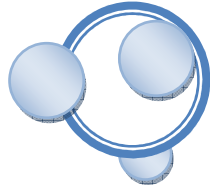
7.5. Compensadores síncronos

Un compensador síncrono, también llamado condensador síncrono, es una máquina síncrona cuyo eje no está unido a ninguna carga. La corriente en su devanado de campo se controla a través de un regulador de tensión, de forma que la máquina genera o consume potencia reactiva según lo requiera el sistema al que está conectada.

Algunas de sus ventajas, en comparación con otros dispositivos de compensación, son las siguientes:

- Regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambios de tomas de otros tipos de dispositivos.
- No introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos.
- No causa problemas por resonancia eléctrica.

Otra característica particular de los compensadores síncronos es que en caso de caída de tensión por un fallo en la red son capaces de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobre corriente.



7.6. Compensadores estáticos (SVCs)

Los compensadores estáticos son dispositivos conectados en paralelo en la red eléctrica que a través de semiconductores controlados generan o absorben potencia reactiva. El adjetivo *estático* hace referencia a que no poseen ninguna parte móvil, al contrario que los compensadores síncronos. La explicación del funcionamiento de los compensadores estáticos en esta sección.

7.7. Fundamento de un sistema de compensación estático

Desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, un sistema de compensación estático consiste en un condensador y una bobina en paralelo, regulables, cuya capacidad e inductancia puede ajustarse para controlar la tensión y el intercambio de reactiva en sus terminales.

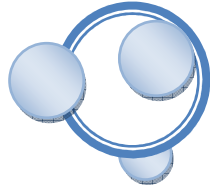
Un sistema de compensación estático ideal tendrá una capacidad ilimitada de generar y absorber potencia reactiva, y sería capaz de mantener una tensión constante en sus terminales. Su característica tensión-corriente sería una línea recta horizontal, como la indicada en la figura 1. Además, no tendría pérdidas y responderá de forma instantánea.

Para comprender el funcionamiento de un sistema de compensación estático real, consideremos un sistema sencillo constituido por una bobina controlable más un condensador fijo. La parte izquierda de la figura 2 muestra las características tensión-corriente de la bobina y del condensador. Al ser la bobina regulable, podemos elegir la pendiente de su característica, siempre que nos mantengamos dentro de la zona limitada por la inductancia máxima y mínima.

Esta pendiente se programa, a través del sistema de control, de forma que imponga una relación entre tensión y corriente representada por una línea recta con ligera pendiente ascendente, tal como indica la figura. En el caso del condensador, la característica es una línea recta determinada por la ecuación $I_c = \omega C U$.

La misma figura 2 muestra, a la derecha, la característica tensión-corriente de ambos elementos conectados en paralelo. Dado que la corriente total I_s del sistema es la suma de las corrientes por la bobina y por el condensador, esta característica se obtiene fácilmente sumando ambas corrientes. El resultado es un elemento con tres zonas lineales, que puede operar en el semiplano inductivo y en el capacitivo, y con una ligera pendiente positiva en la zona central. Típicamente, la corriente nula corresponde aproximadamente a la tensión nominal del nudo de conexión.

Si la tensión en el nudo de conexión es superior a la nominal, el compensador estático absorbe potencia reactiva. Si la tensión es inferior, el compensador genera potencia reactiva. De esta forma, el compensador tiende a estabilizar la tensión, acercándola a su valor nominal. Cuando es sometido a tensiones anormalmente bajas, el compensador opera en la zona capacitiva marcada por la recta que pasa por el origen, de forma que tan sólo es capaz de aportar poca corriente reactiva. En esta zona de operación la inductancia queda reducida al mínimo y el compensador estático se comporta como un condensador, de forma que el aporte de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión. Esta es una



característica importante de los SVCs, que limita su aporte de reactiva durante, por ejemplo, huecos profundos de tensión provocados por un cortocircuito.

El margen de control del compensador estático puede ampliarse mediante la conexión de condensadores conmutados, que se conectan y desconectan en función de la tensión. La figura 3 ilustra el circuito y su característica tensión-corriente. En dicha figura, la etapa 1 está constituida por la bobina regulable y un filtro capacitivo, y da origen a la característica marcada con el número

1. La misión del filtro, además de aportar reactiva, es reducir el contenido de armónicos. Si la tensión descende, se conectan sucesivamente las etapas 2 y 3, que desplazan la característica tensión-corriente hacia la zona capacitiva.

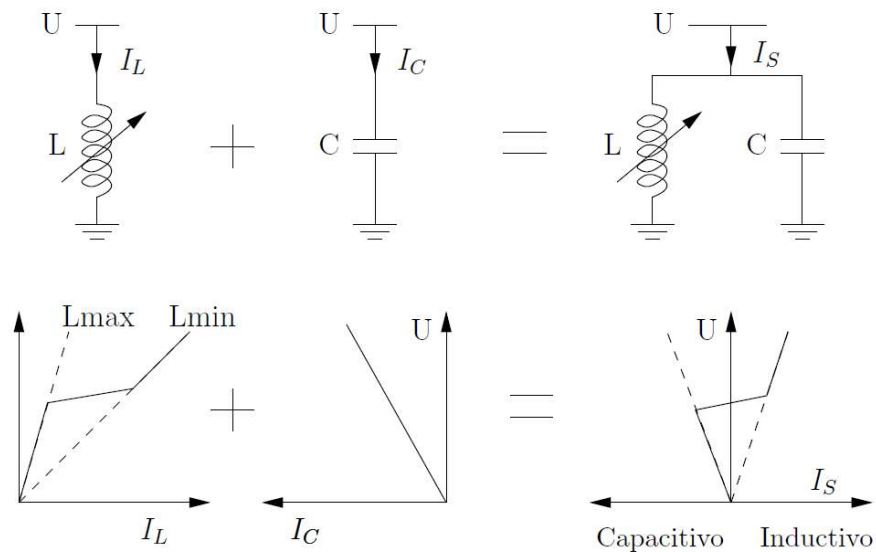


Figura 2: Composición de la característica de un compensador estático

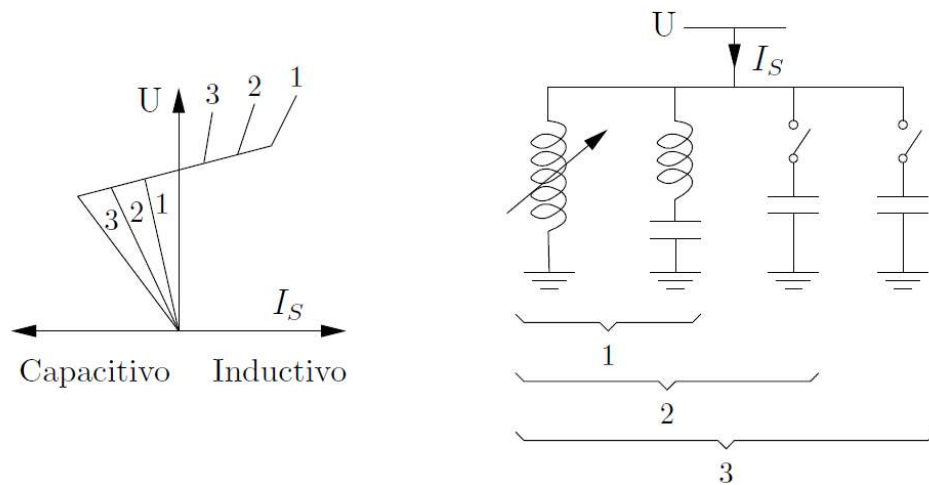
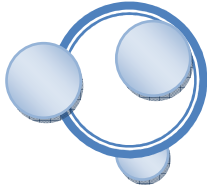


Figura 3: Compensador estático con tres escalones de condensadores



7.8. Reactancia controlada mediante tiristores

El elemento central del sistema descrito de compensación estática, es la bobina regulable, con sus semiconductores y su correspondiente sistema de control.

La figura 4 muestra el circuito eléctrico y el ciclo de conducción de una bobina controlada mediante dos tiristores. Cada tiristor comienza a conducir cuando se encuentra polarizado en secuencia directa, y además recibe la orden de disparo a través de la puerta correspondiente. El disparo es ordenado por el sistema de control en el instante determinado por el ángulo de disparo α , que se mide a partir del paso por cero de la tensión en el tiristor. El ángulo σ durante el cual un tiristor conduce se llama ángulo de conducción.

Como indica la figura, un ángulo de disparo $\alpha = 90^\circ$ corresponde a un ángulo de conducción $\sigma = 180^\circ$ en cada tiristor, y por tanto la bobina conduce a lo largo de todo el ciclo. Este modo de funcionamiento equivale a tener la bobina permanentemente conectada.

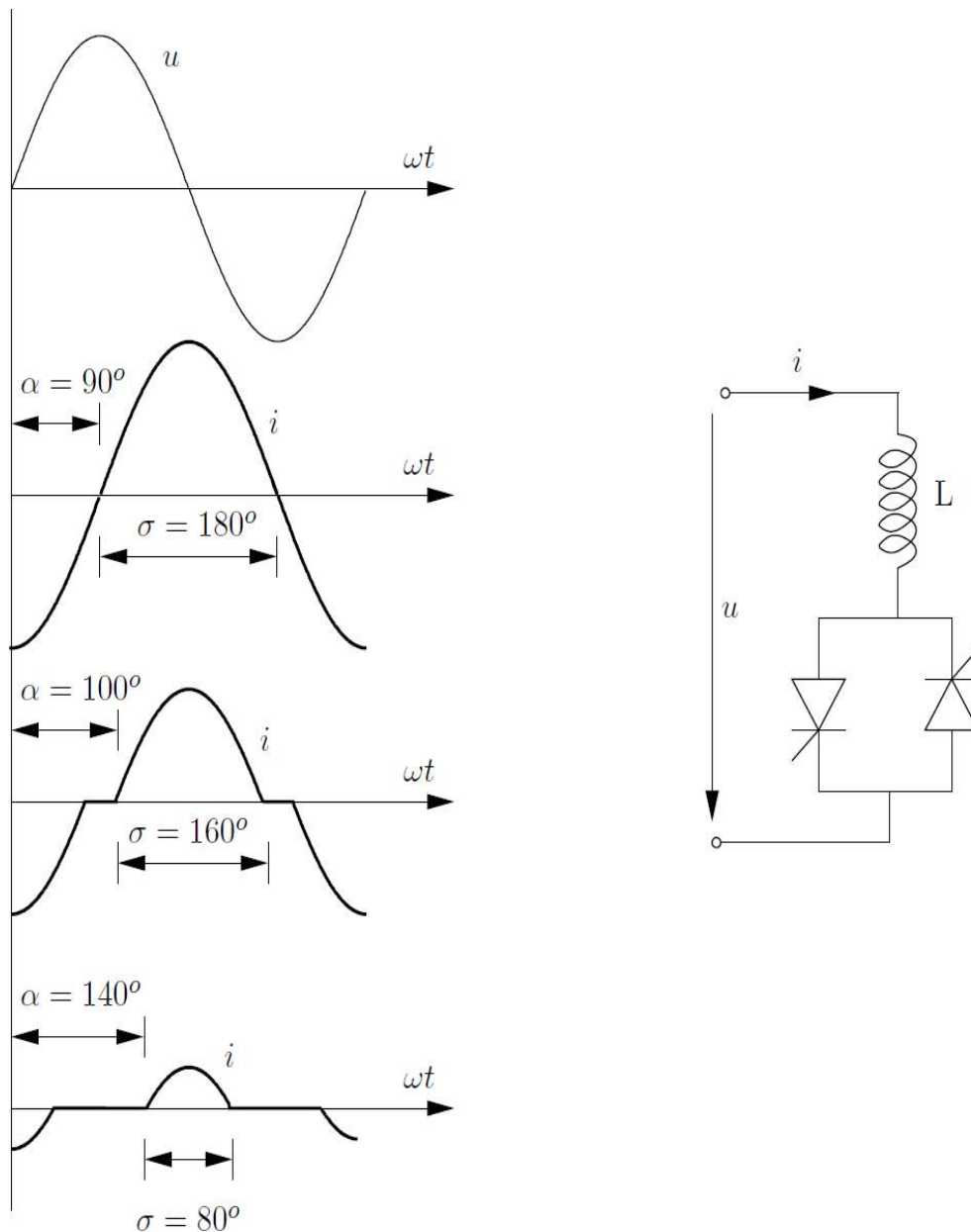
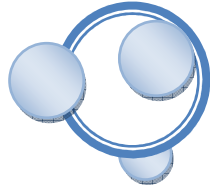


Figura 4: Reactancia controlada mediante tiristores.



Si aumenta el ángulo de disparo α , disminuye el ángulo de conducción $\frac{3}{4}$. La figura 4 muestra los ciclos de conducción para los ángulos de disparo $\alpha = 100^\circ$

y $\alpha = 140^\circ$. Conforme aumenta α , la corriente por la bobina es menor. Además la corriente se distorsiona y se aleja de la forma sinusoidal.

Aplicando el análisis de Fourier, es posible calcular el valor de la componente fundamental de 50 Hz de la corriente, en función del ángulo de disparo. Este análisis da como resultado la siguiente

$$B(\alpha) = \frac{I_1}{U} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi X_L} \quad (1)$$

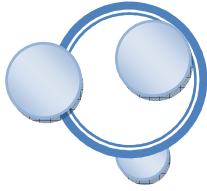
Donde I_1 y U son los valores eficaces, y X_L la reactancia de la bobina a la frecuencia fundamental. Aplicando la ecuación 1 podemos modificar la susceptancia de la bobina a voluntad, a través del ángulo de disparo α .

El sistema de control ejecuta la característica tensión-corriente deseada, representada por el tramo con ligera pendiente positiva en las figuras 2 y 3, a través de la elección del ángulo de disparo. Durante el funcionamiento del compensador, el sistema de control mide la tensión, y aplica en función de la misma el ángulo de disparo correspondiente. El método para diseñar el sistema de control puede ser el siguiente:

1. Se elige un punto de la característica tensión-corriente deseada, al que llamaremos $[U_x, I_x]$.
2. Se obtiene el valor de la susceptancia correspondiente $B_z = I_z/U_z$.
3. A través de la ecuación 1 se obtiene el ángulo de disparo α deseado.
4. El proceso se repite en otros puntos, para construir la característica α - U deseada.

Conforme aumenta el ángulo de disparo, la corriente se vuelve menos sinusoidal, o lo que es lo mismo, aumenta su contenido en armónicos. Si el disparo de los tiristores es simétrico, únicamente se crean armónicos de orden impar.

Para reducir el contenido en armónicos se usan diversas configuraciones. Por ejemplo, si las tres fases del compensador estático se conectan en triángulo, los armónicos triples (3, 9...) circulan por dentro del triángulo y no se transmiten a la red. Usando un transformador con tres devanados, con el secundario conectado en triángulo y el terciario en estrella, es posible generar entre ambos un desfase de 30° que permite eliminar los armónicos de orden 5 y 7. De esta forma, los primeros armónicos inyectados son los de orden 11 y 13.



7.9. Condensadores conectados mediante tiristores

Otro elemento básica de los sistemas de compensación estáticos son las etapas de condensadores. Como se indicó anteriormente, y como indica la figura 3, estos condensadores se conectan y desconectan para conseguir un comportamiento más o menos capacitivo.

Los dispositivos para conectar estos condensadores pueden ser interruptores mecánicos, pero su tiempo de respuesta es relativamente lento (típicamente superior a 100 ms), y además provocan transitorios electromagnéticos. Por ello es frecuente emplear condensadores conectados mediante tiristores. La disposición del circuito es similar a la de la bobina controlada mediante tiristores, pero sustituyendo la bobina por el condensador, tal como se muestra en la figura 4. Sin embargo, en este caso el control de los tiristores únicamente se encarga de asegurar una conexión rápida y suave de los condensadores. Para ello los tiristores de cada fase comienzan a conducir cuando la diferencia de tensión entre el condensador y la red es nula, eliminando el transitorio electromagnético que se produciría en otro caso. Una vez el condensador está conectado, los tiristores pueden puentearse para reducir las pérdidas.

7.10. Aplicaciones típicas

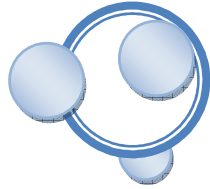
Los compensadores estáticos comenzaron a ser utilizados en la década de los 70, y hoy en día encuentran aplicaciones tanto en las redes de transporte como en las de distribución. Algunas de ellas son las siguientes.

En las redes de transporte:

- Control de sobretensiones temporales.
- Prevención del colapso de tensión.
- Mejora de la estabilidad transitoria.
- Atenuación de las oscilaciones electromecánicas en la red.

En las redes de distribución:

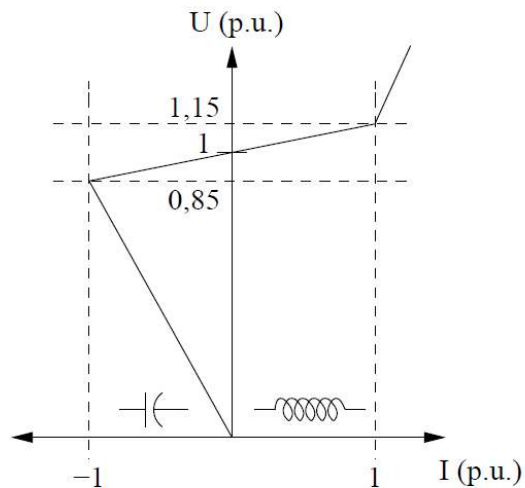
- Balance de sistemas desequilibrados.
- Reducción del efecto parpadeo (flicker) en las proximidades de hornos de arco u otras cargas variables.



Ejemplo:

En nudo de una red puramente inductiva, con potencia de cortocircuito $S_{CC}=10\text{p.u.}$, la tensión es 1,1 p.u.

Calcular cual será la tensión de dicho nudo si se conecta un compensador estático con la siguiente característica tensión / corriente:



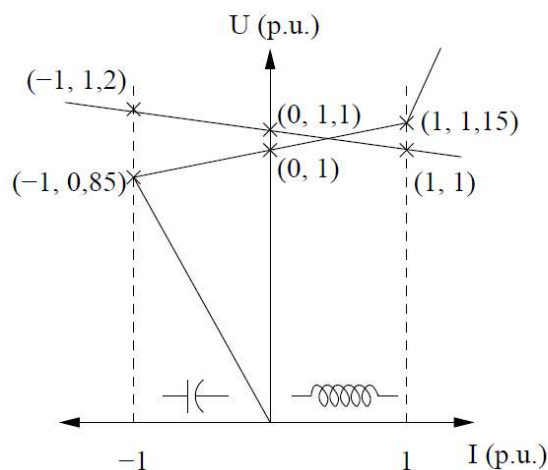
Solución:

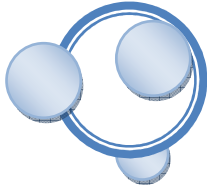
Representamos la red como un equivalente Thevenin. Puesto que la tensión en circuito abierto es 1.1 p.u. , el valor de la fuente de tensión es 1,1. La impedancia equivalente es una reactancia de $X_{cc}=1/S_{cc}=0,1\text{ p.u.}$

Por tanto, al inyectar una corriente reactiva I en el nudo de conexión, la red impone una tensión

$$U = 1,1 - 0,1 I \quad (2)$$

Esta ecuación impone una característica tensión/ corriente que es representada en la siguiente figura junto con la característica propia del SVC.





El punto de equilibrio es aquel donde se cruzan las dos líneas. Por tanto, es la solución del siguiente sistema de dos ecuaciones:

$$U = 1 + 0,15I \quad (3)$$

$$U = 1,1 - 0,1I \quad (4)$$

Luego la corriente inyectada por el SVC es

$$I = 0,4 \text{ p.u. (reactiva)} \quad (5)$$

Y la tensión una vez conectada el SVC es

$$U = 1,06 \text{ p.u.} \quad (6)$$

7.11. Compensadores estáticos tipo STATCOM

Un STATCOM (STATIC COMPensator) es un dispositivo de compensación estática, cuyo funcionamiento se basa en un convertidor que modula una fuente de tensión de la amplitud, fase y frecuencia deseada. A través del control del convertidor, esta fuente se construye de manera que genera o consume la potencia reactiva requerida.

La figura 5 muestra el esquema más simple de un STATCOM. Consta de un convertidor conectado entre la red y una etapa de corriente continua. El sistema de control mide la tensión y las corrientes alternas en la red para regular el intercambio de reactiva, y la tensión en la etapa de continua para mantenerla a un nivel constante.

El resultado es un dispositivo capaz de aportar corriente reactiva, dentro de los límites térmicos de los semiconductores, independientemente del nivel de tensión en la red. La figura 6 muestra la característica tensión-corriente típica de un STATCOM. Puede observarse que, al contrario que los SVCs, un STATCOM es capaz de aportar corriente reactiva a tensiones muy bajas.

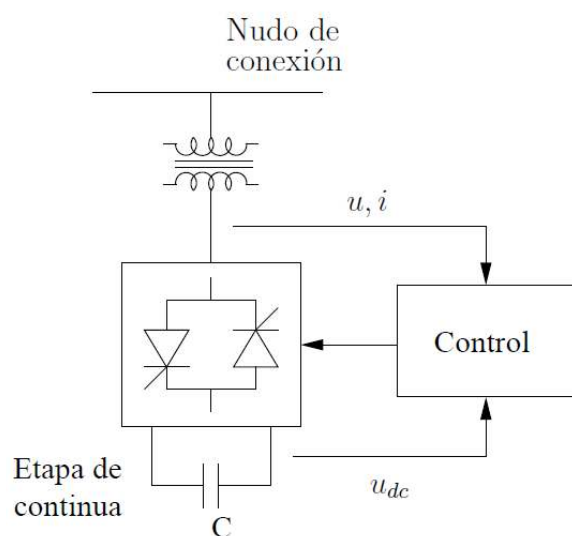


Figura 5: Esquema general de un STATCOM

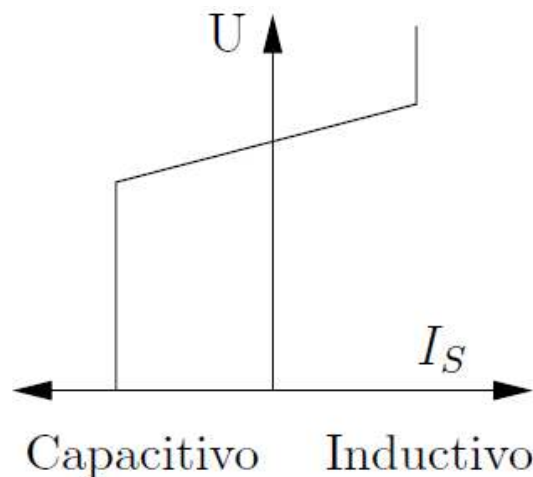
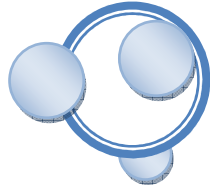


Figura 6: Característica de un STATCOM

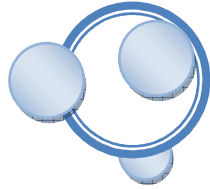
Los semiconductores utilizados suelen ser IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) y GTOs (Gate Turn-Off thyristor), dependiendo de la aplicación. La modulación de la onda de tensión puede ejecutarse de varias formas. Por ejemplo, la figura 7 muestra una modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation, PWM). Este tipo de modulación exige, para construir una onda con pocos armónicos a bajas frecuencias, conmutaciones muy rápidas de los semiconductores. Por esta razón, y por las elevadas tensiones a soportar, en aplicaciones para la red de transporte se aplican otros esquemas de modulación más complejos que reparten el trabajo entre un elevado número de semiconductores.

7.12. Transformadores con cambio de tomas

Los transformadores con cambio de tomas contienen un devanado en el que la conexión puede realizarse a lo largo de distintos puntos, permitiendo una regulación discreta de la relación de transformación dentro de un margen relativamente estrecho. Estos transformadores proporcionan una herramienta sencilla y económica de control de tensión en un sistema eléctrico. Se aplican tanto en redes de transporte como en redes de distribución.

En las redes de transporte, y debido a la naturaleza mallada de las mismas, el efecto de los transformadores con cambio de tomas sobre las tensiones en los nudos y sobre el flujo de potencia reactiva depende de la configuración del sistema. En general, para controlar la tensión de una parte del sistema se instala un transformador con cambio de tomas sobre todos los

transformadores con cambio de tomas que conectan esa parte del sistema. Con frecuencia, los cambios de tomas se instalan en todos los transformadores que conectan subsistemas a determinada tensión. Por ejemplo, en todos los transformadores a la salida de los generadores síncronos, o en todos los que conectan la red de 400 kV con la de 220 kV, o en todos los que conectan la red de transporte a alta tensión con las redes de distribución a



media tensión. La solución particular depende de la red, pues cada Operador de Sistema tiene su propia estrategia de instalación de transformadores reguladores.

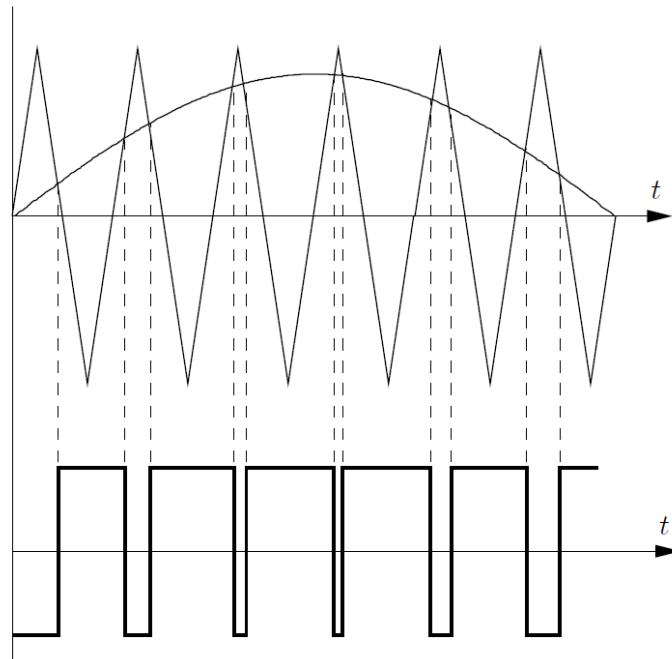


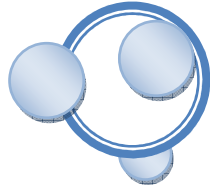
Figura 7: Modulación por ancho de pulso

En las redes de distribución, el carácter radial de las mismas simplifica el control de tensión. Este suele realizarse a lo largo de las líneas, mediante la conexión de condensadores y mediante el uso de autotransformadores reguladores.

Habitualmente, estos transformadores no cambian la tensión nominal entre sus terminales, por lo que su único cometido es regular la tensión mediante el cambiador de tomas. Es común referirse a ellos por sus denominaciones en inglés “boosters” o “step voltage regulators” (SVR).

La figura 8 muestra el esquema de funcionamiento de un autotransformador regulador. Como puede observarse, no existe separación galvánica entre el primario y el secundario, pues ambos comparten una de las bornas. El devanado regulador incorpora un cambiador de tomas, y se encuentra conectado en serie. Existen típicamente 8 tomas donde conectarse. La conexión se realiza a través de una bobina que permite toma intermedia y un cambio progresivo entre ellas, existiendo 16 posiciones posibles repartidas a lo largo de las 8 tomas. Además, a través de un interruptor puede elegirse el sentido, positivo o negativo, del incremento de tensión, gracias a lo cual se multiplica por dos el número de posiciones, alcanzándose 32 en total. El margen de regulación típico es $\pm 10\%$ respecto a la relación de transformación nominal.

La figura 9 representa un esquema típico de control de un autotransformador regulador. El sistema trata de mantener una tensión constante, bien en su devanado secundario, bien en algún punto situado aguas abajo en la línea de distribución y determinado por un mecanismo llamado compensador de caída de tensión. Si el sensor de tensión detecta una desviación respecto a la tensión de referencia superior a un determinado umbral (por ejemplo un 1 %),



manda una orden al motor para que éste modifique la toma del secundario. El retraso temporal impide que el autotransformador responda a sobretensiones temporales o a variaciones rápidas que no necesitan corrección. Un retraso de 30 segundos es un valor típico.

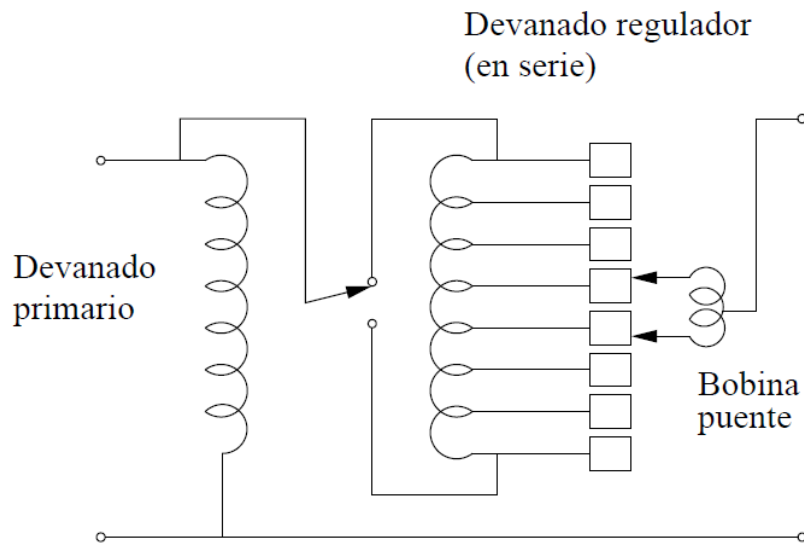


Figura 8: Transformador regulador de tensión.

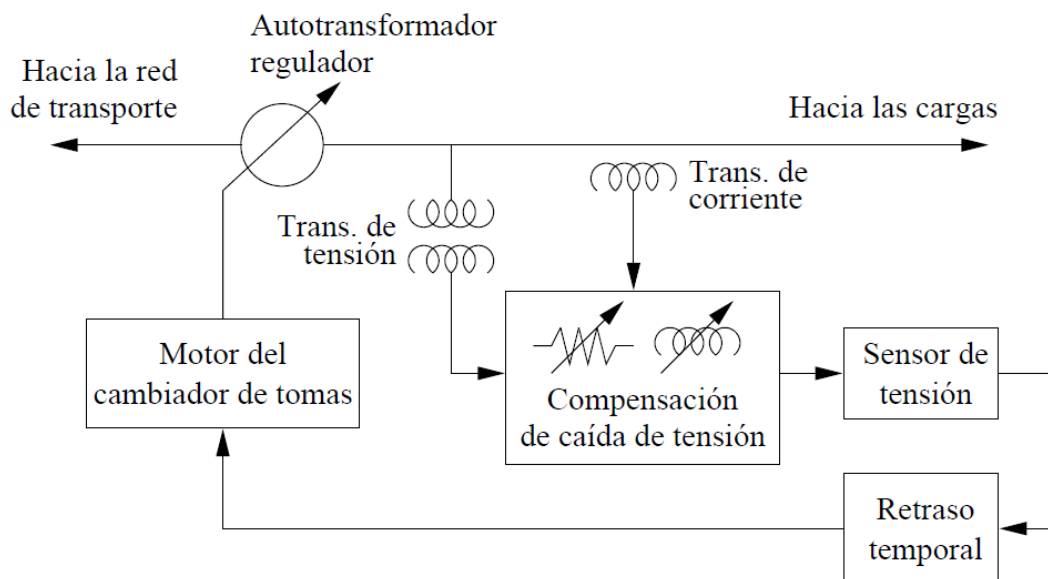
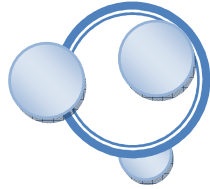


Figura 9: Control de un autotransformador regulador.

La figura 10 muestra, a modo de ejemplo, un esquema de control de tensión a través de una línea de distribución. Sin elementos de control, la curva de tensión a lo largo de la línea es la representada por la línea discontinua marcada como "carga", de forma que un gran número de cargas quedan alimentadas a una tensión excesivamente baja. La conexión del transformador regulador R1 permite elevar la tensión al comienzo de la línea, mejorando la situación, si bien varias cargas siguen conectadas a tensiones demasiado bajas. La conexión



del condensador C disminuye la pendiente de la caída de tensión, pero todavía no resuelve el problema para las últimas cargas. Finalmente, la acción conjunta de los transformadores reguladores R1 y R2 junto con el condensador C, permite que todas las cargas queden dentro de los límites de tensión admisibles.

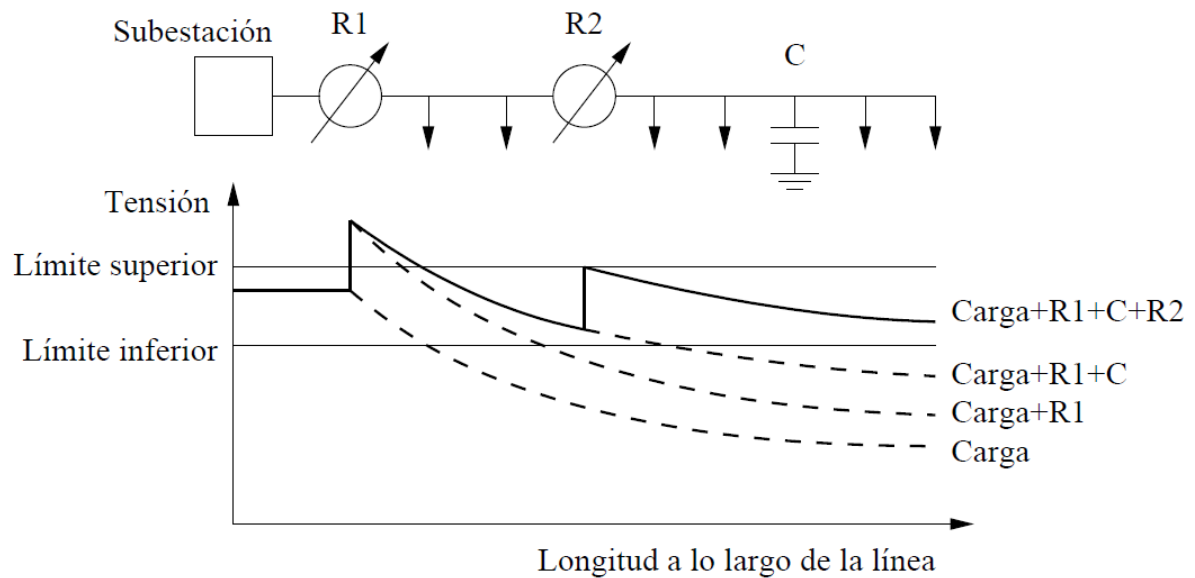


Figura 10: Ejemplo de regulación de tensión en una línea de distribución.

7.13. Sistemas de excitación

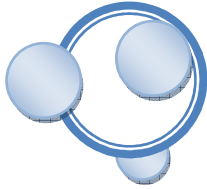
El sistema de excitación de un generador síncrono, además de proveer de corriente continua al devanado de campo, contiene varias funciones de control y protección que repercuten sobre el comportamiento dinámico del sistema eléctrico.

Esta sección aborda el sistema de excitación únicamente desde el punto de vista del control de sistemas eléctricos. Desde esta perspectiva, las principales funciones de control del sistema de excitación consisten básicamente en el control de tensión y de potencia reactiva, y en la mejora de la estabilidad del sistema eléctrico. También pueden repercutir sobre el sistema diversas funciones de protección, que aseguran que no se sobrepasen los límites de funcionamiento de la máquina.

La figura 11 muestra los principales elementos del sistema de excitación de un generador síncrono. Los siguientes apartados, que describen brevemente cada bloque de la figura, se basan en la explicación del libro de Kundur [1, sec. 8.5].

Excitatriz. Proporciona corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona, y constituye la etapa de potencia del sistema de control.

Regulador AC. Procesa las entradas de los sensores y proporciona una señal de control adecuada para la excitatriz. El procesamiento de las señales emplea técnicas clásicas de regulación y estabilización.



Regulador DC. Ajusta la tensión del devanado de campo a un determinado valor de referencia, y permite el control manual de la excitación. Se usa para controlar la excitación en situaciones especiales como ensayos, fallos del control automático, etc.

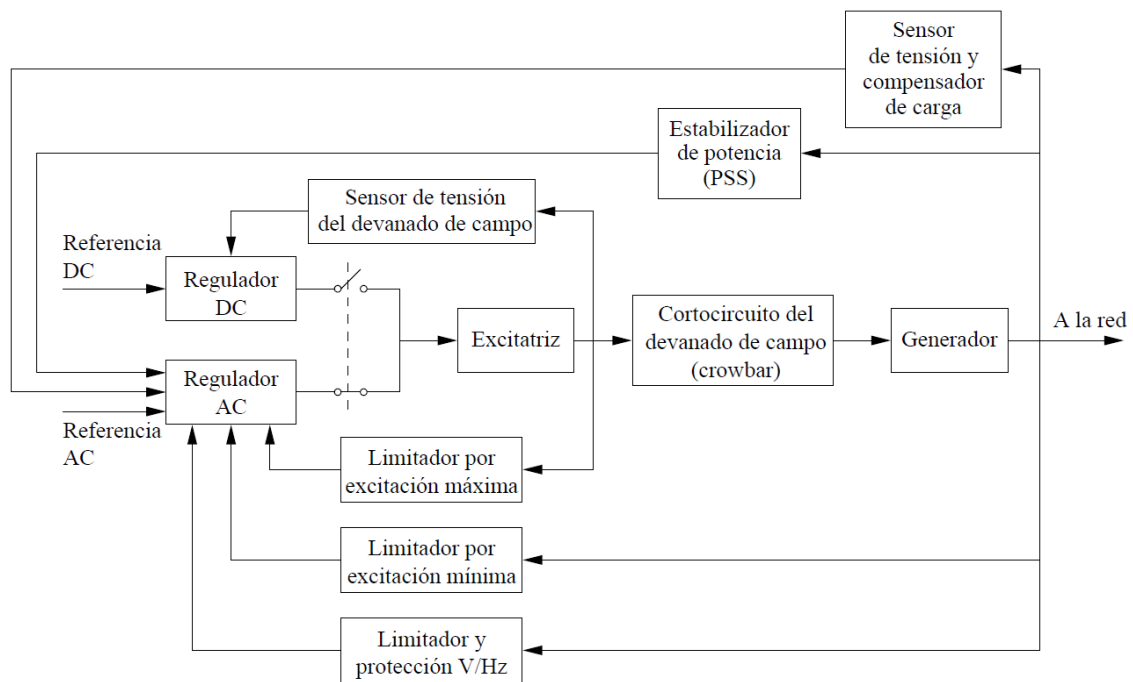


Figura 11: Sistema de control de excitación de un generador síncrono.

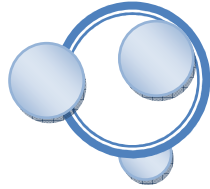
Sensor de tensión del devanado de campo. Este sensor permite cerrar el bucle del control manual de tensión del devanado de campo.

Limitador por excitación máxima. Esta protección evita el sobrecalentamiento del devanado de campo debido por sobre corriente. Típicamente, esta protección registra la corriente por el devanado de campo.

Limitador por excitación mínima. Este limitador evita que la excitación descienda por debajo de un nivel que perjudique la estabilidad del generador, o que provoque el calentamiento del borde de la estructura del devanado inducido. La entrada se toma de la tensión y corriente en los terminales del generador.

Limitador y protección V/Hz. El objetivo de esta protección es proteger a la instalación contra un flujo magnético elevado, que podría provocar el calentamiento del circuito magnético del generador o del transformador. La relación entre tensión y frecuencia, designada como V/Hz, es proporcional al flujo magnético.

Cortocircuito del devanado de campo (crowbar). Esta protección se instala en algunos generadores para evitar, bien una corriente negativa en el devanado de campo, bien una tensión excesiva en el mismo, en algunas circunstancias especiales. El incidente típico que puede producir este tipo de problemas es un cortocircuito en la red. En caso de existir, esta



protección proporciona un paso alternativo para la corriente, actuando como un cortocircuito del devanado de campo. Este camino puede abrirse a través de un tiristor que permita el paso de corriente a través de una resistencia de descarga, o también a través de una resistencia no lineal o varistor.

Sensor de tensión y compensador de carga. Mide la tensión en los terminales del generador, la rectifica, la filtra, y una vez convertida en una señal de corriente continua la compara con una referencia que representa la tensión deseada. Además puede compensar la caída de tensión en el circuito de salida, con el fin de controlar la tensión en un punto distinto de las bornas del generador. En caso de existir, el mecanismo del compensador de carga es similar al del compensador de carga de un autotransformador regulador, al que se hizo referencia en la sección 6.

En ocasiones es conveniente controlar la tensión en un punto ficticio situado *dentro* del generador. Esto es interesante en el caso de dos generadores en paralelo que comparten un mismo transformador. Si los dos generadores controlasen la tensión en su nudo de conexión un generador aportaría toda la potencia reactiva mientras el otro absorbería el máximo de reactiva, dando como resultado un control inestable. El control de tensión en un punto ficticio en el interior de cada generador permite repartir la carga de potencia reactiva entre ambos.

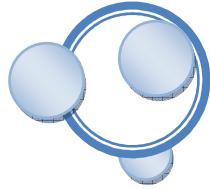
En otras ocasiones, es conveniente controlar la tensión en un punto ficticio situado *aguas abajo* respecto a las bornas del generador. Puede ser interesante, por ejemplo, cuando dos generadores operan en paralelo, cada uno con su propio transformador elevador. De esta forma, es posible controlar la tensión en un punto cercano al punto de conexión común en la red de transporte, por ejemplo compensando entre un 50% y un 80% de la impedancia del transformador. No se debe compensar el 100% de la impedancia, puesto que en tal caso el control de tensión se volvería inestable.

Estabilizador de potencia (Power System Stabilizer PSS). Proporciona una señal de control adicional que amortigua las oscilaciones electromecánicas en el sistema eléctrico. Esta señal de control se construye típicamente a partir de la desviación de velocidad, la frecuencia eléctrica y/o la potencia activa.

7.14. El control de tensión en el marco regulatorio español

En el mercado eléctrico español el control de tensión, al igual que otros procesos de gestión técnica, se engloba dentro de los servicios complementarios.

Parte del servicio complementario de control de tensión es obligatorio. Por lo que respecta a las unidades de producción, para cumplir con los requerimientos obligatorios deben ser capaces de aportar o consumir, a requerimiento del Operador del Sistema, una potencia reactiva de hasta un 15% de la potencia activa neta máxima, cuando el nudo correspondiente de la red de transporte se encuentra a la tensión nominal. La banda de control de reactiva varía cuando la tensión en la red de transporte es distinta de la nominal, pero el ancho de la banda de regulación es siempre el 30% de la potencia activa máxima.



Otra parte del servicio complementario de control de tensión es potestativo, y remunerado. La retribución de este servicio se basa en precios regulados que publica la Administración con carácter anual, cada mes de septiembre. Para participar en él, los distintos agentes proveedores del servicio (pueden ser productores, consumidores o gestores de redes de distribución) realizan anualmente, durante el mes de octubre, ofertas de recursos adicionales de control de tensión. En diciembre, una vez recibidas las ofertas, el Operador del Sistema decide cuáles de ellas son aceptadas.

7.15. Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema de mantener tensiones aceptables en todos sus nudos. Al igual que el control de tensión, la estabilidad de tensión es un fenómeno esencialmente local, si bien sus consecuencias pueden, en algunas circunstancias, extenderse por el sistema eléctrico.

Para ilustrar un problema de estabilidad de tensión consideremos un ejemplo sencillo [1, sec. 14.1], que consiste en una carga alimentada a través de una línea, tal como muestra la figura 12. Suponemos que la tensión en la fuente de alimentación es uno por unidad, y que el ángulo de la impedancia de la línea es 10° , un valor típico para una línea de transporte. La carga se define a partir de su potencia activa y su factor de potencia.

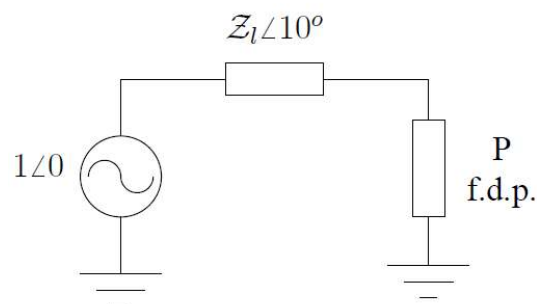
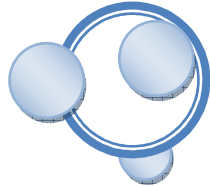


Figura 12: Ejemplo de carga alimentada a través de una línea.

Dado un factor de potencia determinado, la variación de la carga provoca una variación de la tensión en la misma. La figura 13 muestra las curvas que relacionan la carga con la tensión. En dicha figura, la potencia está normalizada en relación con la máxima potencia transmisible con factor de potencia uno.

Puede observarse que, para cargas pequeñas, la tendencia de la tensión es a subir cuando la carga es capacitiva y a bajar cuando es inductiva. Sin embargo, para cargas grandes, la tensión siempre decrece. A este respecto, conviene recordar que el desacoplamiento entre flujo de potencia activa y módulo de tensión no es válido en líneas muy cargadas.



Las curvas de la figura 13 se llaman curva P-V o *curvas de la nariz*, por su forma característica. Gráficas similares a ésta pueden ser calculadas para cualquier nudo de un sistema eléctrico mediante la realización de sucesivos flujos de carga. La línea discontinua representa el límite de funcionamiento del sistema: más allá de ella es imposible transmitir potencia activa.

Los puntos situados por debajo de la línea discontinua son inestables, y el sistema eléctrico nunca opera en ellos. Tampoco es posible calcular estos puntos mediante un flujo de cargas convencional, por ejemplo aplicando Newton-Raphson. Cuando un flujo de cargas no converge, frecuentemente es debido a un problema de inestabilidad local de tensión.

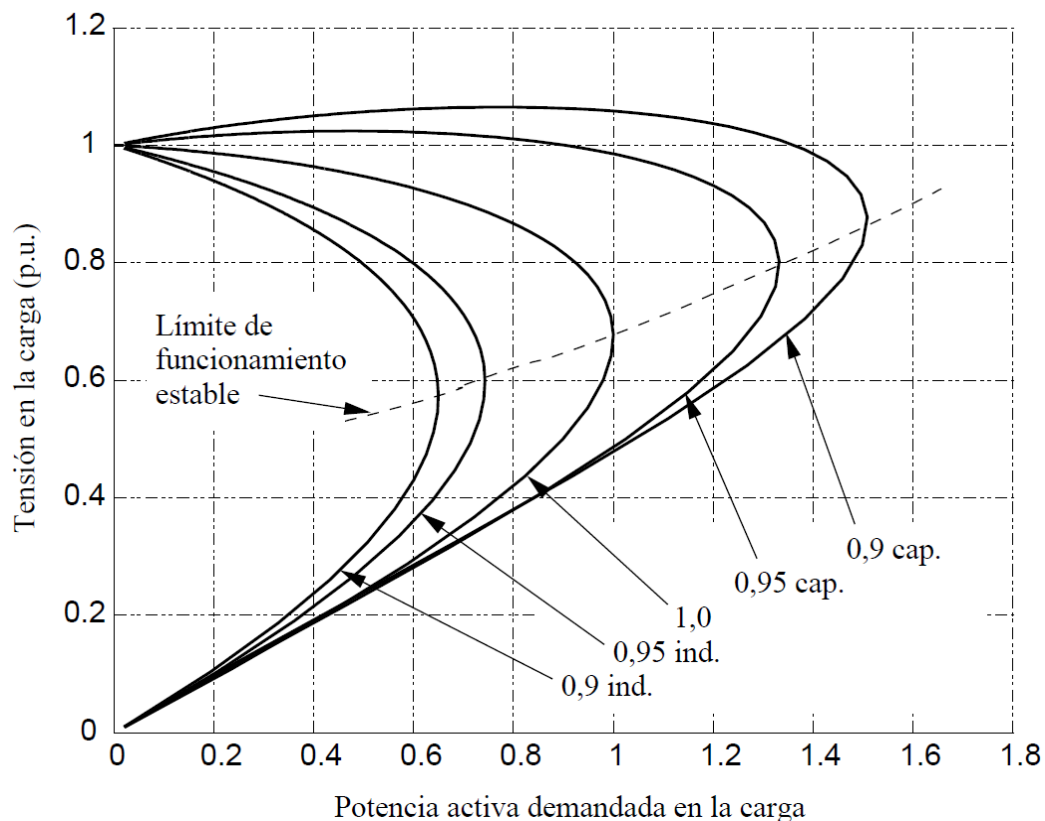
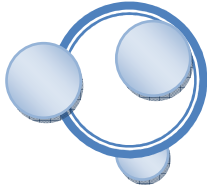


Figura 13: Curva P-V en función del factor de potencia de la carga.

Como puede observarse, un aumento excesivo de la carga provocaría un descenso progresivo de la tensión y, en último caso, la inestabilidad del sistema. Incluso antes de llegar al punto inestable, las tensiones se vuelven inaceptablemente bajas. Conviene observar que la tensión cae más rápido cuando la carga es inductiva.

Este mismo mecanismo puede aparecer en zonas relativamente extensas de un sistema eléctrico. Lo que en la figura 12 es una carga, puede ser una zona del sistema con una demanda elevada, y lo que es una línea puede ser un conjunto de líneas más o menos mallado. En general, la inestabilidad de tensión puede aparecer en redes débiles, o bien en sistemas muy cargados donde la potencia activa tiene que recorrer un largo camino desde los generadores hasta las cargas.

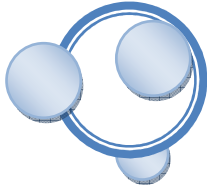


7.16. Colapso de tensión

Un colapso de tensión es un fenómeno más complejo que la inestabilidad local de tensión, y poco frecuente. Se produce como resultado de una secuencia de eventos, acompañados de un problema de inestabilidad de tensión, que provocan un perfil bajo de tensiones en una parte extensa del sistema eléctrico. Los transformadores con cambio de tomas, y las cargas de climatización asociadas a termostatos, pueden jugar un papel importante en un colapso de tensión.

Una secuencia típica de sucesos que pueden desembocar en un colapso de tensión es la siguiente [1, sec. 14.2]:

1. El sistema se encuentra con varias unidades generadoras cercanas a los puntos de consumo fuera de funcionamiento. Como consecuencia, algunas líneas de transporte están muy cargadas y quedan pocas reservas de potencia reactiva.
2. El desencadenante del colapso de tensión es la pérdida de una línea cargada, lo que provoca una carga adicional en las líneas adyacentes y un mayor consumo de reactiva.
3. Inmediatamente desciende la tensión en los centros de consumo, y en consecuencia desciende también la carga. Esto tiene un efecto beneficioso sobre la estabilidad de tensión. Por otro lado, el control automático de tensión en los generadores incrementa la excitación y la aportación de reactiva, para recuperar la tensión en sus terminales. Esto genera un flujo adicional de reactiva por los transformadores y líneas de los generadores, con la correspondiente caída de tensión. En este punto es probable que los generadores se encuentren cerca de su límite de funcionamiento térmico, tanto por la corriente en el devanado de campo como por la del inducido.
4. Las líneas de distribución responden a la bajada de tensión cambiando las tomas de los transformadores reguladores, de forma que en 2-4 minutos se recupera la tensión y la carga. Esto provoca más flujo por las líneas, mayor caída de tensión en la red de transporte y más demanda de reactiva a los generadores. En un margen de tiempo más amplio, las cargas resistivas asociadas a termostatos comienzan a recuperarse al detectar un descenso de temperatura.
5. Uno a uno, los generadores van alcanzando su límite de aporte de reactiva, establecido por la máxima corriente admisible en el devanado de campo. Cuando este límite se alcanza en un generador, la tensión en sus terminales desciende. Esto provoca un incremento de la corriente en el devanado inducido, y un límite adicional de la potencia reactiva para que no se caliente el devanado inducido. La parte de reactiva que deja de producirse trasfiere a otros generadores, agravando su situación. Además, conforme desciende la tensión, las baterías de condensadores en paralelo repartidas por el sistema son menos eficientes.
6. El proceso puede provocar una caída amplia y generalizada de tensión. En esta situación puede perderse el sincronismo entre generadores, y llegar a un apagón más o menos extenso.



ACTIVIDAD:

Resuelve el siguiente cuadro:
