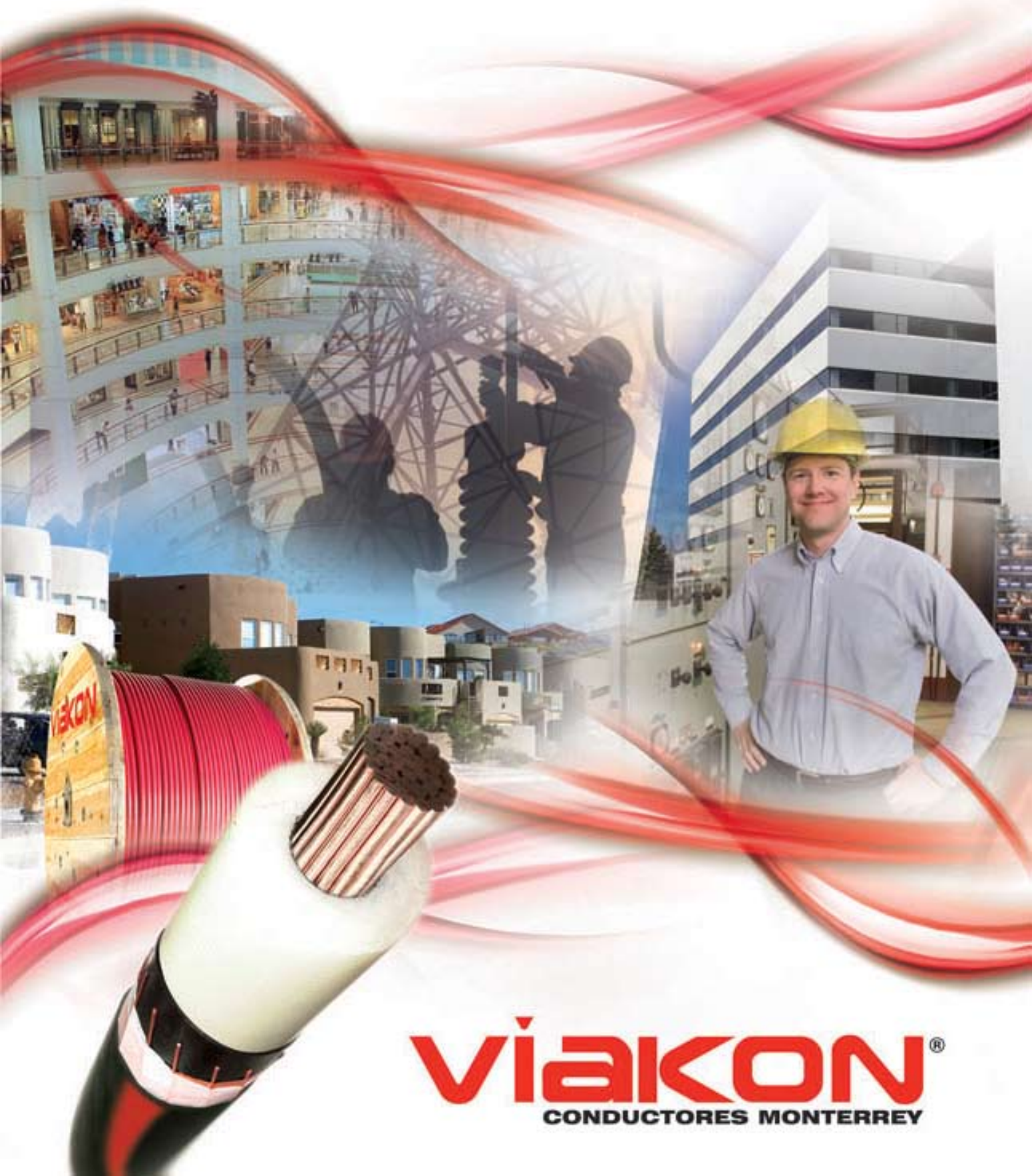


MANUAL ELÉCTRICO



viaikon[®]
CONDUCTORES MONTERREY

MANUAL ELÉCTRICO

VIKON[®]
CONDUCTORES MONTERREY

MANUAL ELÉCTRICO



Coordinación general del proyecto,
investigación y logística:
Gerencia de Mercadotecnia
de Viakon Conductores Monterrey.

Todo lo contenido en este manual, incluyendo,
textos, gráficos, logotipos, fotografías e ilustraciones,
son propiedad de Conductores Monterrey, S.A. de C.V.
y se encuentran protegidos sus derechos.

Le agradecemos nos haga saber
sus comentarios acerca del mismo,
al siguiente correo:

manualelectrico@viakon.com
y con gusto tomaremos en cuenta
sus sugerencias y/o comentarios.
Gracias.

Segunda edición enero 2011.
©Derechos Reservados.
Conductores Monterrey, S.A. de C.V.
Impreso en México.

www.viakon.com

Índice general

Capítulo 1			
Tablas e información general	1		
1.1	Bibliografía.	3	
1.2	Tablas de uso general.	5	
1.3	Elementos de física.	25	
1.4	Elementos de electricidad.	31	
1.5	Información general.	59	
Capítulo 2			
Conductores eléctricos	69		
2.1	Bibliografía.	73	
2.2	Introducción.	75	
2.3	Materias primas y proceso de fabricación de conductores eléctricos.	77	
2.4	Conductores desnudos.	89	
2.5	Conductores aislados para baja tensión.	115	
2.6	Conductores aislados para media y alta tensión.	137	
Capítulo 3			
Equipo eléctrico y su aplicación	153		
3.1	Transformadores de potencia.	157	
3.2	Características eléctricas de los transformadores de potencia.	171	
3.3	Conexiones para la operación de transformadores.	181	
3.4	Reglas de seguridad recomendadas para la realización de trabajos de mantenimiento.	197	
3.5	Métodos para la verificación de la continuidad en circuitos eléctricos.	199	
3.6	Motores de inducción de corriente alterna.	213	
3.7	Localización de fallas y mantenimiento de motores eléctricos.	225	
3.8	Estrategia para la localización de fallas en circuitos de control.	237	
3.9	Pruebas a transformadores.	251	
3.10	Pruebas de campo.	265	
3.11	Introducción a los accionamientos eléctricos.	275	
3.12	Motores de corriente directa.	279	
3.13	Determinación de la capacidad y características de arranque y frenado en motores.	285	
3.14	Convertidores de electrónica de potencia usados en accionamientos de motores eléctricos.	301	
3.15	Controles con arrancador manual de motores.	309	
3.16	Apartarrayos y aisladores.	321	
Capítulo 4			
Sistemas y redes de distribución	337		
4.1	Elementos para el diseño de los sistemas de distribución.	339	
4.2	El cálculo eléctrico de las redes de distribución.	359	

Capítulo

Tablas e información general

1

Contenido

1.1	Bibliografía.	3		
1.2	Tablas de uso general.	5		
1.2.1	Tablas de equivalencias:	5		
	a. Tabla de conversión de sistema internacional (métrico) a inglés, e inglés a S.I. (métrico).		1.3.3	Telecomunicaciones. 28
	b. Equivalentes decimales y métricos de fracciones de pulgada comunes.			a. Conversión de las longitudes de onda en frecuencias.
	c. Tablas para conversión de temperaturas y presiones.			b. Decibeles y nepers.
	d. Transmisión calorífica.			c. Impedancias características de las líneas de transmisión.
	e. Tabla de unidades derivadas.		1.3.4	Electrónica. 30
	f. Unidades utilizadas con el sistema internacional.			a. Código de colores de las resistencias.
	g. Tabla de funciones circulares.		1.4	Elementos de electricidad. 31
	h. Funciones de los números enteros.		1.4.1	Circuitos de corriente directa. 31
	i. Prefijos para las unidades.			a. Variación de la resistencia con la temperatura.
	j. Unidades fundamentales del sistema internacional.			b. Efectos caloríficos de la corriente. Ley de Joule.
	k. Unidades suplementarias.			c. Reóstatos reguladores.
	l. Valores relativos a constantes de uso frecuente.			d. Reóstatos de arranque.
				e. Condensadores.
1.2.2	Áreas y volúmenes de los principales cuerpos geométricos.	20		f. Inductancias.
	a. Área de superficies planas.		1.4.2	Magnetismo y electromagnetismo. 34
	b. Áreas y volúmenes de cuerpos sólidos.			a. Fuerza de un imán o electroimán.
1.2.3	Altitudes sobre el nivel del mar, temperaturas medias anuales y tensiones nominales de distribución en las ciudades más importantes de la República Mexicana.	22		b. Intensidad de campo en el interior de un solenoide.
				c. Inducción magnética.
				d. Pérdidas de energía por histéresis. Fórmula de Steinmetz.
				e. Pérdidas de energía por corriente de Foucault.
1.3	Elementos de física.	25		
1.3.1	Propiedades de algunos materiales.	25		
1.3.2	Física nuclear.	25		
	a. Algunas unidades.		1.4.3	Circuitos de corriente alterna. 36
	b. Características de los radioelementos corrientes.			a. Desfasamiento entre tensión eléctrica e intensidad de corriente.
				b. Circuito con resistencia pura.
				c. Circuito con inductancia pura.
				d. Circuito con capacitancia pura.
				e. Inductancia y resistencia en serie.

	f. Capacitancia y resistencia en serie.		d. Apoyos de ángulos con tornapuntas o riostra.	
	g. Resistencia, inductancia y capacitancia en serie.		e. Soportes de aisladores.	
	h. Resistencia y capacitancia en paralelo.			
	i. Inductancia y resistencia en serie, más capacitancia en paralelo.			
1.4.4	Máquinas de corriente directa.	38	1.4.11	Potencia de algunas máquinas eléctricas. 51
	a. Tensión producida por un generador.			a. Ascensores o montacargas.
	b. Tensión disponible en los bornes.			b. Bombas elevadoras.
	c. Rendimiento eléctrico de un generador.			c. Saltos de agua.
	d. Rendimiento industrial de un generador.			d. Ecuaciones para calcular circuitos de transmisión trifásicos, de longitud corta, despreciando la capacitancia.
	e. Motores de corriente directa.		1.4.12	Leyes eléctricas. 52
	f. Fuerza contraelectromotriz de un motor.			a. Leyes de Kirchhoff.
	g. Velocidad de un motor de corriente directa.			b. Ley de Ohm.
	h. Rendimiento eléctrico de un motor de corriente directa.			c. Sumario de las fórmulas de la ley de Ohm.
	i. Rendimiento industrial de un motor de corriente directa.			d. Ley de Kelvin.
1.4.5	Máquinas de corriente alterna.	41		e. Ley de Joule.
	a. Frecuencia de la corriente de un alternador.			f. Ley de Faraday.
	b. Tensión que produce un alternador.		1.4.13	Formulario y ejemplos de aplicación. 54
	c. Rendimiento de un alternador trifásico.			a. Fórmulas eléctricas para circuitos de corriente alterna.
	d. Velocidad de un motor síncrono.			b. Fórmulas eléctricas para circuitos de corriente continua.
	e. Deslizamiento de un motor asíncrono.			c. Fórmulas para determinar diagramas en circuitos de corriente alterna.
	f. Reóstato de arranque.			d. Fórmulas de aplicación práctica.
1.4.6	Transformadores.	43		e. Resistencias eléctricas y efectos caloríficos de las corrientes.
	a. Relación de transformación.		1.4.14	Fórmulas y tablas para cálculo de factores. 56
	b. Número de espiras por volt en devanados primario y secundario.			a. Formulario de factores más comunes.
	c. Sección del núcleo.			b. Factores de demanda establecidos.
	d. Pérdidas en el cobre.			c. Factores de demanda de alimentadores para cargas de alumbrado.
	e. Pérdidas en el hierro			d. Factores de demanda comunes para el cálculo de alimentadores principales y de servicio.
	f. Rendimiento en transformadores.			e. Tabla de fórmulas eléctricas para corriente directa y corriente alterna.
1.4.7	Líneas de baja tensión, corriente directa.	45		
	a. Líneas abiertas, construcción radial.			
	b. Líneas con finales ramificados.			
	c. Líneas con doble alimentación.			
	d. Líneas en anillo.			
1.4.8	Líneas de baja tensión, corriente alterna.	47	1.5 Información general.	59
	a. Línea monofásica abierta.		1.5.1	La corriente mortal. 59
	b. Líneas trifásicas abiertas.			
1.4.9	Líneas de alta tensión corriente alterna.	48	1.5.2	Requisitos eléctricos para áreas peligrosas. 62
	a. Caída de tensión por kilómetro de línea trifásica.			a. Introducción.
	b. Pérdida de potencia en una línea trifásica.			b. Aspectos generales.
				c. Tipos de equipo.
				d. Descripción simplificada de los diferentes tipos de caja o gabinete.
1.4.10	Fórmulas mecánicas de aplicación en electricidad.	49		
	a. Líneas aéreas.			
	b. Flecha del conductor.			
	c. Apoyos de madera.			

1.1 Bibliografía

- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE en vigor.
Instalaciones eléctricas (utilización).
- Norma Oficial Mexicana NOM-063-SCFI en vigor.
Productos eléctricos conductores-requisitos
de seguridad.
- Norma Mexicana NMX-J-098 en vigor.
Sistemas eléctricos de potencia-Suministro-Tensiones
eléctricas normalizadas.
- Redes Eléctricas, Tomo I. Ing. Jacinto Viqueira Landa.
- Publicaciones varias. Dr. Gilberto Henríquez Harper.
- How to Make Electrical Calculations. J.F. Mc Partland.
Publicación "Electrical Construction and Maintenance".
- Electrical Systems Desing. J.F. Mc Partland.
Publicación "Electrical Construction and Maintenance".

1.2 Tablas de uso general

1.2.1 TABLA DE EQUIVALENCIAS

a) TABLA DE CONVERSIÓN DE SISTEMA INTERNACIONAL (MÉTRICO) A INGLÉS,
E INGLÉS A SISTEMA INTERNACIONAL (MÉTRICO)

A	MULTIPLIQUE	POR	PARA OBTENER
	Acres	4 046.87	Metros cuadrados
	Acres	0.404 68	Hectáreas
	Acres	43 560.0	Pies cuadrados
	Acres	6 272 640.0	Pulgs cuadradas
	Acres	$1\,562.5 \times 10^{-6}$	Millas cuadradas
	Acres	4 840.0	Yardas cuadradas
	Amperes por cm cuadrado	6.452	Amperes por pulg cuad
	Ampere-hora	3 600.0	Coulombs
	Ampere-hora	$0.037\,31 (3.731 \times 10^{-2})$	Faradays
	Ampere-vueltas por cm	1.257	Gilberts por cm
	Angstrom	10^{-10}	Metros
	Angstrom	3.937×10^{-9}	Pulgadas
	Año-Luz	5.9×10^{12}	Millas
	Año-Luz	$9.460\,91 \times 10^{12}$	Kilómetros
	Año	365.256	Días
	Año	8 766.1	Horas
	Atmósferas	0.980 665	Bar
	Atmósferas	76.0	cm de mercurio (a 0°C)
	Atmósferas	33.927 9	Pies de agua a 62°F
	Atmósferas	14.7	Lb/pulg cuadrada
	Atmósferas	1.033 3	kg/cm cuadrado
	Atmósferas	10 333.0	kg/m cuadrado
	Ampere-vuelta	10^{-1}	Gilbert
	Ampere-vuelta por cm	2.540	Ampere - vuelta por plg
B	MULTIPLIQUE	POR	PARA OBTENER
	Bar	0.1	Megapascuales
	Barriles (aceite)	4.2	Galones (aceite)
	BTU (British Thermal Units)	3.927	HP-hora
	BTU	1 055.056	Joules
	BTU	0.252	kg-calorías
	BTU	107.58	kg-m
	BTU	2.928×10^{-4}	kW-hora
	BTU	778.16	Pies-lb
	BTU por minuto	12.96	Pies-lb seg
	BTU por minuto	0.023 5	HP
	BTU por minuto	0.017 57	Kilowatts
	BTU por hora	1/1 200	Tons refrigeración
C	MULTIPLIQUE	POR	PARA OBTENER
	Caballos Caldera	33 472.0	BTU por hora
	Caballos Caldera	9.804	Kilowatts
	Caballos de Potencia (HP)	0.745 699	Kilowatts
	Caballos de vapor	0.986 3	HP
	Caballos de vapor	0.735 3	Kilowatts

C	Calorías Calorías Calorías Calorías Calorías por minuto Calorías por minuto Centímetros Centímetros Centímetros Centímetros cuadrados Centímetros cúbicos Centímetros cúbicos Centímetros cúbicos Centímetros cúbicos Centímetros de mercurio Centímetros de mercurio Centímetros de mercurio Centímetros de mercurio Circular Mils Circular Mils Circunferencia Coulombs Coulombs Coulombs por cm cuadrado	3.968×10^{-3} 426.8 3 087.77 4.186 8 0.093 5 0.069 7 0.393 7 0.032 81 0.010 94 0.155 0 0.061 02 3.531×10^{-5} 1.308×10^{-6} 10^{-3} 136.0 0.193 4 0.446 1 27.85 0.000 51 5.067×10^{-6} 6.283 1.036×10^{-5} 2.998×10^9 64.52	BTU kg-m Pies-lb Joules HP Kilowatts Pulgadas Pies Yardas Pulgadas cuadradas Pulgadas cúbicas Pies cúbicos Yardas cúbicas Litros kg por m cuadrado Lb por pulg cuadrada Pies de agua Lb/pies cuadrados Milímetros cuadrados Centímetros cuadrados Radianes Faradays Stat coulombs Coulombs por pulg cuadrada
D	MULTIPLIQUE Días Días Dinass Dinass Dinass por cm Dinass por cm cuadrado	POR 8.64×10^4 1.44×10^3 10^{-5} 1.020×10^{-6} 6.85×10^{-5} 9.87×10^{-7}	PARA OBTENER Segundos Minutos Joules por m (newton) Kilogramos Lb por pie Atmósferas
E	MULTIPLIQUE Ergs Ergs Ergs Ergs Ergs Ergs Ergs	POR 9.486×10^{-11} 2.389×10^{-8} 1.020×10^{-3} 3.725×10^{-14} 10^{-7} 2.389×10^{-11} 2.773×10^{-14}	PARA OBTENER BTU Gramos-calorías Gramos-cm HP-hora Joules kg-calorías kW-hora
F	MULTIPLIQUE Faradays Faradays Fathoms (brazas) Fathoms Foot Candle (Pie-Bujía) Furlongs Furlongs Furlongs	POR 26.80 9.649×10^4 1.828 8 6.0 10.765 0.125 660.0 201.17	PARA OBTENER Ampere - hora Coulombs Metros Pies Luxes Millas (U.S.A.) Pies Metros

<p style="text-align: center;">G</p>	<p>MULTIPLIQUE Galones Galones Galones de agua Galones de agua Galones por minuto Galones por minuto Gausses Gausses Gausses Gausses Gausses Gausses Gausses Gilberts Gilberts por cm Gilberts por cm Grados Grados por segundo Gramos Gramos Gramos por cm cúbico Gramos por cm cúbico Grado Celsius (°C) Grado Celsius (°C) Grado Fahrenheit (°F) Gramo</p>	<p>POR 3.785 412 0.133 7 8.337 3.785 3 0.063 2.228×10^{-3} 10^{-8} 6.452×10^{-8} 6.452 10^{-4} 1.0 0.795 8 2.021 79.58 0.017 45 0.166 7 0.035 27 0.032 15 62.43 0.036 $1.8^{\circ}\text{C} + 32$ $^{\circ}\text{C} + 273.15$ $(^{\circ}\text{F} - 32) / 1.8$ 2.205×10^{-3}</p>	<p>PARA OBTENER Litros Pies cúbicos Lb de agua kg de agua Litros por segundo Pies cúb por segundo Webers por cm cuadrado Webers por pulg cuadrada Líneas por pulg cuadrada Webers por m cuadrado Gilbert por cm Ampere-vueltas Ampere-vueltas por pulg Ampere-vueltas por m Radianes Revoluciones por minuto Onzas Onzas (troy) Lbs por pie cúbico Lbs por pulg cúbica Grado fahrenheit (°F) Grado kelvin (°K) Grados celsius (°C) Libras</p>
<p style="text-align: center;">H</p>	<p>MULTIPLIQUE Caballos de Potencia (HP) Hectárea Hectárea Hectárea Hora Hora HP HP HP HP HP HP - hora HP - hora HP - hora HP - hora Hertz</p>	<p>POR 1.013 3 2.471 1 3.861×10^{-3} 1.076×10^5 4.167×10^{-2} 5.952×10^3 76.04 0.745 699 33 000.0 550.0 2 544.0 641.24 1 980 000.0 273 729.9 1.0</p>	<p>PARA OBTENER C V (Caballos de vapor) Acres Millas cuadradas Pies cuadrados Días Semanas kg - m por segundo Kilowatts Pies - lb por minuto Pies - lb por segundo BTU Calorías Lb - pie kg - m Ciclo por segundo</p>
<p style="text-align: center;">J</p>	<p>MULTIPLIQUE Joules Joules Joules Joules Joules Joules Joules por cm</p>	<p>POR 2.778×10^{-4} 9.486×10^{-4} 10^7 2.389×10^{-4} 0.102 0 0.737 6 10^7</p>	<p>PARA OBTENER Watts - hora BTU Ergs kg - calorías kg - m Pies - lb Dinas</p>

K	MULTIPLIQUE Kilogramos Kilogramos Kilogramos Kilogramos Kilogramos kg - fuerza / cm ² kg - m kg - fuerza / cm ² kg - m kg - fuerza kg - m kg - fuerza / cm ² kg por m kg por m cuadrado kg por m cúbico kg por cm cuadrado kg por cm cuadrado kg por cm cuadrado kg por cm cuadrado Kilómetros Kilo - Caloría Kilogramo Kilómetros Kilómetros Kilómetros Kilómetros km cuadrado km cuadrado Kilómetro por hora Kilómetro por hora Kilómetro por hora Kilowatts Kilowatts Kilowatts kW - hora kW - hora kW - hora kW - hora kW - hora kW - hora kW - hora	POR 980 665.0 9.807 2.204 6 1.102 x 10 ⁻³ 9.842 x 10 ⁻⁴ 98.066 5 x 10 ⁻³ 9.296 x 10 ⁻³ 98 066.5 0.002 342 9.806 650 7.233 0.980 665 0.672 0.204 8 0.062 4 14.22 10.0 32.81 735.5 0.621 4 3.970 9.807 3 937.0 0.539 6 3 281.0 247.1 0.386 1 27.78 16.67 0.621 4 14.33 1.341 1.355 3 413.0 859.8 3.60 x 10 ¹³ 3.6 x 10 ⁶ 856.14 3.671 x 10 ⁵ 2.655 x 10 ⁶	PARA OBTENER Dinass Joules por m (newtons) Libras Toneladas cortas Toneladas largas Newton / mm ² BTU Pascales Calorías Newtons Pies - lb Bar Libras por pie Libras por pie cuadrado Libras por pie cúbico Libras por pulg cuadrada Metros columna de agua Pies columna de agua Milímetros de mercurio Millas terrestres BTU Newton Pulgadas Millas náuticas Pies Acres Millas cuadradas Centímetros por seg Metros por minuto Millas por hora Calorías por minuto HP Caballos de Vapor BTU Calorías Ergs Joules kg - calorías kg - m Pies - lb
L	MULTIPLIQUE Lb (libras) Lb Lb Lb por pie Lb por pulgada Lb por pie cuadrado Lb por pulg cuadrada Lb por pulg cuadrada	POR 7 000.0 4.448 222 453.59 1.488 178.6 4.882 0.066 894 757 0.070 3	PARA OBTENER Granos Newtons Gramos kg - m Gramos - cm kg por m cuadrado Newton / mm ² kg por cm cuadrado

L	Lb por pulg cuadrada Lb por pulg cuadrada Lb por pulg cuadrada Lb por pulg cuadrada Lb por pulg cuadrada Lb por pulg cuadrada Lb por pie cúbico Lb por pulg cúbica Líneas por cm cuadrado Líneas por pulg cuadrada Líneas por pulg cuadrada Líneas por pulg cuadrada Litros Litros Litros Ln (X) Log ₁₀ (X) Lúmen Lúmen por pie cuadrado Lúmen por pie cuadrado Lux Lúmen por metro cuadrado	0.068 947 0.703 0.072 3 2.307 6 894.075 7 51.7 16.02 27.68 1.0 0.155 0 1.550 x 10 ⁻⁹ 10 ⁻⁸ 0.264 2 0.035 31 61.02 0.434 3 2.303 0.001 496 1.0 10.76 0.092 9 1.0	Bar Metros columna de agua kg - fuerza / cm ² Pies columna de agua Pascal Milímetros de mercurio kg por m cúbico kg por dm cúbico Gauss Gauss Webers por cm cuadrado Webers por pulg cuadrada Galones Pies cúbicos Pulg cúbicas Log ₁₀ (X) Ln (X) Watts Pie - Bujía Lúmen por m cuadrado Pie - Bujía Lux
M	MULTIPLIQUE Maxwells Maxwells Megapascal Metros Metros Metros Metros cuadrados Metros cuadrados Metros cuadrados Metros cúbicos Metros cúbicos Metros cúbicos Metros cúbicos Metros cúbicos Metros / segundo Millas náuticas Millas náuticas Millas marinas por hora Millas marinas por hora Millas terrestres Minutos (ángulo) Minutos (ángulo) Minutos (tiempo) Minutos (tiempo) Minutos (tiempo) Milímetro de agua Milímetro de mercurio Milímetro cuadrado Milímetro cuadrado	POR 0.001 10 ⁻⁸ 0.101 972 3.281 39.37 1.094 1.196 10.763 92 1 550.0 35.31 1.307 95 61 023.0 10 ³ 3.280 3 1.852 1.151 6 1.853 1.0 1.609 34 1.667 x 10 ⁻² 2.909 x 10 ⁻⁴ 9.920 6 x 10 ⁻⁵ 6.944 x 10 ⁻⁴ 1.667 x 10 ⁻² 0.098 1.333 0.001 55 1 973.525	PARA OBTENER Kilolíneas Webers kg - fuerza / mm ² Pies Pulgadas Yardas Yardas cuadradas Pies cuadrados Pulgs cuadradas Pies cúbicos Yarda cúbica Pulgadas cúbicas Litros Pie / segundo Kilómetros Millas terrestres Kilómetros por hora Nudos Kilómetros Grados Radianes Semanas Días Horas Milibar Milibar Pulgada cuadrada Circular mils

N	MULTIPLIQUE Newtons Newtons Newtons Newtons Nudos Nudos Nudos	POR 9.81 0.101 972 10 ⁵ 0.224 809 1.852 1.0 51.44	PARA OBTENER Kilogramos kg - fuerza Dinas Libras Kilómetros por hora Millas náuticas por hora Centímetros por seg
O	MULTIPLIQUE Ohm (internacional) Ohm Ohm Onzas Onzas (troy) Ohm por milímetro cuadrado por metro	POR 1.000 5 10 ⁻⁶ 10 ⁶ 28.35 31.10 0.6 x 10 ³	PARA OBTENER Ohm (absoluto) Mega ohm Micro ohm Gramos Gramos Ohm por circular mils por pie
P	MULTIPLIQUE Pascales Pies Pies cuadrados Pies cúbicos Pies - lb Pies - lb Pies - lb Pies - lb Pies - lb Pies - lb por minuto Pies - lb por minuto Pies - lb por minuto Pulgadas Pulg cuadrada Pulg cúbica Pulg de Agua Pulg de mercurio Pulg de mercurio Pulg cuadrada Pulg cuadrada	POR 1.0 30.48 929.03 28.32 0.001 286 0.000 324 1 1.356 x 10 ⁷ 1.355 818 3.030 x 10 ⁻⁵ 3.24 x 10 ⁻⁴ 2.260 x 10 ⁻⁵ 2.54 6.451 6 16.39 2.488 345.3 33.77 645.16 1 273 240.0	PARA OBTENER Newton / m ² Centímetros cm cuadrados Litros BTU kg - calorías Ergs Joules HP kg - calorías por min Kilowatts Centímetros cm cuadrados cm cúbicos Milibar kg por m cuadrado Milibar Milímetro cuadrado Circular mils
R	MULTIPLIQUE Radián Radián por segundo	POR 57.296 0.159 2	PARA OBTENER Grados (ángulo) Revoluciones por seg
T	MULTIPLIQUE Toneladas métricas Toneladas (largas) Toneladas (largas) Toneladas (largas) Toneladas (cortas) Toneladas (cortas) Toneladas Refrigeración Temp. (°C) + 273	POR 2 204.62 2 240.0 1 016.06 1.12 2 000.0 907.18 12 000.0 1.0	PARA OBTENER Libras Libras Kilogramos Toneladas (cortas) Libras Kilogramos BTU por hora Grados kelvin

T	Temp. (°C) + 17.8 Temp. (°F) - 32 Tesla	1.8 0.555 10 ⁴	Grados Farenheit Grados Celsius Gauss
V	MULTIPLIQUE Volt (absoluto) Volt por pulgada	POR 0.003 336 0.393 70	PARA OBTENER Stat volts Volt por cm
W	MULTIPLIQUE Watt x hora Watts Watts Watts Watts Watt - hora Watt - hora Watt (internacional) Webers Webers por m cuadrado Webers por m cuadrado Webers por m cuadrado Webers por pulg cuadrada Webers por pulg cuadrada Webers por pulg cuadrada	POR 3.412 9 10 ⁷ 1.341 x 10 ⁻³ 0.014 33 0.737 8 367.2 3 600.0 1.000 165 10 ⁸ 10 ⁴ 6.452 x 10 ⁴ 6.452 x 10 ⁻⁴ 1.550 x 10 ⁷ 10 ⁸ 0.155 0	PARA OBTENER BTU por hora Ergs - segundo HP kg - calorías por min Pies - lb por segundo kg - metro Joule Watt (absoluto) Maxwells Gausses Líneas por pulg cuadrada Webers por pulg cuadrada Gausses Líneas por pulg cuadrada Webers por cm cuadrado
Y	MULTIPLIQUE Yardas Yarda cuadrada Yarda Yarda Yarda Yarda cúbica	POR 91.44 0.836 1 36.0 3.0 568.182 x 10 ⁻⁶ 0.764 555	PARA OBTENER Centímetros Metro cuadrado Pulgadas Pie Milla Metros cúbicos

b) EQUIVALENTES DECIMALES Y MÉTRICOS DE FRACCIONES DE PULGADA COMUNES

FRACCIONES DE PULGADA		DECIMALES DE PULGADA	MILÍMETROS	FRACCIONES DE PULGADA		DECIMALES DE PULGADA	MILÍMETROS
1/32	1/64	0.015 62	0.397	17/32	33/64	0.515 62	13.097
	3/64	0.031 25	0.794		35/64	0.531 25	13.494
1/16	5/64	0.046 87	1.191	9/16	37/64	0.562 50	14.288
		0.062 50	1.588			0.578 12	14.684
3/32	7/64	0.078 12	1.984	19/32	39/64	0.593 75	15.081
		0.093 75	2.381			0.609 37	15.478
1/8	9/64	0.109 37	2.778	5/8	41/64	0.625 00	15.875
		0.125 00	3.175			0.640 62	16.272
5/32	11/64	0.140 62	3.572	21/32	43/64	0.656 25	16.669
		0.156 25	3.969			0.671 87	17.066
3/16	13/64	0.171 87	4.366	11/16	45/64	0.687 50	17.463
		0.187 50	4.763			0.703 12	17.859
7/32	15/64	0.203 12	5.159	23/32	47/64	0.718 75	18.256
		0.218 75	5.556			0.734 37	18.653
1/4	17/64	0.234 37	5.953	3/4	49/64	0.750 00	19.050
		0.250 00	6.350			0.765 62	19.447
9/32	19/64	0.265 62	6.747	25/32	51/64	0.781 25	19.844
		0.281 25	7.144			0.796 87	20.241
5/16	21/64	0.296 87	7.541	13/16	53/64	0.812 50	20.638
		0.312 50	7.938			0.828 12	21.034
11/32	23/64	0.328 12	8.334	27/32	55/64	0.843 75	21.431
		0.343 75	8.731			0.859 37	21.828
3/8	25/64	0.359 37	9.128	7/8	57/64	0.875 00	22.225
		0.375 00	9.525			0.890 62	22.622
13/32	27/64	0.390 62	9.922	29/32	59/64	0.906 25	23.019
		0.406 25	10.319			0.921 87	23.416
7/16	29/64	0.421 87	10.716	15/16	61/64	0.937 50	23.813
		0.437 50	11.113			0.953 12	24.209
15/32	31/64	0.453 12	11.509	31/32	63/64	0.968 75	24.606
		0.468 75	11.906			0.984 37	25.003
1/2		0.484 37	12.303			1.000 00	25.400
		0.500 00	12.700				

c) TABLAS PARA CONVERSIÓN DE TEMPERATURAS Y PRESIONES

TABLA PARA CONVERSION DE TEMPERATURAS

Entrando en la columna central (REF.) con la Temperatura conocida (°F ó °C) léase la que se desea obtener, en la correspondiente columna lateral.
Ejemplo: 26°C (columna central) son equivalentes a 78.8°F o bien 26°F (columna central) son equivalentes a -3.3°C

°C	REF.	°F	°C	REF.	°F
-23.3	- 10	14.0	71	160	320
-20.6	- 5	23.0	82	180	356
-17.8	0	32.0	93	200	392
-16.7	2	35.6	100	212	413
-15.6	4	39.2	104	220	428
-14.4	6	42.8	116	240	464
-13.3	8	46.4	127	260	500
-12.2	10	50.0	138	280	536
-11.1	12	53.6	149	300	572
-10.0	14	57.2	160	320	608
- 8.9	16	60.8	171	340	644
- 7.8	18	64.4	182	360	680
- 6.7	20	68.0	193	380	716
- 5.6	22	71.6	204	400	752
- 4.4	24	75.2	216	420	788
- 3.3	26	78.8	227	440	824
- 2.2	28	82.4	238	460	860
- 1.1	30	86.0	249	480	896
0.0	32	89.6	260	500	932
1.1	34	93.2	271	520	968
2.2	36	96.8	282	540	1 004
3.3	38	100.4	293	560	1 040
4.4	40	104.0	304	580	1 076
5.6	42	107.6	316	600	1 112
6.7	44	111.2	327	620	1 148
7.8	46	114.8	338	640	1 184
8.9	48	118.4	349	660	1 220
10.0	50	122.0	360	680	1 256
11.1	52	125.6	371	700	1 292
12.2	54	129.2	382	720	1 328
13.3	56	132.8	393	740	1 364
14.4	58	136.4	404	760	1 400
15.6	60	140.0	416	780	1 436
16.7	62	143.6	427	800	1 472
17.8	64	147.2	438	820	1 508
18.9	66	150.8	449	840	1 544
20.0	68	154.4	460	860	1 580
21.1	70	158.0	471	880	1 616
22.2	72	161.6	482	900	1 652
23.3	74	165.2	493	920	1 688
24.4	76	168.8	504	940	1 724
25.6	78	172.4	516	960	1 760
26.7	80	176.0	527	980	1 796
27.8	82	179.6	538	1 000	1 832
28.9	84	183.2	566	1 050	1 922
30.0	86	186.8	593	1 100	2 012
31.1	88	190.4	621	1 150	2 102
32.2	90	194.0	649	1 200	2 192
33.3	92	197.6	677	1 250	2 282
34.4	94	201.2	704	1 300	2 372
35.6	96	204.8	732	1 350	2 462
36.7	98	208.4	760	1 400	2 552
37.8	100	212.0	788	1 450	2 642
49	120	248.0	816	1 500	2 732
60	140	284.0			

TABLA PARA CONVERSIÓN DE PRESIONES kg/cm² a LB/PULG²

kg/cm²	Lb/pulg²	kg/cm²	Lb/pulg²
0.5	7.11	10.5	149.31
1.0	14.22	11.0	156.42
1.5	21.33	11.5	163.53
2.0	28.44	12.0	170.64
2.5	35.55	12.5	177.75
3.0	42.66	13.0	184.86
3.5	49.77	13.5	191.97
4.0	56.88	14.0	199.08
4.5	63.99	14.5	206.19
5.0	71.10	15.0	213.30
5.5	78.21	15.5	220.41
6.0	85.32	16.0	227.52
6.5	92.43	16.5	234.63
7.0	99.54	17.0	241.74
7.5	106.65	17.5	248.85
8.0	113.76	18.0	255.96
8.5	120.87	18.5	263.07
9.0	127.98	19.0	270.18
9.5	135.09	19.5	277.29
10.0	142.20	20.0	284.40

LB/PULG² a kg/cm²

Lb/pulg²	kg/cm²	Lb/pulg²	kg / cm²
10	0.703	155	10.898
20	1.410	160	11.250
30	2.110	165	11.601
40	2.810	170	11.953
50	3.510	175	12.304
60	4.220	180	12.656
70	4.920	185	13.007
80	5.620	190	13.359
90	6.330	195	13.710
100	7.031	200	14.062
105	7.383	210	14.765
110	7.734	220	15.468
115	8.086	230	16.171
120	8.437	240	16.871
125	8.789	250	17.578
130	9.140	260	18.281
135	9.492	270	18.984
140	9.843	280	19.687
145	10.195	290	20.390
150	10.547	300	21.093

Factores de Conversión - Equivalencias de Temperatura
Grados C = 5/9 (°F - 32). °F = 9/5 (°C) + 32

Grados absolutos (Kelvin) = grados Celsius (centígrado) + 273.15
Grados absolutos (Rankine) = grados Fahrenheit + 459.67

d) TRANSMISIÓN CALORÍFICA

$$\frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2} = 2.7124 \frac{\text{kcal}}{\text{h m}^2} = 3.1534 \times 10^{-4} \frac{\text{W}}{\text{cm}^2}$$

$$\frac{\text{BTU}}{\text{h pie} \text{ } ^\circ\text{F}} = 1.488 \frac{\text{kcal}}{\text{h m } ^\circ\text{C}} = 0.0173 \frac{\text{W}}{\text{cm } ^\circ\text{C}}$$

$$\frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F}} = 4.8823 \frac{\text{kcal}}{\text{h m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}} = 5.6761 \times 10^{-4} \frac{\text{W}}{\text{cm}^2 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

TEMPERATURA

$$^\circ\text{C} = \frac{5}{9} (^\circ\text{F} - 32)$$

$$^\circ\text{F} = \frac{9}{5} ^\circ\text{C} + 32$$

ENTALPIA

$$\frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 0.55552 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$$

e) TABLA DE UNIDADES DERIVADAS

MAGNITUD	NOMBRE	SÍMBOLO	EXPRESIÓN EN UNIDADES DERIVADAS	EXPRESIÓN EN UNIDADES FUNDAMENTALES
aceleración	metro por segundo por segundo	m/s ²		m/s ²
aceleración angular	radián por segundo por segundo	rad/s ²		
actividad (radioactiva)	1 por segundo	s ⁻¹		s ⁻¹
calor específico, entropía específica	Joule por kilogramo Kelvin	J/(kg-K)		m ² s ⁻² K ⁻¹
conductividad térmica	Watt por metro Kelvin	W/(m-K)		m kg s ⁻³ K ⁻¹
cantidad de electricidad, carga eléctrica	Coulomb	C	A.s	s A
capacidad eléctrica	Farad	F	C/V	m ⁻² kg ⁻¹ s ⁴ A ²
conductancia	Siemens	S	A/V	m ⁻² kg ⁻¹ s ³ A ²
densidad, densidad de masa	kilogramo por metro cúbico	kg/m ³		
densidad de carga eléctrica	Coulomb por metro cúbico	C/m ³		m ⁻³ s A
densidad de corriente	Ampere por metro cuadrado	A/m ²		
densidad de energía	Joule por metro cúbico	J/m ³		m ⁻¹ kg s ⁻²
densidad de inducción magnética	Tesla	T	Wb/m ²	kg s ⁻² A ⁻¹
densidad de flujo eléctrico	Coulomb por metro cuadrado	C/m ²		m ⁻² s A
densidad de flujo térmico	Watt por metro cuadrado	W/m ²		kg.s ⁻³
entropía, capacidad térmica	Joule por Kelvin	J/K		m ² kg s ⁻² K ⁻¹
energía molar	Joule por mol	J/mol		m ² kg s ⁻² mol ⁻¹
flujo de inducción	Weber	Wb	V - s	m ² kg s ⁻² A ⁻¹
flujo luminoso	Lúmen	lm		cd sr
frecuencia	Hertz	Hz		s ⁻¹
fuerza	Newton	N		m kg s ⁻²
iluminancia	Lux	lx		m ⁻² cd sr
inductancia	Henry	H	Wb/A	m ² kg s ⁻² A ⁻²
intensidad de campo magnético	Ampere por metro	A/m		
intensidad de campo eléctrico	Volt por metro	V/m		m kg s ⁻³ A ⁻¹
luminancia	candela por metro cuadrado	cd/m ²		cd/m ²
número de onda	1 por metro	m ⁻¹		m ⁻¹
permeabilidad	Henry por metro	H/m		m kg s ⁻² A ⁻²
potencia, flujo radiante	Watt	W	J/s	m ² kg s ⁻³
presión	Pascal	Pa	N/m ²	m ⁻¹ kg s ⁻²
resistencia eléctrica	Ohm	Ω	V/A	m ² kg s ⁻³ A ⁻²
superficie	metro cuadrado	m ²		m ²
tensión eléctrica, diferencia de potencial, fuerza electromotriz	Volt	V	W/A	m ² kg s ⁻³ A ⁻¹
tensión superficial	Newton por metro	N/m		kg s ⁻²
trabajo, energía, cantidad de calor	Joule	J	N-m	m ² kg s ⁻²
volumen	metro cúbico	m ³		m ³
velocidad	metro por segundo	m/s		m/s
velocidad angular	radián por segundo	rad/s		
viscosidad (dinámica)	Pascal segundo	Pa.s		m ⁻¹ kg s ⁻¹
viscosidad cinemática	metro cuadrado por segundo	m ² /s		m ² /s
volumen específico	metro cúbico por kilogramo	m ³ /kg		m ³ /kg

f) UNIDADES UTILIZADAS CON EL SISTEMA INTERNACIONAL

NOMBRE	SÍMBOLO	VALOR EN UNIDADES S.I.	NOMBRE	SÍMBOLO	VALOR EN UNIDADES S.I.
bar	bar	1 bar = 0.1 MPa = 10 ⁵ Pa	litro	l	1 l = 1 dm ³ = 10 ⁻³ m ³
día	d	1 d = 24 h = 86 400 s	minuto	min	1 min = 60 s
grado	°	1° = (π / 180) rad	minuto	min	1' = (1/60)° = (π/ 10 800) rad
hectárea	ha	1 ha = 1hm ² = 10 ⁴ m ²	segundo	s	1" = (1/60)' = (π/ 648 000) rad
hora	h	1 h = 60 min = 3 600 s	tonelada	t	1 t = 10 ³ kg

g) TABLA DE FUNCIONES CIRCULARES

GRADOS	SENO	COSENO	TANG.	COTANG.		GRADOS	SENO	COSENO	TANG.	COTANG.	
1°	0.017 45	0.999 85	0.017 46	57.289 96	89°	26° 30'	0.446 20	0.894 93	0.498 58	2.005 69	63° 30'
2°	0.034 89	0.999 39	0.034 92	28.636 25	88°	27°	0.453 99	0.891 01	0.509 53	1.962 61	63°
3°	0.052 34	0.998 63	0.052 41	19.081 14	87°	27° 30'	0.461 75	0.887 01	0.520 57	1.920 98	62° 30'
4°	0.069 76	0.997 56	0.069 93	14.300 67	86°	28°	0.469 47	0.882 95	0.531 71	1.880 73	62°
5°	0.087 16	0.996 19	0.087 49	11.430 05	85°	28° 30'	0.476 16	0.878 82	0.542 96	1.841 77	61° 30'
6°	0.104 53	0.994 52	0.105 10	9.514 36	84°	29°	0.484 81	0.874 62	0.554 31	1.804 05	61°
7°	0.121 87	0.992 55	0.122 78	8.144 35	83°	29° 30'	0.492 42	0.870 36	0.565 77	1.767 49	60° 30'
8°	0.139 17	0.990 27	0.140 54	7.115 37	82°	30°	0.500 00	0.866 03	0.577 35	1.732 05	60°
9°	0.156 43	0.987 69	0.158 38	6.313 75	81°	30° 30'	0.507 54	0.861 63	0.589 65	1.697 66	59° 30'
10°	0.173 65	0.984 81	0.176 33	5.671 28	80°	31°	0.515 04	0.857 17	0.600 86	1.664 28	59°
11°	0.190 81	0.981 63	0.194 38	5.144 55	79°	31° 30'	0.522 50	0.852 64	0.612 80	1.631 85	58° 30'
12°	0.207 91	0.978 15	0.212 56	4.704 63	78°	32°	0.529 92	0.848 05	0.624 87	1.600 33	58°
13°	0.224 95	0.974 37	0.230 87	4.331 48	77°	32° 30'	0.537 30	0.843 39	0.637 07	1.569 69	57° 30'
14°	0.241 92	0.970 30	0.249 33	4.010 78	76°	33°	0.544 64	0.838 67	0.649 41	1.539 86	57°
14° 30'	0.250 38	0.968 15	0.258 62	3.866 71	75° 30'	33° 30'	0.551 94	0.833 89	0.661 89	1.510 84	56° 30'
15°	0.258 82	0.965 93	0.267 95	3.732 05	75°	34°	0.559 19	0.829 04	0.674 51	1.482 56	56°
15° 30'	0.267 24	0.963 63	0.277 32	3.605 88	74° 30'	34° 30'	0.566 41	0.824 13	0.687 28	1.455 01	55° 30'
16°	0.275 64	0.961 26	0.286 75	3.487 41	74°	35°	0.573 58	0.819 15	0.700 21	1.428 15	55°
16° 30'	0.284 02	0.958 82	0.296 21	3.375 94	73° 30'	35° 30'	0.580 70	0.814 12	0.713 29	1.401 95	54° 30'
17°	0.292 37	0.956 30	0.305 73	3.270 85	73°	36°	0.587 79	0.809 02	0.726 54	1.376 38	54°
17° 30'	0.300 71	0.953 72	0.315 30	3.171 59	72° 30'	36° 30'	0.594 82	0.803 86	0.739 96	1.351 42	53° 30'
18°	0.309 02	0.951 06	0.324 92	3.077 68	72°	37°	0.601 81	0.798 64	0.753 55	1.327 04	53°
18° 30'	0.317 30	0.948 32	0.334 60	2.988 69	71° 30'	37° 30'	0.608 76	0.793 35	0.767 33	1.303 23	52° 30'
19°	0.325 57	0.945 52	0.344 33	2.904 21	71°	38°	0.615 66	0.788 01	0.781 29	1.279 94	52°
19° 30'	0.333 81	0.942 64	0.354 12	2.823 91	70° 30'	38° 30'	0.622 51	0.782 61	0.795 44	1.257 17	51° 30'
20°	0.342 02	0.939 69	0.363 97	2.747 48	70°	39°	0.629 32	0.777 15	0.809 78	1.234 90	51°
20° 30'	0.350 21	0.936 67	0.373 88	2.674 62	69° 30'	39° 30'	0.636 08	0.771 62	0.824 34	1.213 10	50° 30'
21°	0.358 37	0.933 58	0.383 86	2.605 09	69°	40°	0.642 79	0.766 04	0.839 10	1.191 75	50°
21° 30'	0.366 50	0.930 42	0.393 01	2.538 65	68° 30'	40° 30'	0.649 45	0.760 41	0.854 08	1.170 85	49° 30'
22°	0.374 61	0.927 18	0.404 03	2.475 09	68°	41°	0.656 06	0.754 71	0.869 29	1.150 37	49°
22° 30'	0.382 68	0.923 88	0.414 21	2.414 21	67° 30'	41° 30'	0.662 62	0.748 96	0.884 73	1.130 29	48° 30'
23°	0.390 73	0.920 50	0.424 47	2.355 85	67°	42°	0.669 13	0.743 14	0.900 40	1.110 61	48°
23° 30'	0.398 75	0.917 06	0.434 81	2.299 84	66° 30'	42° 30'	0.675 59	0.737 28	0.916 33	1.091 31	47° 30'
24°	0.406 74	0.913 55	0.445 23	2.246 04	66°	43°	0.682 00	0.731 35	0.932 52	1.072 37	47°
24° 30'	0.414 69	0.909 96	0.455 73	2.194 30	65° 30'	43° 30'	0.688 35	0.725 37	0.948 96	1.053 78	46° 30'
25°	0.422 62	0.906 31	0.466 31	2.144 51	65°	44°	0.694 66	0.719 34	0.965 69	1.035 53	46°
25° 30'	0.430 51	0.902 59	0.476 98	2.096 54	64° 30'	44° 30'	0.700 91	0.713 25	0.982 70	1.017 61	45° 30'
26°	0.438 37	0.898 79	0.487 73	2.050 30	64°	45°	0.707 11	0.707 11	1.000 00	1.000 00	45°
	COSENO	SENO	COTANG.	TANG.	GRADOS		COSENO	SENO	COTANG.	TANG.	GRADOS

h) FUNCIONES DE LOS NÚMEROS ENTEROS

n	n ²	n ³	\sqrt{n}	$\sqrt[3]{n}$	log ₁₀ n	1/n
1	1	1	1.000 0	1.000 0	0.000 00	1.000 00
2	4	8	1.414 2	1.259 9	0.301 03	0.500 00
3	9	27	1.732 1	1.442 2	0.477 12	0.333 33
4	16	64	2.000 0	1.587 4	0.602 06	0.250 00
5	25	125	2.236 1	1.710 0	0.698 97	0.200 00
6	36	216	2.449 5	1.817 1	0.778 15	0.166 67
7	49	343	2.645 8	1.912 9	0.845 10	0.142 86
8	64	512	2.828 4	2.000 0	0.903 09	0.125 00
9	81	729	3.000 0	2.080 1	0.954 24	0.111 11
10	100	1 000	3.162 3	2.154 4	1.000 00	0.100 00
11	121	1 331	3.316 6	2.224 0	1.041 39	0.090 91
12	144	1 728	3.464 1	2.289 4	1.079 18	0.083 33
13	169	2 197	3.605 6	2.351 3	1.113 94	0.076 92
14	196	2 744	3.741 7	2.410 1	1.146 13	0.071 43
15	225	3 375	3.873 0	2.466 2	1.176 09	0.066 67
16	256	4 096	4.000 0	2.519 8	1.204 12	0.062 50
17	289	4 913	4.123 1	2.571 3	1.230 45	0.058 82
18	324	5 832	4.242 6	2.620 7	1.255 27	0.055 56
19	361	6 859	4.358 9	2.668 4	1.278 75	0.052 63
20	400	8 000	4.472 1	2.714 4	1.301 03	0.050 00
21	441	9 261	4.582 6	2.758 9	1.322 22	0.047 62
22	484	10 648	4.690 4	2.802 0	1.342 42	0.045 45
23	529	12 167	4.795 8	2.843 9	1.361 73	0.043 48
24	576	13 824	4.899 0	2.884 5	1.380 21	0.041 67
25	625	15 625	5.000 0	2.924 0	1.397 94	0.040 00
26	676	17 576	5.099 0	2.962 5	1.414 97	0.038 46
27	729	19 683	5.196 2	3.000 0	1.431 36	0.037 04
28	784	21 952	5.291 5	3.036 6	1.447 16	0.035 71
29	841	24 389	5.385 2	3.072 3	1.462 40	0.034 48
30	900	27 000	5.477 2	3.107 2	1.477 12	0.033 33
31	961	29 791	5.567 8	3.141 4	1.491 36	0.032 26
32	1 024	32 768	5.656 9	3.174 8	1.505 15	0.031 25
33	1 089	35 937	5.744 6	3.207 5	1.518 51	0.030 30
34	1 156	39 304	5.831 0	3.239 6	1.531 48	0.029 41
35	1 225	42 875	5.916 1	3.271 1	1.544 07	0.028 57
36	1 296	46 656	6.000 0	3.301 9	1.556 30	0.027 78
37	1 369	50 653	6.082 8	3.332 2	1.568 20	0.027 03
38	1 444	54 872	6.164 4	3.362 0	1.579 78	0.026 32
39	1 521	59 319	6.245 0	3.391 2	1.591 06	0.025 64
40	1 600	64 000	6.324 6	3.420 0	1.602 06	0.025 00
41	1 681	68 921	6.403 1	3.448 2	1.612 78	0.024 39
42	1 764	74 088	6.480 7	3.476 0	1.623 25	0.023 81
43	1 849	79 507	6.557 4	3.503 4	1.633 47	0.023 26
44	1 936	85 184	6.633 2	3.530 3	1.643 45	0.022 73
45	2 025	91 125	6.708 2	3.556 9	1.653 21	0.022 22
46	2 116	97 336	6.782 3	3.583 0	1.662 76	0.021 74
47	2 209	103 823	6.855 7	3.608 8	1.672 10	0.021 28
48	2 304	110 592	6.928 2	3.634 2	1.681 24	0.020 83
49	2 401	117 649	7.000 0	3.659 3	1.690 20	0.020 41
50	2 500	125 000	7.071 1	3.684 0	1.698 97	0.020 00
51	2 601	132 651	7.141 4	3.708 4	1.707 07	0.019 61
52	2 704	140 608	7.211 1	3.732 5	1.716 00	0.019 23
53	2 809	148 877	7.280 1	3.756 3	1.724 28	0.018 87
54	2 916	157 464	7.348 5	3.779 8	1.732 39	0.018 52
55	3 025	166 375	7.416 2	3.803 0	1.740 36	0.018 18
56	3 136	175 616	7.483 3	3.825 9	1.748 19	0.017 86
57	3 249	185 193	7.549 8	3.848 5	1.755 87	0.017 54
58	3 364	195 112	7.615 8	3.870 9	1.763 43	0.017 24
59	3 481	205 379	7.681 1	3.893 0	1.770 85	0.016 95
60	3 600	216 000	7.746 0	3.914 9	1.778 15	0.016 67
61	3 721	226 981	7.810 2	3.936 5	1.785 33	0.016 39
62	3 844	238 328	7.874 0	3.957 9	1.792 39	0.016 13
63	3 969	250 047	7.937 3	3.979 1	1.799 34	0.015 87
64	4 096	262 144	8.000 0	4.000 0	1.806 18	0.015 63
65	4 225	274 625	8.062 3	4.020 7	1.812 91	0.015 38

n	n ²	n ³	\sqrt{n}	$\sqrt[3]{n}$	log ₁₀ n	1/n
66	4 356	287 496	8.124 0	4.041 2	1.819 54	0.015 15
67	4 489	300 763	8.185 4	4.061 5	1.826 07	0.014 93
68	4 624	314 432	8.246 2	4.081 7	1.832 51	0.014 71
69	4 761	328 509	8.306 6	4.101 6	1.838 85	0.014 49
70	4 900	343 000	8.366 6	4.121 3	1.845 10	0.014 29
71	5 041	357 911	8.426 1	4.140 8	1.851 26	0.014 08
72	5 184	373 248	8.485 3	4.160 2	1.857 33	0.013 89
73	5 329	389 017	8.544 0	4.179 3	1.863 32	0.013 70
74	5 476	405 224	8.602 3	4.198 3	1.869 23	0.013 51
75	5 625	421 875	8.660 3	4.217 2	1.875 06	0.013 33
76	5 776	438 976	8.717 8	4.235 8	1.880 81	0.013 16
77	5 929	456 533	8.775 0	4.254 3	1.886 49	0.012 99
78	6 084	474 552	8.831 8	4.272 7	1.892 09	0.012 82
79	6 241	493 039	8.888 2	4.290 8	1.897 63	0.012 66
80	6 400	512 000	8.944 3	4.308 9	1.903 09	0.012 50
81	6 561	531 441	9.000 0	4.326 7	1.908 49	0.012 35
82	6 724	551 368	9.055 4	4.344 5	1.913 81	0.012 20
83	6 889	571 787	9.110 4	4.362 1	1.919 08	0.012 05
84	7 056	592 704	9.165 2	4.379 5	1.924 28	0.011 90
85	7 225	614 125	9.219 5	4.396 8	1.929 42	0.011 76
86	7 396	636 056	9.273 6	4.414 0	1.934 50	0.011 63
87	7 569	658 503	9.327 4	4.431 0	1.939 52	0.011 49
88	7 744	681 472	9.380 8	4.448 0	1.944 48	0.011 36
89	7 921	704 969	9.434 0	4.464 7	1.949 39	0.011 24
90	8 100	729 000	9.486 8	4.481 4	1.954 24	0.011 11
91	8 281	753 571	9.539 4	4.497 9	1.959 04	0.010 99
92	8 464	778 688	9.591 7	4.514 4	1.963 79	0.010 87
93	8 649	804 357	9.643 7	4.530 7	1.968 48	0.010 75
94	8 836	830 584	9.695 4	4.546 8	1.973 13	0.010 64
95	9 025	857 375	9.746 8	4.562 9	1.977 72	0.010 53
96	9 216	884 736	9.798 0	4.578 9	1.982 27	0.010 42
97	9 409	912 673	9.848 9	4.594 7	1.986 77	0.010 31
98	9 604	941 192	9.899 5	4.610 4	1.991 23	0.010 20
99	9 801	970 299	9.949 9	4.626 1	1.995 64	0.010 10
100	10 000	1 000 000	10.000 0	4.641 6	2.000 00	0.010 00
101	10 201	1 030 301	10.049 9	4.657 0	2.004 32	0.009 90
102	10 404	1 061 208	10.099 5	4.672 3	2.008 60	0.009 80
103	10 609	1 092 727	10.148 9	4.687 5	2.012 84	0.009 71
104	10 816	1 124 864	10.198 0	4.702 7	2.017 03	0.009 62
105	11 025	1 157 625	10.247 0	4.717 7	2.021 19	0.009 52
106	11 236	1 191 016	10.295 6	4.732 6	2.025 31	0.009 43
107	11 449	1 225 043	10.344 1	4.747 5	2.029 38	0.009 35
108	11 664	1 259 712	10.392 3	4.762 2	2.033 42	0.009 26
109	11 881	1 295 029	10.440 3	4.776 9	2.037 43	0.009 17
110	12 100	1 331 000	10.488 1	4.791 4	2.041 39	0.009 09
111	12 321	1 367 631	10.535 7	4.805 9	2.045 32	0.009 01
112	12 544	1 404 928	10.583 0	4.820 3	2.049 22	0.008 93
113	12 769	1 442 897	10.630 1	4.834 6	2.053 08	0.008 85
114	12 996	1 481 544	10.677 1	4.848 8	2.056 90	0.008 77
115	13 225	1 520 875	10.723 8	4.862 9	2.060 70	0.008 70
116	13 456	1 560 896	10.770 3	4.877 0	2.064 46	0.008 62
117	13 689	1 601 613	10.816 7	4.891 0	2.068 19	0.008 55
118	13 924	1 643 032	10.862 8	4.904 9	2.071 88	0.008 47
119	14 161	1 685 159	10.908 7	4.918 7	2.075 55	0.008 40
120	14 400	1 728 000	10.954 5	4.932 4	2.079 18	0.008 33
121	14 641	1 771 561	11.000 0	4.946 1	2.082 79	0.008 26
122	14 884	1 815 848	11.045 4	4.959 7	2.086 36	0.008 20
123	15 129	1 860 867	11.090 5	4.973 2	2.089 91	0.008 13
124	15 376	1 906 624	11.135 5	4.986 6	2.093 42	0.008 06
125	15 625	1 953 125	11.180 3	5.000 0	2.096 91	0.008 00
126	15 876	2 000 376	11.225 0	5.013 3	2.100 37	0.007 94
127	16 129	2 048 383	11.269 4	5.026 5	2.103 80	0.007 87
128	16 384	2 097 152	11.313 7	5.039 7	2.107 21	0.007 81
129	16 641	2 146 689	11.357 8	5.052 8	2.110 59	0.007 75
130	16 900	2 197 000	11.401 8	5.065 8	2.113 94	0.007 69

n	n ²	n ³	\sqrt{n}	$\sqrt[3]{n}$	log ₁₀ n	1/n
131	17 161	2 248 091	11.445 5	5.078 8	2.117 27	0.007 63
132	17 424	2 299 968	11.489 1	5.091 6	2.120 57	0.007 58
133	17 689	2 352 637	11.532 6	5.104 5	2.123 85	0.007 52
134	17 956	2 406 104	11.575 8	5.117 2	2.127 10	0.007 46
135	18 225	2 460 375	11.619 0	5.129 9	2.130 33	0.007 41
136	18 496	2 515 456	11.661 9	5.142 6	2.133 54	0.007 35
137	18 769	2 571 353	11.704 7	5.155 1	2.136 72	0.007 30
138	19 044	2 628 072	11.747 3	5.167 6	2.139 88	0.007 25
139	19 321	2 685 619	11.789 8	5.180 1	2.143 01	0.007 19
140	19 600	2 744 000	11.832 2	5.192 5	2.146 13	0.007 14
141	19 881	2 803 221	11.874 3	5.204 8	2.149 22	0.007 09
142	20 164	2 863 288	11.916 4	5.217 1	2.152 29	0.007 04
143	20 449	2 924 207	11.958 3	5.229 3	2.155 34	0.006 99
144	20 736	2 985 984	12.000 0	5.241 5	2.158 36	0.006 94
145	21 025	3 048 625	12.041 6	5.253 6	2.161 37	0.006 90
146	21 316	3 112 136	12.083 0	5.265 6	2.164 35	0.006 85
147	21 609	3 176 523	12.124 4	5.277 6	2.167 32	0.006 80
148	21 904	3 241 792	12.165 5	5.289 6	2.170 26	0.006 76
149	22 201	3 307 949	12.206 6	5.301 5	2.173 19	0.006 71
150	22 500	3 375 000	12.247 4	5.313 3	2.176 09	0.006 67
151	22 801	3 442 951	12.288 2	5.325 1	2.178 98	0.006 62
152	23 104	3 511 808	12.328 8	5.336 8	2.181 84	0.006 58
153	23 409	3 581 577	12.369 3	5.348 5	2.184 69	0.006 54
154	23 716	3 652 264	12.409 7	5.360 1	2.187 52	0.006 49
155	24 025	3 723 875	12.449 9	5.371 7	2.190 33	0.006 45
156	24 336	3 796 416	12.490 0	5.383 2	2.193 12	0.006 41
157	24 649	3 869 893	12.530 0	5.394 7	2.195 90	0.006 37
158	24 964	3 944 312	12.569 8	5.406 1	2.198 66	0.006 33
159	25 281	4 019 679	12.609 5	5.417 5	2.201 40	0.006 29
160	25 600	4 096 000	12.649 1	5.428 8	2.204 12	0.006 25
161	25 921	4 173 281	12.688 6	5.440 1	2.206 83	0.006 21
162	26 244	4 251 528	12.727 9	5.451 4	2.209 52	0.006 17
163	26 569	4 330 747	12.767 1	5.462 6	2.212 19	0.006 13
164	26 896	4 410 944	12.806 2	5.473 7	2.214 84	0.006 10
165	27 225	4 492 125	12.845 2	5.484 8	2.217 48	0.006 06
166	27 556	4 574 296	12.884 1	5.495 9	2.220 11	0.006 02
167	27 889	4 657 463	12.922 8	5.506 9	2.222 72	0.005 99
168	28 224	4 741 632	12.961 5	5.517 8	2.225 31	0.005 95
169	28 561	4 826 809	13.000 0	5.528 8	2.227 89	0.005 92
170	28 900	4 913 000	13.038 4	5.539 7	2.230 45	0.005 88
171	29 241	5 000 211	13.076 7	5.550 5	2.233 00	0.005 85
172	29 584	5 088 448	13.114 9	5.561 3	2.235 53	0.005 81
173	29 929	5 177 717	13.152 9	5.572 1	2.238 05	0.005 78
174	30 276	5 268 024	13.190 9	5.582 8	2.240 55	0.005 75
175	30 625	5 359 375	13.228 8	5.593 4	2.243 04	0.005 71
176	30 976	5 451 776	13.266 5	5.604 1	2.245 51	0.005 68
177	31 329	5 545 233	13.304 1	5.614 7	2.247 97	0.005 65
178	31 684	5 639 752	13.341 7	5.625 2	2.250 42	0.005 62
179	32 041	5 735 339	13.379 1	5.635 7	2.252 85	0.005 59
180	32 400	5 832 000	13.416 4	5.646 2	2.255 27	0.005 56
181	32 761	5 929 741	13.453 6	5.656 7	2.257 68	0.005 52
182	33 124	6 028 568	13.490 7	5.667 1	2.260 07	0.005 49
183	33 489	6 128 487	13.527 7	5.677 4	2.262 45	0.005 46
184	33 856	6 229 504	13.564 7	5.687 7	2.264 82	0.005 43
185	34 225	6 331 625	13.601 5	5.698 0	2.267 17	0.005 41
186	34 596	6 434 856	13.638 2	5.708 3	2.269 51	0.005 38
187	34 969	6 539 203	13.674 8	5.718 5	2.271 84	0.005 35
188	35 344	6 644 672	13.711 3	5.728 7	2.274 16	0.005 32
189	35 721	6 751 269	13.747 7	5.738 8	2.276 46	0.005 29
190	36 100	6 859 000	13.784 0	5.748 9	2.278 75	0.005 26
191	36 481	6 967 871	13.820 3	5.759 0	2.281 03	0.005 24
192	36 864	7 077 888	13.856 4	5.769 0	2.283 30	0.005 21
193	37 249	7 189 057	13.892 4	5.779 0	2.285 56	0.005 18
194	37 636	7 301 384	13.928 4	5.789 0	2.287 80	0.005 15
195	38 025	7 414 875	13.964 2	5.798 9	2.290 03	0.005 13
196	38 416	7 529 536	14.000 0	5.808 8	2.292 26	0.005 10
197	38 809	7 645 373	14.035 7	5.818 6	2.294 47	0.005 08
198	39 204	7 762 392	14.071 2	5.828 5	2.296 67	0.005 05

n	n ²	n ³	\sqrt{n}	$\sqrt[3]{n}$	log ₁₀ n	1/n
199	39 601	7 880 599	14.106 7	5.838 3	2.298 85	0.005 03
200	40 000	8 000 000	14.142 1	5.848 0	2.301 03	0.005 00
201	40 401	8 120 601	14.172 4	5.857 8	2.303 20	0.004 98
202	40 804	8 242 408	14.212 7	5.867 5	2.305 35	0.004 95
203	41 209	8 365 427	14.247 8	5.877 1	2.307 50	0.004 92
204	41 616	8 489 664	14.282 9	5.886 8	2.309 63	0.004 90
205	42 025	8 615 125	14.317 8	5.896 4	2.311 75	0.004 87
206	42 436	8 741 816	14.352 7	5.905 9	2.313 87	0.004 85
207	42 849	8 869 743	14.387 5	5.915 5	2.315 97	0.004 83
208	43 264	8 998 912	14.422 2	5.925 0	2.318 06	0.004 81
209	43 681	9 129 329	14.456 8	5.934 5	2.320 15	0.004 78
210	44 100	9 261 000	14.491 4	5.943 9	2.322 22	0.004 76
211	44 521	9 393 931	14.525 8	5.953 3	2.324 28	0.004 74
212	44 944	9 528 128	14.560 2	5.962 7	2.326 34	0.004 72
213	45 369	9 663 597	14.594 5	5.972 1	2.328 38	0.004 69
214	45 796	9 800 344	14.628 7	5.981 4	2.330 41	0.004 67
215	46 225	9 938 375	14.662 9	5.990 7	2.332 44	0.004 65
216	46 656	10 077 696	14.696 9	6.000 0	2.334 45	0.004 63
217	47 089	10 218 313	14.730 9	6.009 2	2.336 46	0.004 61
218	47 524	10 360 232	14.764 8	6.018 5	2.338 46	0.004 59
219	47 961	10 503 459	14.798 6	6.027 7	2.340 44	0.004 57
220	48 400	10 648 000	14.832 4	6.036 8	2.342 42	0.004 55
221	48 841	10 793 861	14.866 1	6.045 9	2.344 39	0.004 52
222	49 284	10 941 048	14.899 7	6.055 0	2.346 35	0.004 50
223	49 729	11 089 567	14.933 2	6.064 1	2.348 30	0.004 48
224	50 176	11 239 424	14.966 6	6.073 2	2.350 25	0.004 46
225	50 625	11 390 625	15.000 0	6.082 2	2.352 18	0.004 44
226	51 076	11 543 176	15.033 3	6.091 2	2.354 11	0.004 42
227	51 529	11 697 083	15.066 5	6.100 2	2.356 03	0.004 40
228	51 984	11 852 352	15.099 7	6.109 1	2.357 93	0.004 38
229	52 441	12 008 989	15.132 7	6.118 0	2.359 84	0.004 37
230	52 900	12 167 000	15.165 8	6.126 9	2.361 73	0.004 35
231	53 361	12 326 391	15.198 7	6.135 8	2.363 61	0.004 33
232	53 824	12 487 168	15.231 5	6.144 6	2.365 49	0.004 31
233	54 289	12 649 337	15.264 3	6.153 4	2.367 36	0.004 29
234	54 756	12 812 904	15.297 1	6.162 2	2.369 22	0.004 27
235	55 225	12 977 875	15.329 7	6.171 0	2.371 07	0.004 25
236	55 696	13 144 256	15.362 3	6.179 7	2.372 91	0.004 24
237	56 169	13 312 053	15.394 8	6.188 5	2.374 75	0.004 22
238	56 644	13 481 272	15.427 2	6.197 2	2.376 58	0.004 20
239	57 121	13 651 919	15.459 6	6.205 8	2.378 40	0.004 18
240	57 600	13 824 000	15.491 9	6.214 5	2.380 21	0.004 17

i) PREFIJOS PARA LAS UNIDADES

J) UNIDADES FUNDAMENTALES SISTEMA INTERNACIONAL

PREFIJO	SÍMBOLO	FACTOR POR EL QUE DEBE MULTIPLICARSE LA UNIDAD	MAGNITUD	NOMBRE	SÍMBOLO
Peta	P	10 ¹⁸ = 1 000 000 000 000 000 000	Longitud	Metro	m
Exa	E	10 ¹⁵ = 1 000 000 000 000 000	Masa	Kilogramo	kg
Tera	T	10 ¹² = 1 000 000 000 000	Tiempo	Segundo	s
Giga	G	10 ⁹ = 1 000 000 000	Intensidad de corriente eléctrica	Ampere	A
Mega	M	10 ⁶ = 1 000 000	Temperatura termodinámica	Kelvin*	°K
Kilo	K	10 ³ = 1 000	Cantidad de sustancia	mol	mol
Hecto	h	10 ² = 100	Intensidad luminosa	candela	cd
Deca	da	10 = 10			
deci	d	10 ⁻¹ = 0.1			
centi	c	10 ⁻² = 0.01			
mili	m	10 ⁻³ = 0.001			
micro	μ	10 ⁻⁶ = 0.000 001			
nano	n	10 ⁻⁹ = 0.000 000 001			
pico	p	10 ⁻¹² = 0.000 000 000 001			
femto	f	10 ⁻¹⁵ = 0.000 000 000 000 001			
atto	a	10 ⁻¹⁸ = 0.000 000 000 000 000 001			

* El grado Celsius (°C) se considera una unidad derivada. Celsius es el nombre adoptado para el centígrado en el S.I. °K = °C + 273.15.

k) UNIDADES SUPLEMENTARIAS

MAGNITUD	NOMBRE	SÍMBOLO
Ángulo plano	radián	rad
Ángulo sólido	estereorradián	sr

l) VALORES RELATIVOS A CONSTANTES DE USO FRECUENTE

Atm = Presión Atmosférica = $1.013\ 25 \times 10^5 \text{ N}\cdot\text{m}^{-2}$

C = Coulomb = 6.24×10^{18} electrones

A = Ampere = 6.24×10^{18} electrones / segundo

R = Constante de los Gases = $8.315\ 5 \times 10^3 \text{ J}\cdot(\text{°K}^{-1})\cdot\text{Kmol}^{-1}$

r = Gravitación Universal = $6.685 \times 10^{-11} \text{ m}^3\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{S}^{-2}$

kWh = Trabajo eléctrico = $3.6 \times 10^6 \text{ W}\cdot\text{S}$

π = relación circunferencia al diámetro

= 3.141 592 653 589 793 238 462 64...

e = base logaritmos naturales = 2.718 28...

g = aceleración de la gravedad = 9.806 65 m/s²

radián = 57.295 779 051 08 grados sexagesimales

= 57°17'45"

MAGNITUD	VALOR	MAGNITUD	VALOR	MAGNITUD	VALOR	MAGNITUD	VALOR
$\frac{\pi}{4}$	0.785 398	g	9.806 65	$\sqrt{\pi}$	1.772 454	e^2	7.389 056
π	3.141 593	g^2	96.170 38	$\sqrt[3]{\pi}$	1.464 592	$\frac{1}{e}$	0.367 879
2π	6.283 185	$\frac{1}{g}$	0.101 97	$\frac{1}{\sqrt{\pi}}$	0.564 190	\sqrt{e}	1.648 721
4π	12.566 37	\sqrt{g}	3.131 56	$\frac{1}{\sqrt[3]{\pi}}$	0.682 784	log e	0.434 294
π^2	9.869 604	log g	0.991 52	log π	0.497 150	$\sqrt{3}$	1.732 051
π^3	31.006 277	e	2.718 281 823 5	$\sqrt{2}$	1.414 214	$\sqrt[3]{3}$	1.442 250

1.2.2 ÁREAS Y VOLÚMENES DE LOS PRINCIPALES CUERPOS GEOMÉTRICOS

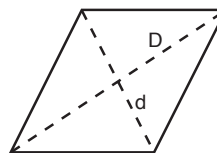
a) ÁREA DE SUPERFICIES PLANAS

CUADRADO



$S = L^2$

ROMBO



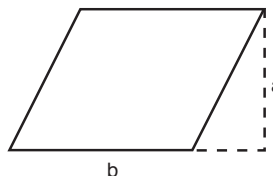
$s = \frac{Dd}{2}$

RECTÁNGULO



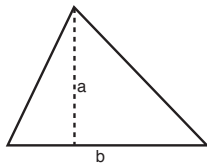
$S = ab$

PARALELOGRAMO



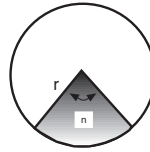
$S = ab$

TRIÁNGULO



$$S = \frac{ab}{2}$$

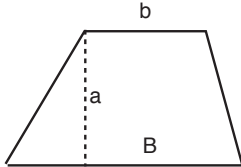
SECTOR CIRCULAR



$$S = \pi r^2 \frac{n}{360}$$

n = ángulo del sector circular en grados

TRAPECIO



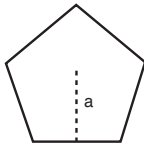
$$S = \left(\frac{B+b}{2}\right) a$$

SEGMENTO CIRCULAR



$$S = \text{Área del Sector} - \text{Área de Triángulo}$$

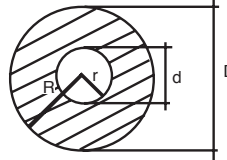
POLÍGONOS REGULARES



$$s = \frac{pa}{2}$$

p = perímetro
a = apotema

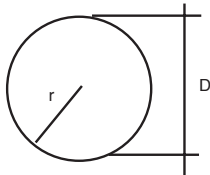
CORONA CIRCULAR



$$S = \pi (R^2 - r^2)$$

$$S = 0.7854 (D^2 - d^2)$$

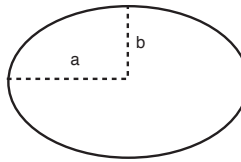
CÍRCULO



$$S = \pi r^2$$

$$S = \frac{\pi D^2}{4}$$

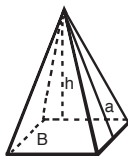
ELIPSE



$$S = \pi a b$$

b) ÁREAS Y VOLÚMENES DE LOS CUERPOS SÓLIDOS

PIRÁMIDE REGULAR

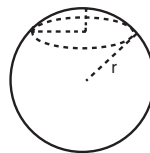


$$S = \frac{p}{2} a + B$$

$$V = \frac{1}{3} B h$$

p= perímetro de la base
a= apotema
B= área de la base
h= altura

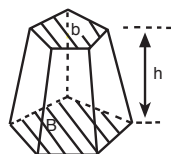
ESFERA



$$S = 4 \pi r^2$$

$$V = \frac{4}{3} \pi r^3$$

TRONCO DE PIRÁMIDE



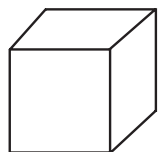
$$s = \left(\frac{P+P'}{2}\right) a + (B + b)$$

$$V = \frac{1}{3} h (B + b + \sqrt{B b})$$

P y P' = Perímetros de las bases inferior y superior respectivamente

B = área de la base inferior
b = área de la base superior

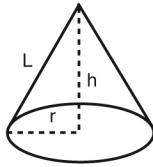
CUBO



$$S = 6L^2$$

$$V = L^3$$

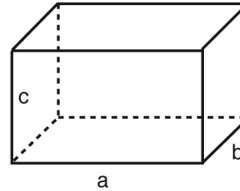
CONO



$$S = \pi r (L + r)$$

$$V = \frac{1}{3} \pi r^2 h$$

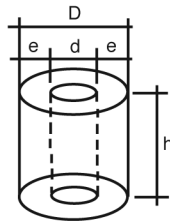
PARALELEPÍPEDO RECTANGULAR



$$S = 2 (ab + ac + bc)$$

$$V = a b c$$

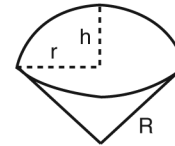
CILINDRO HUECO



$$V = \frac{\pi h}{4} (D^2 - d^2)$$

$$V = \frac{D + d}{2} (\pi e h)$$

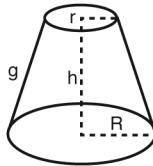
SECTOR ESFÉRICO



$$S = \pi R (2h + r)$$

$$V = \frac{2}{3} \pi R h^2$$

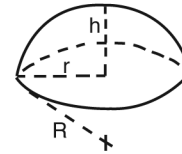
TRONCO DE CONO



$$S = \pi [(R + r) g + R^2 + r^2]$$

$$V = \frac{1}{3} \pi h (R^2 + r^2 + Rr)$$

CASQUETE ESFÉRICO



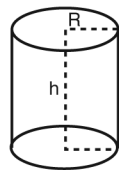
$$S = 2 \pi R (R - \sqrt{R^2 - r^2})$$

$$S = 2 \pi R h$$

$$V = \frac{1}{6} \pi h (3r^2 + h^2)$$

$$V = \frac{1}{3} \pi h^2 (3R - h)$$

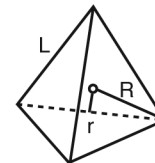
CILINDRO



$$S = 2 \pi R (R + h)$$

$$V = \pi R^2 h$$

TETRAEDRO



$$S = \sqrt{3} L^2$$

$$V = \frac{\sqrt{2}}{12} L^3$$

$$S = \sqrt{3} \times 24 r^2$$

$$V = 8\sqrt{3} r^3$$

$$S = \frac{8\sqrt{3}}{3} R^2$$

$$V = \frac{8\sqrt{3}}{27} R^3$$

L = arista
R = radio de la esfera circunscrita
r = radio de la esfera inscrita

1.2.3 ALTITUDES SOBRE EL NIVEL DEL MAR, TEMPERATURAS MEDIAS ANUALES Y TENSIONES NOMINALES DE DISTRIBUCIÓN EN LAS CIUDADES MÁS IMPORTANTES DE LA REPÚBLICA MEXICANA

CIUDADES	ALTITUDES m/N.M.:	TEMP. MEDIA ANUAL °C	TENSIÓN NOMINAL DE DISTRIBUCIÓN EN VOLTS
Acámbaro, Gto.	1 860	18.8	13 200
Acapulco, Gro.	30	27.7	13 200
Aguascalientes, Ags.	1 870	17.4	13 200
Campeche, Camp.	10	26.2	13 200
Cancún, Qroo.	8	27.2	13 200
Celaya, Gto.	1 750	17.4	15 000/13 200

CIUDADES	ALTITUDES m/N.M.:	TEMP. MEDIA ANUAL °C	TENSIÓN NOMINAL DE DISTRIBUCIÓN EN VOLTS
Cd. Guzmán, Jal.	1 520	20.7	20 000
Cd. Juárez, Chih.	1 120	18.9	13 800/4 160
Cd. Obregón, Son.	40	25.1	13 200
Cd. del Carmen, Camp.	2	26.2	13 200
Cd. Victoria, Tamps.	320	23.7	13 200
Coatzacoalcos, Ver.	50	26.0	13 200/2 400
Colima, Col.	500	24.3	13 200/2 300
Córdoba, Ver.	850	20.1	6 600
Cuatla, Mor.	1 300	18.3	13 200
Cuernavaca, Mor.	1 510	21.8	23 000/6 600
Culiacán, Sin.	60	25.1	13 200
Chihuahua, Chih.	1 440	18.8	22 900
Chilpancingo, Gro.	1 250	22.6	6 600
Durango, Dgo.	1 880	17.0	13 200
Ensenada, B.C.N.	20	17.4	13 200
Fresnillo, Zac.	2 185	16.7	13 200
Guadalajara, Jal.	1 550	20.3	22 900/4 000
Guaymas, Son.	10	26.2	13 200
Guanajuato, Gto.	2 000	18.5	15 000/2 200
Hermosillo, Son.	210	25.6	13 200
Iguala, Gro.	710	28.1	6 600
Irapuato, Gto.	1 730	22.3	15 000
Jalapa, Ver.	1 460	18.3	13 200
La Paz, B.C.S.	10	23.0	13 200
León, Gto.	1 800	19.7	13 200
Los Mochis, Sin.	10	27.1	13 200
Manzanillo, Col.	5	26.3	13 200
Matamoros, Tamps.	10	24.3	12 000/4 000
Matías Romero, Oax.	180	24.2	13 200
Mazatlán, Sin.	10	25.6	13 200
Mérida, Yuc.	9	24.8	13 200
Mexicali, B.C.N.	3	22.3	34 500/13 200/4 160
México, D.F.	2 240	16.6	23 000/6 600
Minatitlán, Ver.	20	22.2	13 200
Monclova, Coah.	620	22.4	13 200
Monterrey, N.L.	530	22.0	13 200/4 160
Morelia, Mich.	1 920	17.5	6 600/4 160
Navojoa, Son.	50	27.3	13 200
Nuevo Laredo, Tamps.	150	21.1	12 000
Oaxaca, Oax.	1 555	19.9	13 200
Orizaba, Ver.	1 230	19.5	6 600
Pachuca, Hgo.	2 000	14.8	13 200/6 600
Parral, Chih.	1 720	17.3	13 200/6 600
Piedras Negras, Coah.	230	21.4	13 200
Poza Rica, Ver.	50	26.3	6 600
Puebla, Pue.	2 135	21.4	34 500/13 200/11 400
Querétaro, Qro.	1 820	18.9	13 200/ 6 600/4 000
Reynosa, Tamps.	40	25.4	12 000
Salamanca, Gto.	1 720	20.0	15 000
Saltillo, Coah.	1 700	17.5	13 200
San Luis Potosí, S.L.P.	1 860	21.0	13 200
Silao, Gto.	1 780	20.1	15 000
Tampico, Tamps.	10	20.7	13 200
Tapachula, Chis.	170	22.9	13 200
Tehuacán, Pue.	1 620	18.4	13 200/6 600
Tepic, Nay.	915	20.2	13 200
Tijuana, B.C.N.	20	17.5	13 200/2 400
Tlaxcala, Tlax	2 240	17.0	13 200
Toluca, Méx.	2 680	14.0	23 000/6 600
Torreón, Coah.	1 120	22.9	13 200
Tuxtla Gtz., Chis.	600	24.7	13 200
Uruapan, Mich.	1 620	19.4	6 600
Veracruz, Ver.	10	25.6	13 200
Villahermosa, Tab.	20	30.2	13 200
Zacatecas, Zac.	2 440	15.3	13 200

NOTA: Para todas las Ciudades, la baja tensión es 220/127 V. y frecuencia de 60 Hz.

1.3 Elementos de física

1.3.1 PROPIEDADES DE ALGUNOS MATERIALES

MATERIAS	PESO ESPECÍFICO	CALOR ESPECÍFICO	TEMPERATURA DE FUSIÓN	COEFICIENTE DE DILATACIÓN	RESISTIVIDAD *	MATERIAS	PESO ESPECÍFICO	CALOR ESPECÍFICO	TEMPERATURA DE FUSIÓN	COEFICIENTE DE DILATACIÓN	RESISTIVIDAD *
	kg / dm ³	cal / g°C	°C	mm/m°C			kg/dm ³	cal/g°C	°C	mm/m°C	
Acero	7.85	0.114	1 400	0.012	13.0	Molibdeno	10.30	0.072	2 620	0.005	5.78
Aluminio	2.67	0.210	660	0.023	2.7	Níquel	8.70	0.110	1 455	0.013	11.93
Antimonio	6.62	0.049	630	0.009	41.0	Oro	19.33	0.032	1 065	0.015	2.1
Arena	1.2 - 1.6	0.191	1 600	—	—	Parafina	0.90	0.780	52	—	—
Bismuto	9.80	0.030	270	0.013	115.0	Plata	10.50	0.056	960	0.009	1.46
Bórax	1.72	0.238	741	—	—	Platino	21.45	0.033	1 800	0.020	9.03
Cadmio	8.65	0.055	320	0.032	7.7	Plomo	11.34	0.031	330	0.029	20.8
Calcio	1.55	0.149	850	0.025	3.43	Potasio	0.86	0.173	64	0.083	6.64
Cobalto	8.80	0.105	1 495	0.013	6.36	Sal	2.15	0.207	802	—	—
Cobre (bar.)	8.93	0.093	1 085	0.017	1.72	Sodio	0.97	0.295	98	0.071	4.1
Cromo	7.14	0.110	1 830	0.006	14.0	Titanio	4.50	0.142	1 730	0.088	77.0
Estaño	7.20	0.056	230	0.035	12.3	Tungsteno	19.30	0.034	3 370	0.004	5.65
Esteatita	2.60	0.250	1 650	—	—	Uranio	18.90	0.028	1 130	0.019	60.0
Hierro (bar.)	7.85	0.114	1 500	0.014	139.0	Vanadio	6.11	0.120	1 710	0.008	24.8
Iodo	4.93	0.052	113	—	—	Zinc	7.10	0.094	420	0.029	5.6
Iridio	22.42	0.032	2 450	0.006	5.3	Zirconio	6.50	0.067	1 860	0.005	45.0
Latón	8.50	0.092	900	0.019	5.5						
Magnesio	1.74	0.246	650	0.026	4.6						
Manganeso	7.44	0.122	1 240	0.023	28.0						
Mercurio	13.60	0.033	-39	—	94.07						
Mica	2.6 - 3.2	0.207	1 300	—	—						

* Para obtener el valor de la resistividad eléctrica en Ωmm²/m. tiene que multiplicar por 10²; para obtener en Ωcm. por 10⁶
 Ejemplo: Cobre = 1.72 . 10² Ωmm²/m
 = 1.72 . 10⁶ Ωcm

1.3.2 FÍSICA NUCLEAR

a) ALGUNAS UNIDADES

Actividad: El Curie (C) es la cantidad de radioelemento en la que el número de desintegraciones por segundo es de 3.7 x 10¹⁰.

Dosis de exposición: El Roentgen (R) es la cantidad de radiación X ó γ, tal que la emisión corpuscular asociada con él en 0.001 293 gramos de aire produzca en el aire un número de iones que transporta una unidad electroestática c g s de cada signo (es decir 1/3 x 10⁹ coulomb).

Dosis absorbida: El rad es la dosis absorbida equivalente a una energía de 100 ergs por gramo de la sustancia irradiada en el punto considerado.

Dosis biológica eficaz: El rem es la dosis de radiación ionizante la cual, absorbida por el cuerpo humano, produce un efecto biológico idéntico al de un rad de rayos X de referencia.

Intensidad de radiación: expresada en R/h. o rem/h

b) CARACTERÍSTICAS DE LOS RADIOELEMENTOS CORRIENTES

RADIO-ELEMENTO	SEMI-VIDA	ENERGÍA Mev		INTENSIDAD A1m DE UNA FUENTE DE 1 CURIE R/h
		β (max)	γ	
Na 24	15.0 h	1.389	1.369-2.754	1.91
Fe 59	45.0 j	0.475-1.57	1.095-1.292	0.66
Co 60	5.26 a	0.32	1.173-1.332	1.35
Zn 65	245.0 j	β + (0.325)	1.115	0.30
Br 82	35.34 h	0.444	1.475-1.317	1.51
			1.044-0.828-0.777	
			0.698-0.619-0.554	
			0.364-0.627	0.27
I 131	8.05 j	0.606	0.662	0.35
Cs 137	30.0 a	1.176-0.514	1.12-1.19-1.22	0.62
Ta 182	115.0 j	1.71-0.552	0.07-0.10	
Ir 192	74.2 j	0.67	0.30-0.47-0.60	0.27
Au 198	2.698 j	0.962	0.412	0.24
Ra 226	1 602 a	α = 4.78-4.60;	β = 0; γ = 0.186	0.84

c) CARACTERÍSTICAS DE LOS RADIOELEMENTOS PESADOS

RADIO-ELEMENTO	ABUNDANCIA NATURAL %	σ_a BARNs	σ_f BARNs	γ	η
U 233	0	580.0	528.0	2.54	2.28
U 234	0.005 8	105.0	0.65	—	—
U 235	0.714	683.0	582.0	2.46	2.05
U 238	99.28	2.75	0.000 5	—	—
Pu 239	0	1 065.0	750.0	2.90	2.11
Pu 240	0	286.0	0.1	—	—
Pu 241	0	1 400.0	1 025.0	2.98	2.18
Pu 242	0	30.0	0.2	—	—

- σ_a : sección eficaz de absorción.
- σ_f : sección eficaz de fisión para neutrones térmicos.
- γ : número de neutrones emitidos por fisión térmica.
- η : número de neutrones emitidos por neutrón térmico absorbido en el combustible.

d) CARACTERÍSTICAS DE ALGUNOS ELEMENTOS

- Z: número atómico.
 - A: peso atómico.
 - ρ : densidad.
 - σ_a : sección eficaz de absorción
 - σ_s : sección eficaz de difusión
 - μ : coeficiente de atenuación lineal para γ de 3 Mev
 - ξ : Coeficiente de frenado.
- } para neutrones térmicos
(2 200 m/s).

ELE-MENTO	Z	A	ρ g/cm ³	σ_a barns	σ_s barns	ξ	μ cm ⁻¹
H	1	1.008 3	8.99x10 ⁻⁵	0.335	38.0	1.000	0.621x10 ⁻⁵
He	2	4.003	17.8x10 ⁻⁵	0.007	0.8	0.425	0.621x10 ⁻⁵
Li	3	6.940	0.534	71.0	1.4	0.268	0.162
Be	4	9.013	1.84	0.01	7.0	0.209	0.057 6
B	5	10.82	2.45	754.0	4.0	0.171	0.078 7
C	6	12.01	1.60	0.000 4	4.8	0.158	0.055 5
N	7	14.01	130x10 ⁻⁵	1.88	10.0	0.136	4.34x10 ⁻⁵
O	8	16.00	143x10 ⁻⁵	20x10 ⁻⁵	4.2	0.120	5.13x10 ⁻⁵
Na	11	22.99	0.971	0.52	4.0	0.084 5	0.033 8
Mg	12	24.32	1.74	0.069	3.6	0.081 1	0.062 6
Al	13	26.98	2.70	0.241	1.4	0.072 3	0.095 6
K	19	39.10	0.87	2.07	1.5	0.050 4	0.031 8
Cr	24	52.01	6.92	3.1	3.0	0.038 5	0.245
Mn	25	54.94	7.42	13.2	2.3	0.035 9	0.187
Fe	26	55.85	7.86	2.62	11.0	0.035 3	0.283
Ni	28	58.71	8.75	4.6	17.5	0.033 5	0.326
Cu	29	63.54	8.94	3.85	7.2	0.030 9	0.321
Zn	30	65.38	7.14	1.1	3.6	0.030 4	0.259
Zr	40	91.22	6.44	0.185	8.0	0.021 8	0.234
Mo	42	95.95	10.2	2.70	7.0	0.020 7	0.373
Ag	47	107.88	10.5	63.0	6.0	0.018 4	0.393
Cd	48	112.41	8.65	2.45	7.0	0.017 8	0.318
Sn	50	118.70	6.5	0.625	4.0	0.016 7	0.267
Hg	80	200.61	13.6	380.0	20.0	0.009 9	0.575
Pb	82	207.21	11.3	0.170	11.0	0.009 6	0.481
Bi	83	209.00	9.7	0.034	9.0	0.009 5	0.418
Th	90	232.00	11.5	7.56	12.5	0.008 6	0.511
U	92	238.07	18.7	7.68	8.3	0.008 4	0.842

ELEMENTO	PESO MOLECULAR	DENSIDAD g/cm ³	SECCIÓN EFICAZ MACROSCÓPICA (cm ⁻¹)		μ cm ⁻¹	PUNTO DE FUSIÓN °C
			Σ _a	Σ _s		
H ₂ O	18.02	0.997	0.022 1	2.67	0.039 6	0.0
D ₂ O	20.03	1.10	3.3x10 ⁻⁵	0.449		3.81
Na 44K	30.08	0.890	0.021 4	0.052 7		19.0
Na 78K	35.56	0.875	0.024 5	0.033 5		-11.0
difenil	154.20	0.744	0.009 78	1.27	0.027 5	69.0
santowax R	230.29	0.838	0.010 3	1.36	0.030 8	145.0
CO ₂	44.01	198x10 ⁻⁵	0.011x10 ⁻⁵	24x10 ⁻⁵	7.04x10 ⁻⁵	
BeO	25.01	2.96	59.9x10 ⁻⁵	0.798	0.101	2 550.0
ZrH _{1.6}	93.24	5.61	0.026 2	2.50	0.207	
UC	247.22	13.63	22.68	0.491	0.622	2 475.0
UO ₂	267.21	10.8	16.63	0.448	0.484	2 878.0
Inconel		8.2	0.366	1.225	0.026 5	1 427.0
SS 304		7.92	0.308	1.016	0.028 4	1 427.0
SS 316		7.92	0.266	0.850	0.023 8	1 370.0

e) CONSTITUCIÓN DE LA MATERIA

PARTÍCULAS ELEMENTALES	PROPIEDADES
Electrón:	Partícula elemental menor con carga negativa Carga: e = 4.803 x 10 ⁻¹⁰ u e s = 1.602 x 10 ⁻¹⁹ Coulomb Masa: m = 9.109 x 10 ⁻²⁸ g Carga Específica: e/m = 1.758 794 2 x 10 ⁻⁸ C.kg ⁻¹
Positrón:	Partícula elemental menor con carga positiva Carga: e = + 4.803 x 10 ⁻¹⁰ u e s = 1.602 x 10 ⁻¹⁹ Coulomb Masa: m = 9.109 x 10 ⁻²⁸ g
Protón:	Partícula del núcleo atómico con carga positiva Carga: e = + 4.803 x 10 ⁻¹⁰ u e s = 1.602 x 10 ⁻¹⁹ Coulomb Masa: m = 1.672 x 10 ⁻²⁴ g
Neutrón:	Partícula del núcleo atómico sin carga Masa: m = 1.675 x 10 ⁻²⁴ g
Mesotrón:	Partícula elemental inestable: el u-Mesón tiene una masa de unas 209 veces la del electrón y carga positiva o negativa; el r-Mesón tiene una masa de unas 276 veces la del electrón y carga positiva o negativa.
Neutrino:	Partícula hipotética sin masa ni carga
Átomo:	Partícula menor de un elemento que puede tomar parte en una reacción química; consta de núcleo y órbitas de electrones.
Molécula:	Partícula más pequeña de una sustancia que es capaz de existencia independiente; consta de átomos unidos por enlaces químicos.

Relación entre masa en reposo y masa en movimiento

$$m = \frac{m_0}{\sqrt{1 - \frac{V^2}{C^2}}}$$

donde:
V = velocidad del cuerpo,
C = velocidad de la luz,
m₀ = masa en reposo,
m = masa en movimiento,

ENERGÍA NUCLEAR

- u.m.a. = Unidad de masa atómica = 1.6597 x 10⁻²⁷ kg.
- u.m.a. = 1/16 de la masa de isótopo del oxígeno O¹⁶
- u.m.a.u. = 1/12 de la masa del isótopo del carbono ₆C¹²
- u.m.a.u. = Unidad de masa atómica unificada = 1.6603 x 10⁻²⁷
- barn = Sección transversal eficaz de las reacciones nucleares = 10⁻²⁴cm²
- C₁ = Radiación primera = 2 π hc² = 3.7408 x 10⁻¹⁶ W · m²
- C₂ = Radiación segunda = hc ÷ k = 1.43898 x 10⁻² m · °k
- K = Constante de Boltzmann = 1.38072 x 10⁻²³ j · (°k⁻¹)
- 1/k = 1.16065 x 10⁴ °k · eV⁻¹
- F = Número de Faraday = 9.64886 x 10⁴ C · mol⁻¹
- N = Número de Avogadro = 6.0228 x 10²³ mol⁻¹
- A₀ = Radio de la primer orbita de Bohr = 5.29174 x 10⁻¹¹ m
- C = Velocidad de la luz en el vacío = 2.997929 x 10⁸ m.s⁻¹

f) ENERGÍA NUCLEAR

ALGUNAS FÓRMULAS FUNDAMENTALES

Energía total de la masa de un cuerpo:
 $E = mc^2 = 6.61 \times 10^{26} \times m$
 donde:
 $E =$ megaelectrovolts (Mev)
 $m =$ gramos

Energía de una radiación:
 $E = hv$
 donde:
 $E =$ energía en ergs
 $h = 6.62 \times 10^{27} \times \text{seg}$
 $V =$ frecuencia de la radiación

Potencia de un reactor lento:
 $P = 8.3 \times 10^{10} \times \phi \times m \times \sigma \times F \times G$

donde:
 $P =$ watts
 $G =$ peso del metal fisionable en gramos
 $\phi m =$ flujo medio del reactor neutrones/cm²
 $\sigma F =$ sección recta media de fisión

1 curie = 3.7×10^{10} desintegraciones/s
 1 rd = 10^6 desintegraciones/s
 1 amu = 1.66×10^{-24} gramos
 1 ev = 1.6×10^{-12} ergs
 1 fisión = 3.2×10^{-11} W seg
 $h = 6.62 \times 10^{27}$ erg x seg

$Y(U^{233}) = 1.54$
 $Y(U^{235}) = 2.46$
 $Y(PU^{239}) = 2.88$

La fisión completa de un gramo de U^{235} produce aproximadamente 23 000 kW/h

Poder de moderación

$H_2O = 1.53 \text{ cm}^{-1}$
 $D_2O = 0.17 \text{ cm}^{-1}$
 $C = 0.064 \text{ cm}^{-1}$

Tiempos de moderación

$H_2O = 10^{-5} \text{ seg}$
 $D_2O = 4.6 \times 10^{-5} \text{ seg}$
 $Be = 6.7 \times 10^{-5} \text{ seg}$
 $C = 1.5 \times 10^{-4} \text{ seg}$

Tiempos de difusión

$H_2O = 2.1 \times 10^{-4} \text{ seg}$
 $D_2O = 0.15 \times 10^{-4} \text{ seg}$
 $Be = 4.3 \times 10^{-3} \text{ seg}$
 $C = 1.2 \times 10^{-2} \text{ seg}$

Electrón

$mc^2 =$ Energía en reposo = 0.510 11 MeV
 $\lambda =$ Longitud de Onda = $2.426 27 \times 10^{-12} \text{ m}$
 $\gamma =$ radio = $2.817 88 \times 10^{-15} \text{ m}$

Neutrón

$mc^2 =$ Energía en reposo = 939.565 MeV

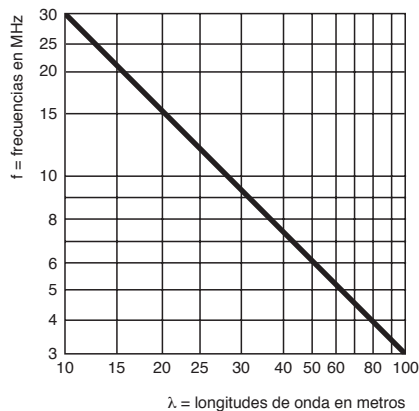
Protón

$mc^2 =$ Energía en reposo = 938.271 MeV
 $\lambda =$ Longitud de Onda = $1.321 8 \times 10^{-15} \text{ m}$

1.3.3 TELECOMUNICACIONES

a) CONVERSIÓN DE LAS LONGITUDES DE ONDA EN FRECUENCIAS

La gráfica siguiente permite convertir las longitudes de onda en frecuencias y viceversa.



Para valores inferiores o superiores a los que figuran en esta gráfica, pueden aplicarse los coeficientes de corrección siguientes:

PARA FRECUENCIAS DE	MULTIPLICAR	
	f por	λ por
30 a 300 kHz	0.01	100.0
300 a 3 000 kHz	0.1	10.0
3 a 30 MHz	1.0	1.0
30 a 300 MHz	10.0	0.1
300 a 3 000 MHz	100.0	0.01
3 000 a 30 000 MHz	1 000.0	0.001

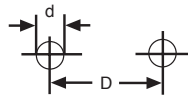
b) DECIBELES Y NEPERS

POTENCIAS, TENSIONES Y NEPERS
CORRESPONDIENTES A LOS DIVERSOS VALORES EN DECIBELES

dB	P ₁ /P ₂	E ₁ /E ₂	Np	dB	P ₁ /P ₂	E ₁ /E ₂	Np
0.1	1.023	1.012	0.012	8	6.311	2.512	0.921
0.3	1.072	1.035	0.035	9	7.943	2.818	1.036
0.5	1.122	1.059	0.058	10	10.0	3.162	1.151
0.7	1.175	1.084	0.080	12	15.85	3.98	1.38
1.0	1.259	1.122	0.115	14	25.12	5.01	1.61
1.5	1.413	1.189	0.173	15	31.62	5.62	1.73
2.0	1.585	1.259	0.230	16	39.81	6.31	1.84
2.5	1.778	1.334	0.287	18	63.19	7.94	2.07
3.0	1.995	1.413	0.345	20	100.0	10.0	2.30
3.5	2.239	1.496	0.403	24	251.19	15.89	2.76
4.0	2.512	1.585	0.460	28	630.96	25.12	3.22
4.5	2.818	1.679	0.517	34	2 512	50.12	3.91
5.0	3.162	1.778	0.576	40	10 000	100.0	4.60
6.0	3.981	1.995	0.691	45	31 620	177.0	5.18
7.0	5.012	2.239	0.806	50	100 000	316.0	5.76

c) IMPEDANCIAS CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Línea con dos hilos



$$Z_0 = 276 \log \frac{2D}{d}$$

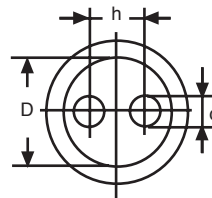
Línea coaxial



$$\frac{138}{\sqrt{e}} \log \frac{D}{d}$$

e = constante dieléctrica
= 1 para el aire

Línea blindada con dos hilos



$$Z_0 = \frac{276}{\sqrt{e}} \left(2V \frac{1}{1+s^2} \right)$$

$$V = \frac{h}{d} \quad S = \frac{h}{D}$$

1.3.4 ELECTRÓNICA

a) CÓDIGO DE COLORES DE LAS RESISTENCIAS



- A = primera cifra del valor en ohms
- B = segunda cifra del valor en ohms
- C = número de ceros después de la segunda cifra, o coeficiente de multiplicación de las dos primeras cifras.
- D = tolerancia.

COLOR	VALOR DE A	VALOR DE B	NÚMERO DE CEROS DE C	VALOR DEL COEFICIENTE C	VALOR DE D
Negro	0	0	0	—	—
Café	1	1	1	—	—
Rojo	2	2	2	—	—
Naranja	3	3	3	—	—
Amarillo	4	4	4	—	—
Verde	5	5	5	—	—
Azul	6	6	6	—	—
Violeta	7	7	7	—	—
Gris	8	8	8	—	—
Blanco	9	9	9	—	—
Oro	—	—	—	x 0.1	± 5%
Plata	—	—	—	x 0.01	± 10%
Sin banda D	—	—	—	—	± 20%

1.4 Elementos de electricidad

1.4.1 CIRCUITOS DE CORRIENTE DIRECTA

a) VARIACIÓN DE LA RESISTENCIA CON LA TEMPERATURA

$$R_t = R_o (1 + \alpha t)$$

donde:

R_t = resistencia a una temperatura t en °C

R_o = resistencia a 0°C

α = coeficiente de variación de la temperatura en el conductor a 0°C

t = temperatura en °C a la que se desea calcular la resistencia.

Ejemplo:

Un alambre de aluminio tiene una resistencia de 20 ohms a 0°C. ¿Cuál será su resistencia a 50°C ?

Para el aluminio $\alpha = 0.0037$

$$R_{50} = 20 (1 + 0.0037 \times 50) = 23.7 \text{ ohms}$$

Para el cobre $\alpha = 0.00393$

LEY DE OHM

$$I = \frac{V}{R}$$

donde:

I = corriente en amperes

V = tensión en volts

R = resistencia en ohms

Ejemplo:

Un acumulador de 6 volts tiene intercalada en un circuito exterior una resistencia de 8 ohms; si su resistencia interior es de 0.4 ohms, ¿qué intensidad de corriente circulará por este circuito?

$$I = \frac{6}{8 + 0.4} = 0.71 \text{ amperes}$$

b) EFECTOS CALORÍFICOS DE LA CORRIENTE. LEY DE JOULE

$$Q = 0.00024 RI^2 t$$

donde:

Q = cantidad de calor en kilocalorías.

R = resistencia en ohms

I = corriente en amperes

t = tiempo en segundos.

Ejemplo:

Al pasar una corriente por un conductor desarrolla en él una cantidad de calor proporcional a su resistencia, al tiempo y al cuadrado de la intensidad de la corriente. ¿Qué cantidad de calor se desarrolla durante una hora en una resistencia de 2 ohms, que es recorrida por una corriente de 5 amperes?

$$Q = 0.00024 \times 2 \times 5^2 \times 3600 = 43.2 \text{ kilocalorías.}$$

Equivalente calorífico de la energía eléctrica.

$$H = \frac{\text{Watts} \cdot \text{segundo}}{4184}$$

donde:

H = en kilocalorías.

Ejemplo:

Se quiere calentar a 60°C un depósito que contiene 150 litros de agua a la temperatura de 10°C. ¿Qué energía eléctrica se necesitará?

Diferencia temperatura : $(t_r - t_i) = 60 - 10 = 50^\circ\text{C}$

Cant calor : $Q_c = (t_r - t_i)V = 50 \times 150 = 7500$ kilocalorías.

Watts-seg = $7500 \times 4184 = 31380000$.

1 KWH = 1000×3600 watts-seg

$$\frac{31380000}{3600000} = 8.71 \text{ kW-h}$$

c) REÓSTATOS REGULADORES

$$d = a \sqrt[3]{I^2}$$

donde:

d = diámetro del alambre en mm

a = coeficiente.

I = corriente en amperes.

La sección debe ser tal que sea capaz de radiar el calor que produce la corriente sin calentarse demasiado.

El coeficiente a, dado en función de K (número de cm² de superficie de enfriamiento por watt transformado en calor). En los reóstatos refrigerados por aire se adoptan para K valores de 1 a 5 (cuanto más pequeño K más barato, pero se calienta más).

Valores de a para :

	K = 2	K = 3	K = 4	K = 5
Hierro	0.200	0.229	0.255	0.275
Melchor	0.290	0.330	0.365	0.390
Miquelina	0.305	0.350	0.385	0.415
Nicromo	0.390	0.450	0.495	0.535

Ejemplo:

¿Qué diámetro deberá tener el alambre melchor de un reóstato refrigerado por aire, que debe ser atravesado por una corriente de 10 amperes?

$$K = 0.330$$

$$d = 0.330 \sqrt[3]{10^2} = 1.5 \text{ mm}$$

d) REÓSTATOS DE ARRANQUE

$$s = aI \sqrt{\frac{T}{t_2 - t_1}}$$

donde:

s = sección en mm²

I = corriente en amperes.

T = tiempo de arranque en segundos.

t₂ - t₁ = temperatura en °C que se admite sobre la ambiente

a = coeficiente según material.

La sección debe ser tal que no sobrepase una temperatura de exceso sobre la ambiente, en el tiempo que esté funcionando.

Valores de a para:

Hierro	0.170
Melchor	0.300
Niquelina	0.320
Nicromo	0.615
Kruppina	1.56

Ejemplo:

¿Qué sección deberá darse a un alambre de niquelina que al ser atravesado durante 10 segundos por una corriente de 20 amperes su temperatura no deba elevarse por encima de 75°C?

Temperatura ambiente 15°C.

$$s = 0.320 \times 20 \sqrt{\frac{10}{75 - 15}} = 2.61 \text{ mm}^2$$

NOTA:

Se tomará la sección inmediata superior.

e) CONDENSADORES

CAPACITANCIA

$$C = \frac{Q}{V}$$

donde:

C = capacitancia en farads

V = tensión en volts

Q = carga eléctrica en coulombs

Ejemplo:

¿Cuál es la capacitancia de un condensador de placas que al aplicarle una tensión de 1 000 volts adquiere una cantidad de electricidad de 100 microcoulombs.

1 microcoulomb = 10⁻⁶ coulombs

$$C = \frac{100 \times 10^{-6}}{1\,000}$$

Condensador plano de dos láminas (un dieléctrico).

$$C = 0.0885 K \frac{S}{d}$$

Condensador plano de N láminas; (N - 1) dieléctrico.

$$C = 0.0885 K \frac{S(N-1)}{d}$$

donde:

C = capacitancia en microfarads

S = superficie placas en cm²

d = espesor dieléctrico en cm

K = constante dieléctrica.

Ejemplo:

¿Cuál es la capacitancia de un condensador plano formado por 6 láminas de 40 cm², siendo el dieléctrico de mica de 0.1 mm de espesor?

Para la mica K = 5

$$C = 0.0885 \times 5 \times \frac{40(6-1)}{0.01} = 8\,850 \text{ microfarads}$$

Conexión de condensadores.

En serie:

$$C = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \dots + \frac{1}{C_n}}$$

En paralelo:

$$C = C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_n$$

Ejemplo:

Se tienen tres condensadores de 1,2 y 4 microfarads. ¿Cuál será la capacitancia total si se agrupan primero en serie y después en paralelo?

$$\text{En serie: } C = \frac{1}{\frac{1}{1} + \frac{1}{2} + \frac{1}{4}} = 0.571 \text{ microfarads}$$

$$\text{En paralelo: } C = 1 + 2 + 4 = 7 \text{ microfarads}$$

f) INDUCTANCIAS

Inductancia de una bobina larga sin núcleo

$$L = 1.257 \frac{s N^2}{l 10^8}$$

donde:

L = inductancia en henrys

s = sección bobina en cm²

N = número de espiras

l = longitud de la bobina en cm

Ejemplo:

¿Cuál es el coeficiente de autoinducción de una bobina de 30 cm de longitud, que lleva 3 000 espiras y tiene 5 cm de diámetro?

$$s = 3.14 \times 2.5^2 = 19.64 \text{ cm}^2$$

$$L = 1.257 \frac{19.64 \times 3\,000^2}{30 \times 10^8} = 0.074 \text{ henrys} = 74 \text{ milihenrys}$$

Inductancia de una bobina con núcleo.

$$L = \frac{N \phi}{l \times 10^8}$$

donde:

L = inductancia en henrys

φ = flujo magnético en maxwells

N = número espiras

l = intensidad de corriente en amperes

Ejemplo:

¿Cuál es el coeficiente de autoinducción de una bobina con núcleo de hierro que tiene 2 500 espiras y que al ser recorrida por una corriente de 0.5 amperes crea un flujo de 300 000 maxwells?

$$L = \frac{2\,500 \times 300\,000}{0.5 \times 10^8} = 15 \text{ henrys}$$

Conexión de inductancias.

En serie:

$$L = L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n$$

En paralelo:

$$L = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \frac{1}{L_3} + \dots + \frac{1}{L_n}}$$

Ejemplo:

Se tienen tres inductancias de 2, 5 y 10 henrys. ¿Cuál será la inductancia total si se agrupan primero en serie y después en paralelo?

$$\text{En serie: } L = 2 + 5 + 10 = 17 \text{ henrys.}$$

$$\text{En paralelo: } L = \frac{1}{\frac{1}{2} + \frac{1}{5} + \frac{1}{10}} = 1.25 \text{ henrys}$$

1.4.2 MAGNETISMO Y ELECTROMAGNETISMO

a) FUERZA DE UN IMÁN O ELECTROIMÁN

$$P = \left(\frac{B}{5\,000} \right)^2 S$$

donde:

P = fuerza en kg

B = inducción en gauss

S = superficie de un polo en el imán en cm²

Si es imán de herradura será 2 S

Ejemplo:

¿Qué fuerza será necesaria realizar para arrancar un trozo de hierro dulce del polo de un imán que tiene una sección de 9 cm², siendo la inducción entre el imán y el hierro de 2 500 gauss?

$$P = \left(\frac{2\,500}{5\,000} \right)^2 \times 9 = 2.25 \text{ kg}$$

Flujo magnético o de inducción.

$$\phi = BS$$

donde:

ϕ = flujo en maxwells

B = inducción en gauss

S = sección en cm²

Ejemplo:

¿Cuál será el flujo que recorre un circuito magnético de hierro, de 16 cm² de sección, si la inducción es 5 000 gauss?

$$\phi = 5\,000 \times 16 = 80\,000 \text{ maxwells}$$

b) INTENSIDAD DE CAMPO EN EL INTERIOR DE UN SOLENOIDE

$$H = 1.25 \frac{NI}{l}$$

donde:

H = intensidad en gauss

N = número de espiras.

l = intensidad de corriente en amperes

l = longitud del solenoide en cm.

Ejemplo:

¿Cuál será la intensidad del campo en el interior de un solenoide que tiene 2 000 espiras y una longitud de 10 cm si es recorrido por una corriente de 5 amperes?

$$H = 1.25 \frac{2\,000 \times 5}{10} = 1\,250 \text{ gauss}$$

c) INDUCCIÓN MAGNÉTICA

$$B = \mu H = \frac{\mu NI}{l}$$

donde:

B = inducción en gauss

H = intensidad de campo en: amper - vuelta / cm

μ = permeabilidad del núcleo

Ejemplo:

¿Cuál será la inducción en el interior de un circuito magnético formado por chapa de transformador, que tiene una

longitud de 50 cm, enrolladas 400 espiras y es recorrido por una corriente de 2 amperes?

$$H = \frac{2 \times 400}{50} = 16 \text{ amperes-vuelta/cm}$$

Para H = 16 se tiene una inducción B = 12 800 gauss

La permeabilidad para ese valor de H será:

$$\mu = \frac{B}{H} = \frac{12\,800}{16} = 800$$

d) PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR HISTÉRESIS. FÓRMULA DE STEINMETZ

$$P = \frac{\eta V f B^{1.6}}{10^7}$$

donde:

P = pérdidas en watts

V = volumen del material en cm³

f = frecuencia en Hertz

B = inducción en gaussess

η = coeficiente de histéresis según el material

Acero fundido recocado	0.008
Acero dulce	0.009 5
Acero fundido	0.012 5
Acero al manganeso forjado	0.005 95
Acero al tungsteno templado	0.057 8
Acero al silicio (3-4% Si)	0.000 8

VALORES DE η PARA ALGUNOS MATERIALES:

Chapa de hierro recocida	0.001
Plancha de hierro delgada	0.003
Plancha de hierro gruesa	0.003 5
Plancha de hierro ordinaria	0.004
Hierro fundido	0.16
Fundición gris	0.018 3

Ejemplo:

¿Cuál será la potencia perdida por histerésis en el núcleo de un transformador cuyas chapas de acero al silicio tienen un volumen de 40 dm³, si la inducción máxima es de 6 000 gaussess y la frecuencia 50 Hz?

$$P = \frac{0.000\ 8 \times 40\ 000 \times 50 \times 6\ 000^{1.6}}{10^7} = 177.48\ \text{Watts}$$

$$6\ 000^{1.6} = 1\ 109\ 282.1$$

Nota: Cuando la inducción es superior a 7 000 gaussess, en la fórmula de Steinmetz se pone B² en lugar de B^{1.6}

e) PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR CORRIENTES DE FOUCAULT

$$P = \sigma \left(\frac{f}{100} \times \frac{B}{10\ 000} \right)^2 G.$$

donde:

P = pérdidas en watts

f = frecuencia en Hertz

B = inducción en gaussess

G = peso del núcleo en kg

σ = coeficiente que depende de la resistividad del material y espesor de las chapas.

Ejemplo:

¿Cuál será la pérdida de energía por corrientes de Foucault en el núcleo de un transformador que pesa 300 kg, formado por chapa magnética de contenido de 4.5% de silicio y 0.55 mm de espesor, siendo la inducción máxima 12 000 gaussess y la frecuencia 50 Hz?

Para chapa con 4.5% Si y 0.55 mm: σ = 1.

$$P = 1 \left(\frac{50 \times 12\ 000}{100 \times 10\ 000} \right)^2 300 = 108\ \text{Watts}$$

Valores de σ para las chapas magnéticas del espesor y % de Si que se indican:

% Si (SILICIO)	ESPESOR CHAPAS EN mm		
	0.35	0.55	0.63
0.5	1.68	4.0	5.25
1.0	1.17	2.75	3.75
2.5	0.65	1.55	2.0
3.5	0.46	1.2	1.6
4.5	0.40	1.0	1.3

1.4.3 CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA

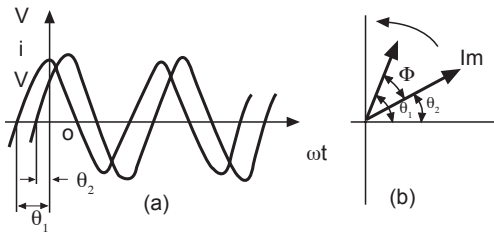
a) DESFASAMIENTO ENTRE TENSIÓN ELECTRICA E INTENSIDAD DE CORRIENTE

FRECUENCIA ANGULAR (ω)

$$\omega = 2\pi f \text{ (radianes x segundo)}$$

f = frecuencia en Hertz

$$T = \frac{1}{f} \text{ donde: } T = \text{período}$$



Valor máximo de la tensión o intensidad (V_0, I_0) es la amplitud del ciclo correspondiente; valor medio (V_m, I_m) es la medida de los valores instantáneos durante un ciclo.

$$\sqrt{\frac{\sum u}{m}} \text{ ; valor eficaz (Vef, Ief) es la raíz cuadrada de la media de los cuadrados de los valores instantáneos } \sqrt{\frac{\sum}{m}}$$

Estos valores son exactos cuando el número de mediciones o valores instantáneos m es infinito.

$$V_m = 0.63 V_0 \\ I_m = 0.63 I_0$$

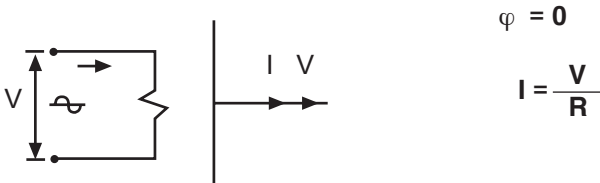
$$V_{ef} = 0.707 V_0 \\ I_{ef} = 0.707 I_0$$

b) CIRCUITO CON RESISTENCIA PURA

La intensidad de corriente está en fase con la tensión.

CIRCUITO

DIAGRAMA VECTORIAL



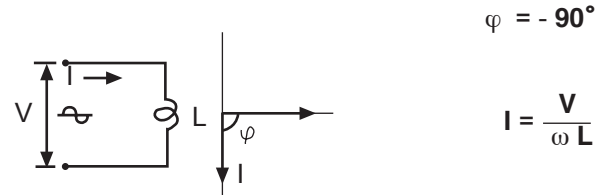
$$\varphi = 0 \\ I = \frac{V}{R}$$

c) CIRCUITO CON INDUCTANCIA PURA

La intensidad se retrasa 90° respecto a la tensión.

CIRCUITO

DIAGRAMA VECTORIAL



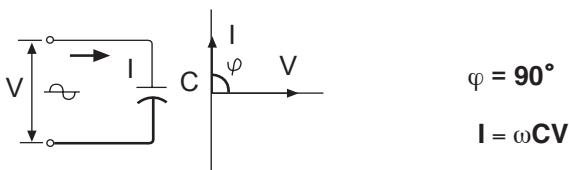
$$\varphi = -90^\circ \\ I = \frac{V}{\omega L}$$

d) CIRCUITO CON CAPACITANCIA PURA

La corriente se adelanta 90° con respecto a la tensión.

CIRCUITO

DIAGRAMA VECTORIAL

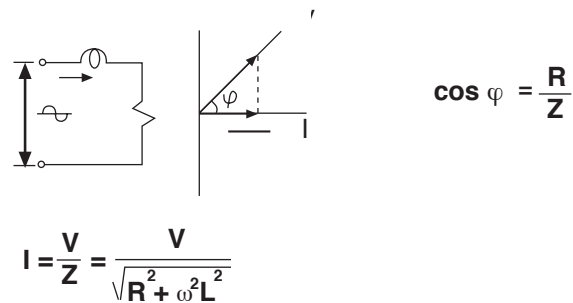


$$\varphi = 90^\circ \\ I = \omega CV$$

e) INDUCTANCIA Y RESISTENCIA EN SERIE

CIRCUITO

DIAGRAMA VECTORIAL



$$I = \frac{V}{Z} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

$$\cos \varphi = \frac{R}{Z}$$

donde:

R = resistencia en ohms

ω = frecuencia angular

L = inductancia o autoinducción en henrys

Ejemplo:

Una bobina está sometida a una corriente alterna de 220 volts y 50 Hz. La resistencia óhmica de la bobina es de 3 ohms y su coeficiente de autoinducción de 0.02 henrys. Determinar la corriente que circulará por la bobina y el desfase entre la intensidad y la tensión eléctrica.

$$\omega = 2 \pi f = 314$$

$$I = \frac{220}{\sqrt{3^2 + 314^2 \times 0.02^2}}$$

$$\cos \varphi = \frac{3}{6.95} = 0.8633$$

f) CAPACITANCIA Y RESISTENCIA EN SERIE

CIRCUITO

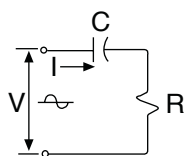
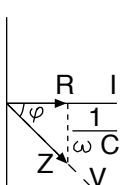


DIAGRAMA VECTORIAL



$$I = \frac{V}{\sqrt{R^2 + \frac{1}{\omega^2 C^2}}}$$

$$\cos \varphi = \frac{R}{Z}$$

C en farads

Ejemplo:

Un condensador de 10 microfarads y una resistencia de 60 ohms está unido en serie en un circuito a 220 volts y 50 Hz. Determinar la corriente que circulará por este circuito y el desfase entre la intensidad y la tensión eléctrica.

$$\omega = 2 \pi f = 314$$

$$I = \frac{220}{\sqrt{60^2 + \frac{1}{314^2 \times (10 \times 10^{-6})^2}}} = 0.68 \text{ A}$$

$$\frac{V}{I} = \frac{220}{0.68} = 323.53$$

$$\cos \varphi = \frac{R}{Z} = \frac{60}{323.53} = 0.1855$$

g) RESISTENCIA, INDUCTANCIA Y CAPACITANCIA EN SERIE

CIRCUITO

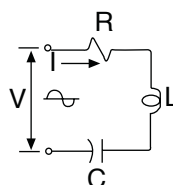
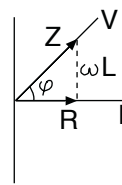


DIAGRAMA VECTORIAL



$$I = \frac{V}{\sqrt{R^2 + (\omega L - \frac{1}{\omega C})^2}}$$

$$\cos \varphi = \frac{R}{Z}$$

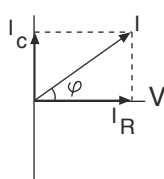
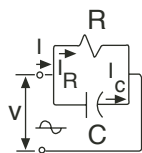
Ejemplo:

Un condensador de 20 microfarads y una bobina de 0.6 henrys y 100 ohms, están en serie en un circuito a 220 volts y 50 Hz. Determinar la intensidad de corriente que circula por este circuito y el desfase entre la intensidad y la tensión eléctrica.

$$I = \frac{220}{\sqrt{100^2 + (314 \times 0.6 - \frac{1}{314 \times 20 \times 10^{-6}})^2}} = 2.11 \text{ A}$$

$$\cos \varphi = \frac{100}{104} = 0.96$$

h) RESISTENCIA Y CAPACITANCIA EN PARALELO



$$I_R = \frac{V}{R}$$

$$\cos \varphi = \frac{1}{R \sqrt{\frac{1}{R^2} + \omega^2 C^2}}$$

$$I = V \sqrt{\frac{1}{R^2} + \omega^2 C^2}$$

$$I_C = V \omega C$$

$$I = 220 \sqrt{\frac{1}{50^2} + 314^2 \times (4 \times 10^{-6})^2} = 4.41 \text{ A}$$

La corriente que circula por la resistencia es:

$$I_R = \frac{220}{50} = 4.4 \text{ A}$$

$$I_C = 220 \times 314 \times 4 \times 10^{-6} = 0.27 \text{ A}$$

$$\cos \varphi = \frac{1}{50 \sqrt{\frac{1}{50^2} + 314^2 (4 \times 10^{-6})^2}} = 0.99$$

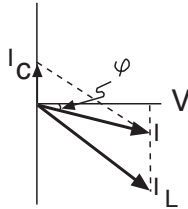
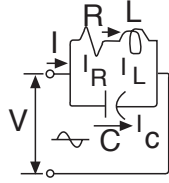
Ejemplo:

Un condensador de 4 microfarads y una resistencia de 50 ohms están derivados en un circuito a 220 volts y 50 Hz.

i) INDUCTANCIA Y RESISTENCIA EN SERIE, MÁS CAPACITANCIA EN PARALELO

CIRCUITO

DIAGRAMA VECTORIAL



$$I = \frac{V}{X_C \sqrt{\frac{R^2 + X_L^2}{R^2 + (X_L - X_C)^2}}}$$

$$X_L = \omega L$$

$$X_C = \frac{1}{\omega C}$$

$$I_C = VC$$

$$I_L = \frac{V}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

Ejemplo:

Una bobina que tiene una inductancia de 0.8 henrys y 10 ohms de resistencia se enlaza en paralelo con un condensador de 15 microfarads, en un circuito a 220 volts y 50 Hz. Determinar la intensidad que circula por el circuito y la que circula por la bobina y por el condensador.

$$\omega = 2 \pi f = 314$$

$$X_C = \frac{10^6}{314 \times 15} = 212 \text{ ohms}$$

$$X_L = 314 \times 0.8 = 251 \text{ ohms}$$

$$I = \frac{220}{212 \sqrt{\frac{10^2 + 251^2}{10^2 + (251 - 212)^2}}} = 0.17 \text{ A}$$

$$I_C = \frac{220}{212} = 1.04 \text{ A}$$

Y por la bobina:

$$I_L = \frac{220}{\sqrt{10^2 + 251^2}} = 0.88 \text{ A}$$

1.4.4 MÁQUINAS DE CORRIENTE DIRECTA

a) TENSIÓN PRODUCIDA POR UN GENERADOR

$$E = \frac{\phi n W}{60 \times 10^8}$$

Ejemplo :

¿Cuál será la f.e.m. producida por un generador cuyo inducido tiene 250 espiras y gira a 1 500 r.p.m. en un campo de 2 000 000 de maxwells?

$$E = \frac{2 \times 10^6 \times 1\,500 \times 250}{60 \times 10^8} = 125 \text{ V}$$

b) TENSIÓN DISPONIBLE EN LOS BORNES

$$E_1 = E - R_i \times I$$

donde:

E = tensión en volts

E₁ = tensión entre bornes

R_i = resistencia del inducido en ohms

I = corriente que circula por el inducido

Ejemplo :

¿Qué tensión se dispondrá en los bornes de un generador, que en vacío produce 125 volts, y que al ser acoplado a un circuito exterior circulan por éste 50 amperes? La resistencia del inducido es de 0.05 ohms.

$$E_1 = 125 - 0.05 \times 50 = 122.5 \text{ V}$$

c) RENDIMIENTO ELÉCTRICO DE UN GENERADOR

$$\eta_e = \frac{E_1 \times I}{E_1 \times I + \text{pérdidas por calor}}$$

donde:

η_e = rendimiento eléctrico

E_1 = tensión en bornes, en volts

I = corriente máxima que puede suministrar en amperes

Ejemplo:

Un generador serie es capaz de suministrar 50 amperes a 110 volts; el inducido tiene una resistencia de 0.07 ohms y

el devando inductor 0.08 ohms ¿Cuál es su rendimiento eléctrico?

Pérdidas por efecto Joule: ($r I^2$):

$$(0.07 + 0.08) \times 50^2 = 375 \text{ watts}$$

$$\eta_e = \frac{110 \times 50}{110 \times 50 + 375} = 0.94$$

d) RENDIMIENTO INDUSTRIAL DE UN GENERADOR

$$\eta = \frac{E_1 \times I}{P \times 736}$$

donde:

η = rendimiento industrial

E_1 = tensión en bornes, en volts

I = corriente máxima que puede suministrar en amperes.

P = potencia mecánica en CV aplicable al eje del generador.

Ejemplo:

Un generador es capaz de suministrar una corriente de 30 amperes a 115 volts; el inducido del generador es movido por un motor de explosión de 6 CV. ¿Cuál es su rendimiento industrial?

$$\eta = \frac{115 \times 30}{6 \times 736} = 0.78$$

Nota: El rendimiento industrial es siempre menor que el eléctrico, toda vez que el primero contiene las pérdidas eléctricas en los hierros y las mecánicas por rozamiento. Ver a continuación rendimientos eléctrico o industrial, según su potencia con arreglos a las Normas VDE.*

* VDE (Verband Deutscher Elektrotechniker) Normas alemanas de la Asociación Electrotécnica

POTENCIA EN HP	RENDIMIENTOS (n)	
	ELÉCTRICO	INDUSTRIAL
0.10	0.77	0.55
0.50	0.80	0.60
0.75	0.82	0.65
1.00	0.85	0.70
2.00	0.87	0.75
3.60	0.90	0.80
7.12	0.92	0.85
14.20	0.95	0.90
24.50	0.96	0.92

e) MOTORES DE CORRIENTE DIRECTA

$$C = \frac{W \phi I}{2 \pi \times 9.8 \times 10^8}$$

donde:

C = par desarrollado con su polea en kgm.

W = número de espiras en el inducido.

I = corriente que alimenta el motor en amperes.

ϕ = flujo útil del campo en Maxwells.

Ejemplo:

Determinar el par motor en kgm de un motor cuyo inducido tiene 900 espiras, es atravesado por un flujo de 5 000 000 maxwells y consume una corriente de 15 amperes.

$$C = \frac{900 \times 5 \times 10^6 \times 15}{6.28 \times 9.8 \times 10^8} = 10.97 \text{ kgm}$$

¿Cuál será su potencia en CV si gira a 550 r.p.m.?

$$CV = \frac{2 \pi n C}{60 \times 75} = \frac{6.28 \times 550 \times 10.97}{60 \times 75} = 8.42$$

f) FUERZA CONTRAELECTROMOTRIZ DE UN MOTOR

$$e = E_1 - rI$$

donde:

- e = fuerza contraelectromotriz en volts.
- E_1 = tensión aplicada en los bornes en volts.
- r = resistencia interior en ohms.
- I = corriente que consume el motor en amperes.

Ejemplo:

¿Cuál es la fuerza contraelectromotriz (f.c.e.m.) de un motor serie, que al aplicarle una tensión en bornes de 100 volts consume una corriente de 10 amperes, y la resistencia del inducido y del inductor es de 1.5 ohms?

$$e = 110 - 1.5 \times 10 = 95 \text{ V}$$

g) VELOCIDAD DE UN MOTOR DE CORRIENTE DIRECTA

$$n = \frac{(E_1 - rI) \times 60 \times 10^8}{w \phi}$$

donde:

- n = r.p.m. (revoluciones por minuto)
- E_1 = tensión aplicada en volts.
- r = resistencia interior en ohms.
- I = corriente que consume el motor en amperes.
- w = número espiras rotor.
- ϕ = flujo útil del campo en maxwells.

Ejemplo:

Determinar la velocidad de rotación en r.p.m. de un motor con las siguientes características: tensión aplicada 110 volts; resistencia interior 0.2 ohms; intensidad que absorbe el motor 10 amperes, flujo útil 2 000 000 maxwells; número espiras rotor 650.

$$n = \frac{(110 - 0.2 \times 10) \times 60 \times 10^8}{650 \times 2 \times 10^6} = 498 \text{ r.p.m.}$$

h) RENDIMIENTO ELÉCTRICO DE UN MOTOR DE CORRIENTE DIRECTA

$$\eta_e = \frac{e}{V}$$

donde:

- η_e = rendimiento eléctrico.
- e = fuerza contraelectromotriz en volts.
- V = tensión aplicada en los bornes en volts.

Ejemplo:

¿Cuál es el rendimiento eléctrico de un motor que al aplicarle la tensión de 125 volts, desarrolla una f.c.e.m. de 118 volts?

$$\eta_e = \frac{118}{125} = 0.94$$

i) RENDIMIENTO INDUSTRIAL DE UN MOTOR DE CORRIENTE DIRECTA

$$\eta = \frac{P}{VI}$$

donde:

- η = rendimiento industrial.
- P = potencia obtenida al freno en watts.
- V = tensión aplicada en bornes en volts.
- I = corriente que consume el motor en amperes.

Ejemplo :

Un motor de corriente continua que funciona con una tensión de 115 volts consume una corriente de 10 amperes. En prueba al freno se obtiene una potencia de 750 watts. ¿Cuál es su rendimiento industrial, y a cuánto ascienden las pérdidas por rozamientos y por histéresis y corrientes de Foucault en el hierro, si su resistencia interna es de 1.5 ohms?

$$\eta = \frac{750}{115 \times 10} = 0.65$$

Las pérdidas totales serán:

$$1150 - 750 = 400 \text{ watts.}$$

Pérdidas por calor en el cobre:

$$r I^2 = 1.5 \times 10^2 = 150 \text{ watts.}$$

Luego las pérdidas por rozamientos, histéresis y Foucault, serán:

$$400 - 150 = 250 \text{ watts.}$$

1.4.5 MÁQUINAS DE CORRIENTE ALTERNA

a) FRECUENCIA DE LA TENSIÓN DE UN ALTERNADOR

$$f = \frac{np}{60}$$

donde:

f = frecuencia en hertz. (c.p.s.)

p = número de pares de polos.

n = r.p.m.

Ejemplo:

¿Cuál será la frecuencia de un alternador hexapolar que gira a una velocidad de 1 000 r.p.m.?

$$f = \frac{1\ 000 \times 3}{60} = 50 \text{ Hz (c.p.s.)}$$

b) TENSIÓN QUE PRODUCE UN ALTERNADOR

$$E = \frac{4 \phi fw}{10^8} \times \epsilon \times 1.11$$

donde:

E = tensión eficaz (f.e.m.) en volts.

ϕ = flujo útil en maxwells.

f = frecuencia en hertz. (c.p.s.)

w = número total espiras de la máquina.

ϵ = coeficiente de enrollamiento (para las corrientes bifásicas vale 0.91 y para las trifásicas 0.96).

Ejemplo:

Se desea conocer la tensión (f.e.m.) que producirá un alternador monofásico, cuyas bobinas en serie en número de 6 tienen 15 espiras cada una, atravesadas por un flujo de 1 000 000 de maxwells, siendo de 50 Hz la frecuencia de la corriente que produce.

$$E = \frac{4 \times 1 \times 10^6 \times 50 \times 6 \times 15}{10^8} \times 0.91 \times 1.11 = 181.8 \text{ V}$$

Nota: El número de espiras activas del inducido de un alternador monofásico será el total de las mismas; en los bifásicos será w/2, y en los trifásicos w/3. Estos valores son los que intervienen en la fórmula anterior.

c) RENDIMIENTO DE UN ALTERNADOR TRIFÁSICO

$$\eta = \frac{VI\sqrt{3} \cos \phi}{VI\sqrt{3} \cos \phi + P_c + P_h}$$

donde:

V = tensión que produce el alternador en volts.

I = corriente en amperes.

P_c = pérdida por calor en estator y rotor.

P_h = pérdidas en el hierro y rozamiento.

Ejemplo:

Determinar el rendimiento de un alternador trifásico de las características siguientes: tensión que produce en los bornes 220 volts, intensidad y $\cos \phi$ nominales 30 amperes y 0.8, resistencia de una fase del estator 0.1 ohm, del rotor 0.15; la corriente inductora que circula por el estator es de 25 amperes.

$$P_c = 3 r_1 I_1^2 + 3 r_2 I_2^2 = 3 \times 0.1 \times 30^2 + 3 \times 0.15 \times 25^2 = 270 + 281 = 551 \text{ watts.}$$

$P_h = 65 \times 12 = 780 \text{ watts}$ (correspondientes aproximadamente a 65 watts x HP de potencia según tabla que figura a continuación).

$$\eta = \frac{220 \times 30 \times 1.73 \times 0.8}{220 \times 30 \times 1.73 \times 0.8 + 551 + 780} = 0.87$$

Pérdidas aproximadas en el hierro y por rozamientos en las máquinas de corriente alterna en vacío (sin gran error pueden tomarse también estos valores para la marcha con carga).

POTENCIA HP	0.5	1	2	3	5	10	50	100
Pérdidas en watts x HP	140	100	85	80	75	65	40	35

Nota: Si el alternador fuera monofásico se pondría en la fórmula, $VI \cos \phi$

d) VELOCIDAD DE UN MOTOR SÍNCRONO

$$n = \frac{60 f}{p}$$

donde:

n = r.p.m.

f = frecuencia en hertz (c.p.s.).

p = número pares de polos.

Ejemplo:

¿Cuál será la velocidad en r.p.m. de un motor síncrono trifásico, hexapolar, alimentado por una corriente de 50 Hz?

$$n = \frac{60 \times 50}{3} = 1\ 000 \text{ r.p.m.}$$

e) DESLIZAMIENTO DE UN MOTOR ASÍNCRONO

$$\sigma = \frac{(n-n_1) 100}{n}$$

donde:

σ = deslizamiento de motor asíncrono.

n = velocidad en r.p.m. del campo de giro.

n_1 = velocidad en r.p.m. del rotor.

Ejemplo:

¿Cuál será el deslizamiento de un motor trifásico tetrapolar que gira a 1 450 r.p.m. y es alimentado por una corriente de 50 Hz?

$$n = \frac{60 \times 50}{2} = 1\ 500 \text{ r.p.m.}$$

$$\sigma = \frac{(1\ 500 - 1\ 450) 100}{1\ 500} = 3.33\%$$

f) REÓSTATO DE ARRANQUE

$$x = \left(\frac{l'}{l}\right) R - R$$

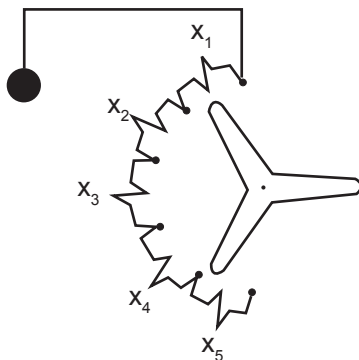
$$x_1 = \left(\frac{l'}{l} - 1\right) R$$

$$x_2 = \frac{l'}{l} x_1$$

$$x_3 = \frac{l'}{l} x_2$$

$$x_4 = \frac{l'}{l} x_3$$

$$x_5 = \frac{l'}{l} x_4$$



Determinar las resistencias de las 5 secciones del reóstato, si para la relación $\frac{l'}{l}$ se tomara un valor de 1.75.

$$X = 1.75^5 \times 0.2 - 0.2 = 3.08 \text{ ohms.}$$

$$X_1 = (1.75-1) \times 0.2 = 0.15 \text{ ohms.}$$

$$X_2 = 1.75 \times 0.15 = 0.26 \text{ ohms.}$$

$$X_3 = 1.75 \times 0.26 = 0.455 \text{ ohms.}$$

$$X_4 = 1.75 \times 0.455 = 0.796 \text{ ohms.}$$

$$X_5 = 1.75 \times 0.796 = 1.393 \text{ ohms.}$$

donde:

l' = corriente de arranque en amperes.

l = corriente normal a plena carga en amperes.

R = resistencia de una fase del rotor en ohms.

X = resistencia total en una fase del reóstato, ohms.

X_1, X_2, X_3, X_4, X_5 = resistencias parciales de las secciones del reóstato, en ohms.

n = número de secciones del reóstato.

Ejemplo:

Se desea construir un reóstato de arranque con cinco taps o contactos para un motor trifásico de rotor devandado de las siguientes características: potencia efectiva 15 HP, consumo de energía 12.6 kw, resistencia de una fase del rotor 0.2 ohms.

La relación entre la corriente de arranque y la de plena carga para los motores comprendidos entre 5 y 15 kW no debe ser superior a 2, $\left(\frac{l'}{l} \leq 2\right)$

1.4.6 TRANSFORMADORES

a) RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{W_1}{W_2}$$

donde:

Los subíndices 1 indican los valores de la tensión, corriente y número de espiras en el primario; los subíndices 2, en el secundario.

Esta relación es aproximada y se cumple entre espiras y tensiones cuando el transformador trabaja en vacío, y entre espiras e intensidades cuando lo hace a plena carga.

En los transformadores trifásicos, se cumple únicamente para las tensiones simples y cuando tienen las mismas conexiones estrella-estrella o delta-delta.

b) NÚMERO DE ESPIRAS POR VOLT EN DEVANADOS PRIMARIO Y SECUNDARIO

$$\frac{W}{V} = \frac{10^8}{4.44 f \phi}$$

donde:

$\frac{W}{V}$ = número de espiras por volt

ϕ = flujo máximo en maxwells.

f = frecuencia en hertz. (c.p.s.)

Ejemplo:

Determinar el número de espiras que deberán tener el primario y secundario de un transformador de tensión monofásico de relación 1 500/220 volts, sabiendo que la sección útil del núcleo de hierro es de 45 cm², la inducción máxima 10 000 gaussess y la frecuencia 50 Hz.

$$\phi = B \times S = 10\,000 \times 45 = 450\,000 \text{ maxwells.}$$

Espiras x volt:

$$\frac{W}{V} = \frac{10^8}{4.44 \times 50 \times 450\,000} = 1.001 \text{ espiras x volt}$$

Espiras del primario:

$$1\,500 \times 1.001 = 1\,501.5 \text{ espiras}$$

Espiras del secundario:

$$220 \times 1.001 = 220.2 \text{ espiras}$$

c) SECCIÓN DEL NÚCLEO

$$S = K \sqrt{P}$$

donde:

S = sección útil del núcleo en cm²

P = potencia del transformador kVA

K = coeficiente constante del hierro

El coeficiente K se obtiene experimentalmente para cada clase de hierro y forma de núcleo; para chapa de hierro que trabaja con inducciones máximas de 12 a 14 000 gaussess y para transformadores trifásicos de columnas, su valor aproximado es K = 15.

Ejemplo:

¿Cuál será la sección útil de un transformador trifásico de 200 kVA con núcleo en columnas, trabajando el hierro con una inducción máxima de 13 000 gaussess?.

$$S = 15 \sqrt{200} = 212.13 \text{ cm}^2$$

Teniendo en cuenta el aislamiento de las chapas:

$$\frac{212.13}{0.9} = 235.70 \text{ cm}^2$$

d) PÉRDIDAS EN EL COBRE

$$W_c = r_1 I_1^2 + r_2 I_2^2$$

donde:

Wc = pérdidas en el cobre en watts

r₁ y r₂ = resistencia del primario y secundario en ohms.

I₁ e I₂ = corriente en el primario y secundario en amperes.

Ejemplo:

¿Cuál será la pérdida de energía en el cobre de un transformador monofásico, sabiendo que las resistencias del primario y secundario en corriente continua son de 35 y 0.1 ohms, y las corrientes que los recorren de 6 y 27.5 amperes respectivamente?

$$W_c = 35 \times 6^2 + 0.1 \times 27.5^2 = 1\,335.6 \text{ watts}$$

Nota: En los transformadores trifásicos el valor será: $3 (r_1 I_1^2 + r_2 I_2^2)$

f) RENDIMIENTO DE TRANSFORMADORES

$$\eta = \frac{W_u}{W_u + W_c + W_h}$$

donde:

η = rendimiento del transformador.

W_u = potencia útil en el secundario en watts.

W_c = pérdidas en el cobre en watts.

W_h = pérdidas en el hierro en watts.

Ejemplo:

¿Cuál es el rendimiento de un transformador de 10 000 watts, si las pérdidas en el cobre ascienden a 222 watts y las del hierro a 378 watts?

$$\eta = \frac{10\,000}{10\,000 + 222 + 378} = 0.94$$

e) PÉRDIDAS EN EL HIERRO

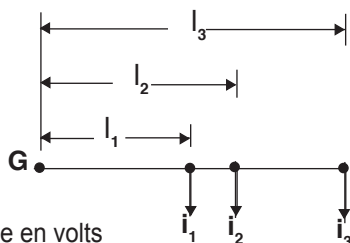
Comprenden la suma de las pérdidas por histéresis y por corrientes de Foucault cuyas fórmulas figuran anteriormente.

1.4.7 LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN, CORRIENTE DIRECTA

a) LÍNEAS ABIERTAS, CONSTRUCCIÓN RADIAL

Nota: En las líneas de baja tensión, la caída máxima admisible prescrita por la NOM es de 3%.

$$s = \frac{2\rho}{\delta} \sum i l$$



donde:

δ = caída de tensión admisible en volts

i = corriente de amperes

s = sección del cobre mm²

V = tensión en el extremo del generador en volts

ρ = resistividad del cobre = $\frac{1}{56}$

l = distancia en metros

$\delta = \frac{3 \times V}{100}$ = caída de tensión admisible en volts

$\sum i l = i_1 l_1 + i_2 l_2 + i_3 l_3 + \dots + i_n l_n$ en amperes y en metros

Ejemplo:

Calcular la sección que deberá darse a una línea bifilar a 220 volts, sabiendo que tiene conectados tres motores que consumen 5, 10 y 12 amperes, y que las distancias de estos motores al punto de conexión de la red es de 40, 100 y 130 metros respectivamente.

$$\delta = \frac{3 \times 220}{100} = 6 \text{ volts.}$$

$$s = \frac{2}{56 \times 6} (5 \times 40 + 10 \times 100 + 12 \times 130) = 16.43 \text{ mm}^2$$

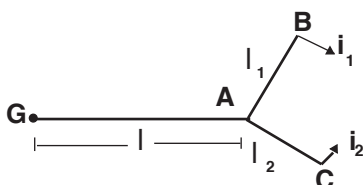
Se adoptaría la sección superior normalizada de 16.76 mm² = 5 AWG.

b) LÍNEAS CON FINALES RAMIFICADOS

$$s_{GA} = \frac{2\rho}{\delta_{GA}} (i_1 + i_2) l$$

$$s_{AB} = \frac{2\rho}{\delta_{AB}} i_1 l_1$$

$$s_{AC} = \frac{2\rho}{\delta_{AC}} i_2 l_2$$



s = sección en mm².

$\rho = \frac{1}{56}$ para el cobre.

i = corriente en amperes.

δ = caída de tensión en volts.

Se fijan arbitrariamente las caídas de tensión en el tramo GA y en los ramales AB y AC, de forma que la caída total admisible (3%) sea igual a $\delta_{GA} + \delta_{AB}$

Ejemplo:

Calcular las secciones que deberán darse a una línea con 2 ramales unifilares y la de cada uno de estos ramales, sabiendo que:

$V = 220$ volts; longitud $l = 150$ metros;

$i_1 = 35$ amperes; $l_1 = 80$ metros;

$i_2 = 20$ amperes; $l_2 = 120$ metros.

La caída de tensión en los ramales se fija en 1 % y en la línea general 2%.

$$\delta_{GA} = \frac{2 \times 220}{100} = 4.4 \text{ volts}$$

$$\delta_{AC} = \delta_{AB} = \frac{1 \times 220}{100} = 2.2 \text{ volts}$$

$$s_{GA} = \frac{2}{56 \times 4.4} (35 + 20) \times 150 = 66.96 \text{ mm}^2$$

Se adoptará la sección normal de 67.43 mm² = 2/0 AWG
Sección para el ramal AB:

$$s_{AB} = \frac{2}{56 \times 2.2} \times 35 \times 80 = 45.45 \text{ mm}^2$$

Se adoptará la sección normal de 53.48 mm² = 1/0 AWG.

Sección para el ramal AC:

$$s_{AC} = \frac{2}{56 \times 2.2} \times 20 \times 120 = 38.96 \text{ mm}^2$$

Se adoptará la sección de 42.41 mm² = 1 AWG.

Nota: Para que el volumen del cobre sea el mínimo a utilizar, las caídas entre los puntos GA y GB se eligen de forma que la caída de tensión entre los puntos G y A sea:

$$\delta_{GA} = \frac{\delta_{GB}}{1 + \sqrt{\frac{i_1 l_1^2 + i_2 l_2^2}{(i_1 + i_2) l^2}}}$$

de acuerdo al problema anterior, δ_{GB} sería:

$$\delta_{GB} = \frac{3 \times 220}{100} = 6.6 \text{ volts}$$

$$\delta_{GA} = \frac{6.6}{1 + \sqrt{\frac{35 \times 80^2 + 20 \times 120^2}{(35 + 20) 150^2}}} = 4.02 \text{ V}$$

Para mayor exactitud, se pondría $\delta_{GA} = 4.02 \text{ V}$ en lugar de 4.4 que se ha fijado arbitrariamente, siendo $\delta_{AC} = \delta_{AB} = 6.6 - 4.02 = 2.58 \text{ V}$

c) LÍNEAS CON DOBLE ALIMENTACIÓN

Se determina el punto de mínima (M) que es el que menos tensión tiene y al cual fluye corriente desde los dos puntos de alimentación. La sección se calcula suponiendo una caída de tensión igual a la admisible hasta este punto de mínima.

La corriente x que fluye desde A es:

$$x = i_1 + i_2 + i_3 - \frac{i_1 l_1 + i_2 l_2 + i_3 l_3}{l}$$

La corriente y que fluye desde B es:

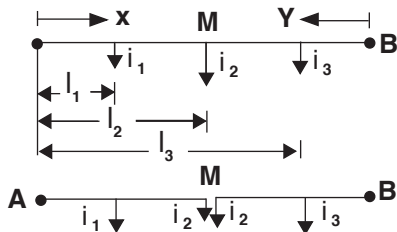
$$y = \frac{i_1 l_1 + i_2 l_2 + i_3 l_3}{l}$$

La corriente en el punto de mínima es:

$$i_2 = i_2' + i_2''$$

donde:

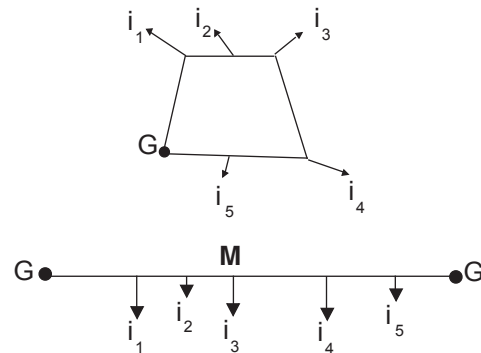
$$i_2' = y - i_3 \quad i_2'' = x - i_1$$



Las secciones de los tramos AM y BM se determinarán como en el caso a, de líneas abiertas.

d) LÍNEAS EN ANILLO

Se suponen abiertas por el punto de alimentación y se calculan las secciones de la misma forma que en el caso c, determinando el punto de mínima M.



1.4.8 LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN CORRIENTE ALTERNA

a) LÍNEA MONOFÁSICA ABIERTA

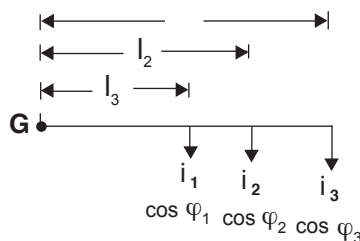
Nota: En corriente alterna es necesario tener en cuenta el desfase entre las tensiones y corrientes que producen los receptores que deban conectarse a la red. No suele tenerse en cuenta los efectos de inducción y capacitancia entre los propios conductores de energía.

$$s = \frac{2\rho}{\delta} \Sigma (i \cos \varphi l)$$

donde :

cos φ = factor de potencia
 s = sección en mm² .
 i = corriente en amperes.
 l = distancia en metros.

$$\rho = \frac{1}{56} \text{ para el cobre}$$



Ejemplo:

Calcular la línea monofásica representada en la figura, sabiendo que V = 220 volts;

$$i_1 = 10 \text{ amp.}, l_1 = 50 \text{ m}, \cos \varphi_1 = 0.8$$

$$i_2 = 8 \text{ amp.}, l_2 = 60 \text{ m}, \cos \varphi_2 = 1$$

$$i_3 = 5 \text{ amp.}, l_3 = 100 \text{ m}, \cos \varphi_3 = 0.85$$

Caída de tensión admisible 1.5%.

$$\delta = \frac{220 \times 1.5}{100} = 3.3 \text{ V}$$

$$s = \frac{2}{56 \times 3.3} \times (10 \times 0.8 \times 50 + 8 \times 1 \times 60 + 5 \times 0.85 \times 100)$$

$$= 55.5 \text{ mm}^2$$

b) LÍNEAS TRIFÁSICAS ABIERTAS

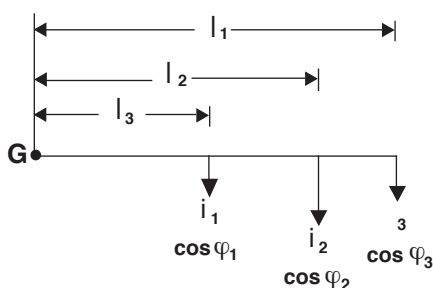
$$s = \frac{\rho}{\delta} \sqrt{3} \Sigma (i \cos \varphi l)$$

donde:

s = sección de las fases en mm²
 i = corriente en amperes.
 l = distancias en metros.
 cos φ = factor de potencia

$$\rho = \frac{1}{56} \text{ para el cobre}$$

$$\sqrt{3} = 1.732 \text{ 1}$$



Ejemplo :

Calcular la sección de una línea trifásica con neutro representada en la figura, sabiendo que la tensión entre fases es de 220 volts, y tiene conectados tres receptores con las siguientes características:

$$i_1 = 12 \text{ A}, \cos \varphi_1 = 0.75, l_1 = 30 \text{ m.}$$

$$i_2 = 5 \text{ A}, \cos \varphi_2 = 0.8, l_2 = 50 \text{ m.}$$

$$i_3 = 10 \text{ A}, \cos \varphi_3 = 1, l_3 = 80 \text{ m.}$$

Caída de tensión admisible 1.5%.

$$\delta = \frac{220 \times 1.5}{100} = 3.3 \text{ V}$$

$$s = \frac{1}{56 \times 3.3} 1.732 \text{ 1} (12 \times 0.75 \times 30 + 5 \times 0.8 \times 50 + 10 \times 1 \times 80)$$

$$= 11.9 \text{ mm}^2$$

Se adoptaría la sección superior normalizada de 16.76 mm² = 5 AWG

Para el neutro se toma una sección de $\frac{S}{2}$ ó $\frac{S}{3}$

En este ejemplo se podría tomar para la sección del neutro 6 mm².

Observación: Todos los casos presentados en líneas abiertas y cerradas de corriente directa se presentan en corriente alterna monofásica y trifásica, resolviendo de forma análoga, añadiendo a aquellas fórmulas el cos φ y en las trifásicas la $\sqrt{3}$.

1.4.9 LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN CORRIENTE ALTERNA

a) CAÍDA DE TENSIÓN POR KILÓMETRO DE LÍNEA TRIFÁSICA

En las líneas aéreas de A.T. es necesario tener en cuenta la inducción entre los conductores, y cuando son de gran longitud o subterráneas se debe tener en cuenta el efecto de capacitancia entre los conductores y entre éstas y tierra.

$$e = I \sqrt{3} (R \cos \varphi + \omega L \sin \varphi)$$

donde:

e = caída de tensión en volts.

I = corriente en la línea en amperes.

cos φ = factor de potencia.

ω = frecuencia angular $2 \pi f$

L = inductancia en henrys/km.

El valor de L para conductores en conexión delta es de:

$$L = \left(0.05 + 0.46 \log \frac{2a}{d} \right) 10^{-3}$$

donde:

L = inductancia en henrys/km.

a = separación entre los conductores en mm.

d = diámetro del conductor en mm.

Ejemplo :

Hallar la caída de tensión y de potencia en % en una línea trifásica que debe tener las siguientes características: potencia a transportar 200 kVA; frecuencia 50 Hz;

cos φ 0.8; tensión 15 000 volts; longitud de la línea 5 km; diámetro de los conductores de cobre 3.5 mm; separación entre los conductores dispuestos en triángulo equilátero 0.85 metros.

$$I = \frac{200\,000}{1.73 \times 15\,000} = 7.70 \text{ A}$$

Resistencia:

$$R = \rho \frac{l}{s} = \frac{0.016 \times 1\,000}{9.62} = 1.66 \text{ ohms/km}$$

Inductancia:

$$L = \left(0.05 + 0.46 \log \frac{2 \times 850}{3.5} \right) 10^{-3} = 0.001\,29 \text{ henrys/km}$$

$$\omega L = 2 \times 3.14 \times 50 \times 0.001\,29 = 0.404 \text{ henrys/km}$$

$$\cos \varphi = 0.8 \quad \sin \varphi = 0.6.$$

Caída de tensión:

$$e = 7.70 \times 1.73 (1.66 \times 0.8 + 0.404 \times 0.6) = 20.92 \text{ V}$$

La caída de tensión total en los 5 km de línea será:

$$20.92 \times 5 = 104.60 \text{ V}$$

Que representará:

$$\frac{104.60 \times 100}{15\,000} = 0.70 \% \text{ de caída de tensión}$$

b) PÉRDIDA DE POTENCIA EN UNA LÍNEA TRIFÁSICA

$$P = 3(R I^2 l)$$

donde:

P = pérdidas en watts.

R = resistencia en ohms/km.

I = corriente en la línea en amperes.

l = longitud línea en km.

Tomando el ejemplo de a, la pérdida de potencia será:

$$P = 3 (7.70^2 \times 1.66 \times 5) = 1\,476 \text{ watts.}$$

Que representará:

$$\frac{1\,476 \times 100}{200\,000 \times 0.8} = 0.92 \% \text{ de pérdida de potencia.}$$

1.4 .10 FÓRMULAS MECÁNICAS DE APLICACIÓN EN ELECTRICIDAD

a) LÍNEAS AÉREAS

Ecuación del cambio de condiciones:

Para el cobre:

$$t_2^2 \left[t_2 + 0.0423 \frac{a^2 m_1^2}{t_1^2} + 0.217 (\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = 0.0423 a^2 m^2$$

Para el aluminio:

$$t_2^2 \left[t_2 + 0.0020 \frac{a^2 m_1^2}{t_1^2} + 0.115 (\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = 0.0020 a^2 m^2$$

Para el acero:

$$t_2^2 \left[t_2 + 0.0736 \frac{a^2 m_1^2}{t_1^2} + 0.382 (\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = 0.0736 a^2 m^2$$

donde:

a = claro del conductor en metros.

t₂ = tensión específica de montaje en kg/mm²

t₁ = tensión específica en kg/mm² a que está sometido el conductor por causa del cambio de condiciones.

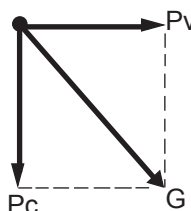
θ₂ = temperatura en grados Celsius, en el momento del tendido.

θ₁ = temperatura en grados Celsius al cambiar las condiciones.

m = coeficiente de sobrecarga en el conductor durante el tendido (se admite que no hay viento = 1).

m₁ = coeficiente de sobrecarga en el conductor al variar las condiciones = G/Pc, siendo G la fuerza resultante del peso del conductor en el claro y la acción del viento de 60 kg sobre el mismo; y Pc el peso del conductor en el claro.

Ejemplo: Calcular la tensión específica a que estará sometido un conductor de cobre de 3 mm de diámetro (7.07 mm² de sección), si los claros son de 30 m; la tensión de montaje de 3kg/mm², la temperatura durante el tendido 15°C sin viento, y que la temperatura al variar las condiciones será 6.9°C.



Primero se calculará $m_1 = \frac{G}{Pc}$

$$Pc = 7.07 \times 30 \times 8.9 \times 10^{-3} = 1.89 \text{ kg.}$$

La acción del viento de 60 kg sobre este conductor será:

$$Pv = 0.6 \times 30 \times 3 \times 60 \times 10^{-3} = 3.24 \text{ kg.}$$

La fuerza resultante G será:

$$G = \sqrt{Pc^2 + Pv^2} = \sqrt{1.89^2 + 3.24^2} = 3.75 \text{ kg}$$

$$\text{Por lo que } m_1 = \frac{G}{Pc} = \frac{3.75}{1.89} = 1.98$$

Y aplicando ahora la ecuación para el cobre:

$$3^2 \left[3 + 0.0423 \frac{30^2 \times 1.98^2}{t_1^2} + 0.217(15 + 6.9) - t_1 \right] = 0.0423 \times 30^2 \times 1.98^2$$

Resolviendo la ecuación, se tiene que t₁ = 3.48 kg/mm²

Considerando que el trabajo máximo del cobre sea 2/3 del de ruptura (40 kg/mm²), el conductor trabajaría con un coeficiente de seguridad de $40 \times \frac{2}{3} / 3.48 = 7.7$

b) FLECHA DEL CONDUCTOR

$$f = \frac{a^2 P}{8s t_1}$$

donde:

f = flecha en metros.

a = longitud del claro en metros

P = peso y carga de un metro de conductor en kg.

s = sección del conductor en mm²

t₁ = tensión específica a considerar en kg/mm²

Ejemplo:

Calcular la flecha que tendrá un conductor de cobre de 3 mm de diámetro, sabiendo que los claros son de 30 metros y la tensión específica de montaje de 3.5 kg/mm².

El peso de un metro de conductor es:

$$P = 7.07 \times 8.9 \times 10^{-3} = 0.0629 \text{ kg.}$$

$$f = \frac{30^2 \times 0.0629}{8 \times 7.07 \times 3.5} = 0.29 \text{ m}$$

c) APOYOS DE MADERA

Esfuerzo transversal horizontal:

$$R = \frac{1\ 000\ M}{d^3}$$

donde:

R = esfuerzo de trabajo a flexión en la sección de empotramiento en kg/cm².

M = momento flector en kgm.

d = diámetro del poste en cm, en el empotramiento.

Ejemplo:

Calcular el esfuerzo de trabajo a flexión en un poste de madera que tiene una altura libre de 8.4 metros, sabiendo que la presión del viento de 60 kg produce los siguientes momentos flectores parciales: sobre el poste, 215 kgm; sobre aisladores, 12 kgm; sobre crucetas, 15 kgm y sobre los tres conductores 75 kgm. El diámetro del poste en la sección de empotramiento es de 20 cm.

El momento flector total será:

$$M = 215 + 12 + 15 + 75 = 317\ \text{kgm.}$$

$$R = \frac{1\ 000 \times 317}{20^3} = 39.6\ \text{kg/cm}^2$$

Nota: Para la madera se admite un esfuerzo de trabajo de 550 kg/cm² afectado del coeficiente de seguridad señalado para el caso en estudio.

Esfuerzos verticales:

$$R_c = \frac{P}{s} \left(1 + K \frac{s^2}{m\ l} \right) 100$$

donde:

R_c = esfuerzo de trabajo a compresión en la sección de empotramiento en kg/mm².

P = peso total en kg (poste, crucetas, aisladores, conductores, etc.)

s = sección empotramiento en mm².

l = longitud libre del poste en m.

I = momento inercia mínimo sección empotramiento en cm⁴

K = coeficiente, para la madera 0.02.

m = coeficiente, un extremo libre y el otro empotrado = 0.25

Ejemplo:

Calcular el esfuerzo de trabajo a compresión en un poste de madera de 10 m de longitud y 8.4 m de altura libre, sabiendo que el peso del poste es de 115 kg, el de los tres conductores en un claro 8 kg, aisladores 10 kg y herrajes y crucetas 30 kg. El diámetro del poste en el empotramiento es de 20 cm.

El peso total será:

$$P = 115 + 8 + 10 + 30 = 163\ \text{kg.}$$

Sección de empotramiento

$$\pi\ r^2 = 3.14 \times 100^2 = 31\ 400\ \text{mm}^2$$

Momento de inercia mínimo:

$$\frac{\pi}{64} = \frac{3.14}{64} 20^4 = 7\ 850\ \text{cm}^4$$

El esfuerzo de trabajo será:

$$\left(1 + 0.02 \times \frac{8.4^2 \times 31\ 400}{0.25 \times 7\ 850} \right) 100 = 12.3\ \text{kg/cm}^2$$

Nota: Se debe cumplir que la suma de este esfuerzo (R_c), más el obtenido para la flexión (R), sea menor de 550/4, si se toma 4 como coeficiente de seguridad. Es decir, que en los ejemplos antes expuestos, será: R + R_c = 39.6 + 12.3 = 51.9 kg/cm². Por tanto, esta suma de esfuerzos es menor que 550/4 = 137.5 kg/cm².

d) APOYOS DE ÁNGULO CON TORNAPUNTAS O RIOSTRA

$$f = 3 \times 2 \times t_1 \ s \ \cos \frac{\alpha}{2}$$

para líneas trifilares y claros contiguos iguales.

donde:

f = fuerza en kg que transmiten los conductores al ángulo.

t₁ = tensión máxima deducida en la ecuación del cambio de condiciones, en kg/mm²

s = sección del conductor en mm².

α = ángulo que forman la dirección de los conductores en los claros contiguos.

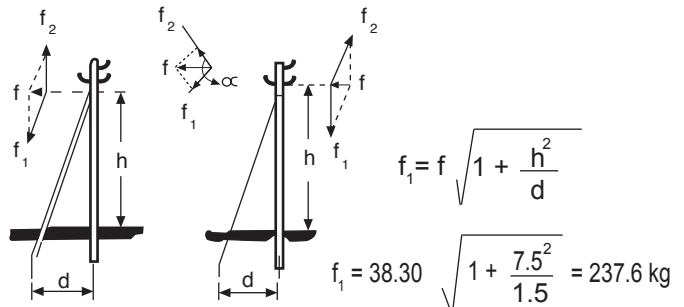
Ejemplo:

Calcular el esfuerzo transmitido por los tres conductores de una línea, a un poste de ángulo dotado de tornapuntas o riostra, sabiendo que el ángulo que forman la dirección de los conductores es de 160°, los claros contiguos iguales y de 30 metros, y la tensión específica máxima de 5.2 kg por milímetro cuadrado. Los conductores de cobre de 7.07 mm², la distancia d = 1.5 m, y la altura h = 7.5 m.

$$f = 3 \times 2 \times 5.2 \times 7.07 \times \cos \frac{160}{2} = 38.30\ \text{kg.}$$

Esta fuerza se descompone en otras dos f₁ y f₂. En el caso de utilizar tornapuntas, la fuerza f₁ obrará sobre éste a compresión, y con riostra obrará sobre el poste.

Su valor para ambos casos será:



e) SOPORTES DE AISLADORES

$$R = 0.1 \frac{Ph}{d^3}$$

donde:

R = esfuerzo de trabajo a flexión en la sección de empotramiento en kg/mm²

P = igual a 3 veces el esfuerzo máximo que puede comunicarle el conductor en kg.

h = brazo de palanca en cm.

d = diámetro del soporte en la sección de empotramiento en cm.

Ejemplo:

Calcular el esfuerzo de trabajo a flexión a que está sometido un soporte recto, cuyo conductor puede transmitirle una fuerza máxima de 35 kg, teniendo un brazo de palanca de 20 cm. y siendo de 25 mm el diámetro del soporte en el empotramiento.

$$p = 3 \times 35 = 105 \text{ kg.}$$

$$R = 0.1 \times \frac{105 \times 20}{2.5^3} = 13.4 \text{ kg.}$$

1.4.11 POTENCIA DE ALGUNAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS

a) ASCENSORES O MONTACARGAS

$$N = \frac{Sv}{75 \eta}$$

donde:

N = potencia del motor en HP.

S = fuerza tangencial en la llanta del tambor o polea de arrastre en kg.

v = velocidad tangencial del tambor en m/seg.

η = rendimiento total de la instalación (suele tomarse 0.75).

Ejemplo:

Calcular la potencia de un motor eléctrico para un ascensor que debe tener una carga útil de 300 kg, sabiendo que el peso de la cabina y demás accesorios es de 350 kg; el contrapeso es igual a 470 kg y la velocidad del ascensor de 0.8 m/segundo.

$$S = 300 + 350 - 470 = 180 \text{ kg}$$

$$N = \frac{180 \times 0.8}{75 \times 0.75} = 2.6 \text{ HP}$$

Se tomarían 3 HP

b) BOMBAS ELEVADORAS

$$N = \frac{Qh}{75 \eta}$$

donde:

N = potencia del motor en HP.

Q = capacidad de la bomba en litros/seg.

h = altura que debe elevar el agua en metros.

η = rendimiento global de la instalación (suele tomarse de 0.6 a 0.7)

Ejemplo:

Calcular la potencia que debería tener un motor eléctrico acoplado a una bomba elevadora de agua que tiene una capacidad de elevación de 100 litros por segundo, y que el agua debe ser elevada a una altura de 6 metros.

$$N = \frac{100 \times 6}{75 \times 0.7} = 11.4 \text{ HP}$$

c) SALTOS DE AGUA

$$N = \frac{Qh}{75 \eta}$$

donde:

N = potencia en HP.

Q = caudal del salto en litros/segundo.

h = altura útil entre nivel del agua y turbina en metros.

η = rendimiento global de la instalación.

(suele tomarse de 0.6 a 0.75).

Ejemplo:

Calcular la potencia que podrá obtenerse de un salto de agua que tiene un desnivel útil de 30 metros, sabiendo que puede proporcionar un caudal de 100 litros por segundo y que el rendimiento global de la instalación (teniendo en cuenta las pérdidas en la tubería, turbina, alternador, etc.) se puede establecer en 0.65.

$$N = \frac{100 \times 30}{75 \times 0.65} = 61.5 \text{ HP}$$

d) ECUACIONES PARA CALCULAR, CIRCUITOS DE TRANSMISIÓN TRIFÁSICOS DE LONGITUD CORTA, DESPRECIANDO LA CAPACITANCIA

- V_g = Volts de la línea al neutro en el lado del generador.
- V_r = Volts de la línea al neutro en el lado de la recepción.
- $V_r = e \sqrt{3}$ Volts de fase a fase.
- R = Resistencia de un conductor en ohms.
- X = Reactancia al neutro de un conductor en ohms.
- I = Corriente por fase.

$$\cos \phi = \frac{\text{Factor potencia Watts Trifásicos Entregados}}{\sqrt{3} V_r (\cos \phi)}$$

$$I = \frac{\text{Watts Trifásicos Entregados}}{\sqrt{3} V_r (\cos \phi)}$$

$$\text{Pérdida de potencia} = 3 I^2 R$$

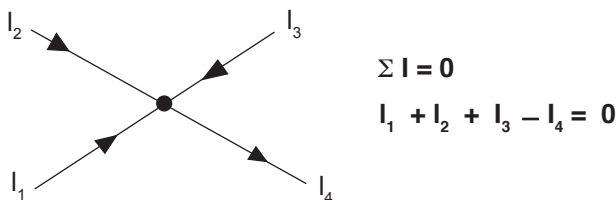
$$V_g = \sqrt{(V_r \cos \phi + IR)^2 + (V_r \sin \phi + IX)^2}$$

$\cos \phi$ y $\sin \phi$ en estas ecuaciones corresponden al ángulo del factor de potencia en el extremo receptor. Para factor de potencia adelantado, $\sin \phi$ será negativo.

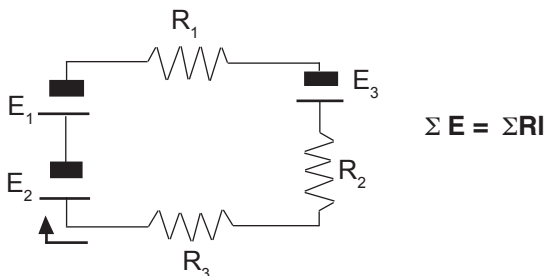
1.4.12 LEYES ELÉCTRICAS

a) LEYES DE KIRCHHOFF

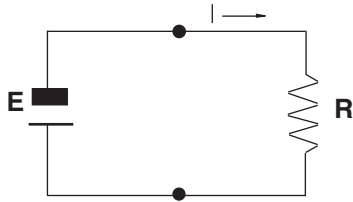
1ª.- En una red, la suma algebraica de las corrientes que llegan a un nodo es igual a cero.



2ª.- En la malla de una red, la suma algebraica de las fuerzas electromotrices es igual a la suma algebraica de los productos RI en la misma malla.

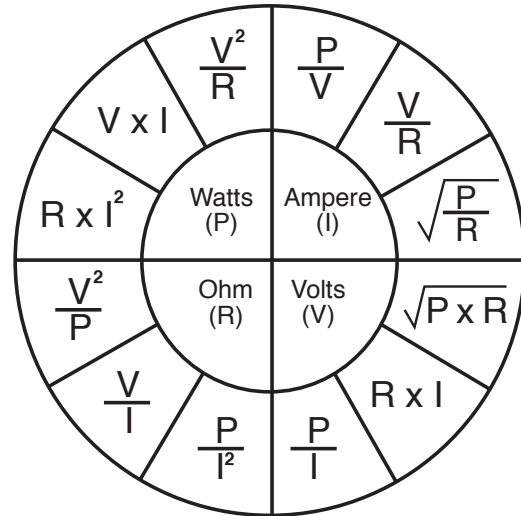


b) LEY DE OHM



$$R = \frac{V}{I}$$

c) SUMARIO DE LAS FÓRMULAS DE LA LEY DE OHM



Las expresiones que se encuentran en la parte exterior de cada cuadrante, son iguales a la cantidad mostrada para el cuadrante correspondiente.

d) LEY DE KELVIN

Para la selección más económica de un conductor de cobre:

$$A = 59.3 \times I \sqrt{\frac{PH}{CN}}$$

donde:

A = calibre del conductor de cobre en circular mils.

I = corriente del circuito en amperes.

C = costo del conductor en centavos/libra.

H = horas por año de servicio.

P = costo de la energía en centavos/kWh

$N = \frac{(\text{intereses} + \text{impuestos} + \text{depreciación})\text{anual en el conductor}}{\text{costo del conductor}}$

e) LEY DE JOULE

Para efectos caloríficos de la corriente.

$$Q = 0.00024 R I^2 t$$

donde:

Q = cantidad de calor en kilocalorías.

R = resistencia en ohms.

I = corriente en amperes.

t = tiempo en segundos.

f) LEY DE FARADAY

Para la inducción electromagnética.

$$e = - \frac{\partial \phi}{\partial t} \times 10^{-8}$$

donde:

e = fuerza electromotriz (f.e.m.) en volts.

$\partial \phi$ = variación de flujo magnético en maxwells.

∂t = variación del tiempo en segundos.

1.4.13 FORMULARIO Y EJEMPLOS DE APLICACIÓN

a) FÓRMULAS ELÉCTRICAS PARA CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA

Reactancia Inductiva

$$X = 2\pi fL \text{ (Ohms)}$$

donde:

f = frecuencia en hertz (c.p.s.)

L = inductancia en henrys.

Reactancia Capacitiva:

$$X_c = \frac{1}{2\pi fC} \text{ (Ohms)}$$

donde:

C = capacitancia en farads.

$$\text{Impedancia } Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2} \text{ (Ohms)}$$

$$\text{Amperes } I = \frac{E}{Z} = \text{---}$$

b) FÓRMULAS ELÉCTRICAS PARA CIRCUITOS DE CORRIENTE CONTINUA

Ley de Ohm

$$V = RI$$

Resistencia en serie

$$R = r_1 + r_2 + \dots + r_n$$

Conductancias en paralelo

$$G = g_1 + g_2 + \dots + g_n$$

Resistencia en paralelo

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \dots + \frac{1}{r_n}$$

En otras palabras, convertir la resistencia en conductancia y sumar las conductancias.

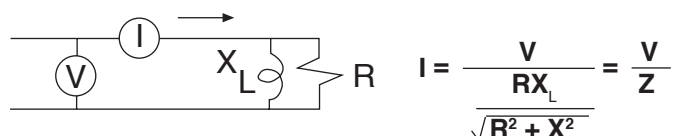
Potencia en watts:

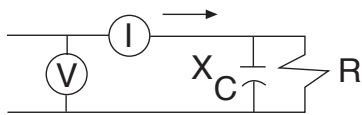
$$W = V \times I$$

$$W = R \times I^2$$

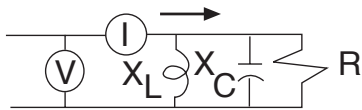
$$W = HP \times 746$$

c) FÓRMULAS PARA DETERMINAR DIAGRAMAS EN CIRCUITOS DE C.A.





$$I = \frac{V}{\frac{RX_c}{\sqrt{R^2 + X_c^2}}} = \frac{V}{Z}$$



$$I = \frac{V}{\frac{RX_L X_c}{\sqrt{X_L^2 X_c^2 + R^2 (X_L - X_c)^2}}} = \frac{V}{Z}$$

donde:

R = resistencia en ohms.

Z = impedancia en ohms.

I = corriente en amperes.

V = tensión en volts.

X_L = reactancia inductiva en ohms.

X_C = reactancia capacitativa en ohms.

L = inductancia en henrys.

C = capacitancia en farads.

d) FÓRMULAS DE APLICACIÓN PRÁCTICA

Cantidad de electricidad

$$Q = It$$

donde:

Q = cantidad de electricidad, amperes/hora

I = corriente de descarga, amperes

t = tiempo de descarga, horas

¿Cuántos días durará la descarga de un acumulador capaz de suministrar 70 amperes/hora con un régimen de descarga de 0.5 amperes?

$$t = \frac{Q}{I} = \frac{70}{0.5} = 140 \text{ h, } \frac{140}{24} = 5 \text{ días } 20 \text{ h}$$

Nota: 1 ampere-hora = 3 600 coulombs.

e) RESISTENCIAS ELÉCTRICAS Y EFECTOS CALORÍFICOS DE LAS CORRIENTES

Resistencia de un Conductor

$$R = \rho \frac{l}{s}$$

donde:

R = resistencia en ohms.

ρ = resistividad ohms mm²/m.

l = longitud en metros.

s = sección transversal en mm².

Asociación de Resistencia:

En serie:

$$R = r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_n$$

En paralelo:

$$R = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_3} + \dots + \frac{1}{r_n}}$$

Ejemplos:

¿Qué resistencia tiene un conductor de cobre de 10 mm² de sección y 150 m de longitud?

resistividad del cobre = 0.017 5

$$R = 0.017 5 \frac{150}{10} = 0.263 \text{ ohms}$$

Se tienen tres resistencias de 5, 8 y 10 ohms. ¿Cuál será la resistencia total si se agrupan primero en serie y después en paralelo?

En serie: R = 5 + 8 + 10 = 23 ohms

$$\text{En paralelo: } R = \frac{1}{\frac{1}{5} + \frac{1}{8} + \frac{1}{10}} = 2.35 \text{ ohms}$$

1.4.14 FÓRMULAS Y TABLAS PARA CÁLCULO DE FACTORES

a) FORMULARIO DE FACTORES MÁS COMUNES

Factor de Demanda	=	$\frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Conectada}} \leq 1$
Factor de Diversidad	=	$\frac{\text{Suma de las Demandas Máximas Individuales}}{\text{Demanda Máxima del Sistema}} \geq 1$
Factor de Carga	=	$\frac{\text{Promedio de Carga en un Período}}{\text{Carga Máxima en el Mismo Período}} \leq 1$
Factor de Utilización	=	$\frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Potencia Nominal}} \leq 1$

b) FACTORES DE DEMANDA ESTABLECIDOS

COMERCIAL		INDUSTRIAL	
COMERCIO	F.D.	INDUSTRIA	F.D.
Alumbrado Público	1.00	Acetileno (Fca. de)	0.70
Apartamentos	0.35	Armadoras de Autos	0.70
Bancos	0.70	Carpinterías (talleres de)	0.65
Bodegas	0.50	Carne (Empacadoras)	0.80
Casinos	0.85	Cartón (Productos de)	0.50
Correos	0.30	Cemento (Fca. de)	0.65
Escuelas	0.70	Cigarros (Fca. de)	0.60
Garages	0.60	Dulces (Fca. de)	0.45
Hospitales	0.40	Fundición(talleres de)	0.70
Hoteles Chicos	0.50	Galletas (Fca. de)	0.55
Hoteles Grandes	0.40	Hielo (Fca. de)	0.90
Iglesias	0.60	Herrería (Talleres de)	0.50
Mercados	0.80	Imprentas	0.60
Multifamiliares	0.25	Jabón (Fca. de)	0.60
Oficinas	0.65	Lámina (Fca. Artículos)	0.70
Restaurantes	0.65	Lavandería Mecánica	0.80
Teatros	0.60	Niquelado (Talleres de)	0.75
Tiendas	0.65	Maderería	0.65
		Marmolería (talleres de)	0.70
		Mecánico (Taller)	0.75
		Muebles (Fca. de)	0.65
		Pan (Fca. mecánica de)	0.55
		Papel (Fca. de)	0.75
		Periódicos (rotativas)	0.75
		Pinturas (Fca. de)	0.70
		Química (Industria)	0.50
		Refinerías (Petróleo)	0.60
		Refrescos (Fca. de)	0.55
		Textiles (Fca. telas)	0.65
		Vestidos (Fca. de)	0.45
		Zapatos (Fca. de)	0.65

c) FACTORES DE DEMANDA DE ALIMENTADORES PARA CARGAS DE ALUMBRADO

TIPO DE LOCAL	PARTE DE LA CARGA DE ALUMBRADO A LA QUE SE APLICA EL FACTOR DE DEMANDA, EN VA.	FACTOR DE DEMANDA %
Almacenes	Primeros 12 500 ó menos	100
	A partir de 12 5000	50
Hospitales*	Primeros 50 000 ó menos	40
	A partir de 50 000	20
Hoteles y moteles, incluyendo los bloques de apartamentos sin cocina*	Primeros 20 000 ó menos	50
	De 20 001 a 100 000	40
	A partir de 100 000	30
Unidades de vivienda	Primeros 3 000 ó menos	100
	De 3 001 a 120 000	35
	A partir de 120 000	25
Todos los demás	Total VA	100

* Los factores de demanda de esta tabla no se aplican a la carga calculada de los alimentadores a las zonas de hospitales, hoteles y moteles en las que es posible que se deba utilizar todo el alumbrado al mismo tiempo, como quirófanos, comedores y salas de baile.

d) FACTORES DE DEMANDA COMUNES PARA EL CÁLCULO DE ALIMENTADORES PRINCIPALES Y DE SERVICIO

CARACTERISTICA DEL SERVICIO	RANGO DE FACTORES DE DEMANDA COMUNES
Motores para bombas, compresoras, elevadores, máquinas, herramientas, ventiladores, etc.	20 a 60 %
Motores para operaciones semi-continuas en algunos molinos y plantas de proceso	50 a 80 %
Motores para operaciones continuas, como en máquinas textiles	70 a 100 %
Hornos de arco	80 a 100 %
Hornos de inducción	80 a 100 %
Soldadoras de arco	30 a 60 %
Soldadoras de resistencia	10 a 40 %
Calentadores de resistencia, hornos	80 a 100 %

e) **TABLA DE FÓRMULAS ELÉCTRICAS PARA CORRIENTE DIRECTA Y CORRIENTE ALTERNA**

PARA DETERMINAR	CORRIENTE DIRECTA	CORRIENTE ALTERNA:		
		MONOFÁSICA	BIFÁSICA	TRIFÁSICA
Corriente (I) Conociendo HP	$I = \frac{HP \times 746}{V\eta}$	$I = \frac{HP \times 746}{V\eta \text{ f.p.}}$	$I = \frac{HP \times 746}{2 V\eta \text{ f.p.}}$	$I = \frac{HP \times 746}{\sqrt{3} V_f \eta \text{ f.p.}}$
Corriente (I) Conociendo la Potencia activa (W)	C.D., 2 hilos $I = \frac{W}{V}$	1 fase, 2 hilos: $I = \frac{W}{V \text{ f.p.}}$	$I = \frac{W}{2V \times \text{f.p.}}$	3 fases, 3 hilos: $I = \frac{W}{\sqrt{3} V_f \text{ f.p.}}$
	C.D., 3 hilos $I = \frac{W}{2V}$	1 fase, 3 hilos (Conductores de fase) $I = \frac{W}{2V \text{ f.p.}}$		3 fases, 4 hilos: $I = \frac{W}{3 V \text{ f.p.}}$
		1 fase, 3 hilos (Conductor común) $I = \frac{W}{\sqrt{2} V_f \text{ f.p.}}$		
Corriente (I) Conociendo la Potencia aparente (VA)	— — — —	$I = \frac{VA}{V}$	$I = \frac{VA}{2V}$	$I = \frac{VA}{\sqrt{3} V_f}$
Potencia Activa (W)	$W = VI$	$W = VI \text{ f.p.}$	$W = 2VI \text{ f.p.}$	$W = \sqrt{3} V_f I \text{ f.p.}$
Potencia Aparente (VA)	— — — —	$VA = VI$	$VA = 2VI$	$VA = \sqrt{3} V_f I$
Potencia en la Flecha en HP	$HP = \frac{VI \eta}{746}$	$HP = \frac{VI \eta \text{ f.p.}}{746}$	$\frac{2VI \eta \text{ f.p.}}{746}$	$HP = \frac{\sqrt{3} V_f I \eta \text{ f.p.}}{746}$
Factor de Potencia (f.p.)	UNITARIO	$\text{f.p.} = \frac{W}{VI} = \frac{W}{VA}$	$\text{f.p.} = \frac{W}{2VI} = \frac{W}{VA}$	$\text{f.p.} = \frac{W}{\sqrt{3} V_f I} = \frac{W}{VA}$
Sección de Conductor en mm ²	LEY DE OHM	$S = \frac{4 LI}{Ve\%}$	$S = \frac{2 LI}{Ve\%}$	$S = \frac{2 \sqrt{3} LI}{V_f e\%}$

SIMBOLOGÍA

donde:

I = corriente por fase en amperes.
L = longitud en metros.
V = tensión al neutro en volts.
e% = caída de tensión en porciento.
V_f = tensión entre fases en volts.
η = eficiencia expresada en %.
HP = caballos de potencia.

f.p. = factor de potencia (unitario)
W = potencia activa en watts.
VA = potencia aparente en volt-ampere.
S = sección del conductor en mm²

Velocidad Síncrona

$$\text{r.p.m.} = \frac{f \times 120}{p}$$

donde:
r.p.m. = revoluciones por minuto.
f = frecuencia.
p = número de polos.

1.5 Información general

1.5.1 LA CORRIENTE MORTAL

La intención de este artículo es informar lo elemental para poder salvar la vida de un accidentado por contacto con corriente eléctrica.

La sección sobre primeros auxilios también se puede aplicar a personas que han sufrido lesiones por: ambiente con gases tóxicos, ahogo, caídas y golpes, ataque cardíaco, shock severo, heridas por cuchillo o bala y en ocasiones envenenamiento.

Leer y aprender esta información podrá salvarle la vida a un amigo o miembro de su familia. Miles de personas están vivas hoy porque alguien supo salvarlas.

Nadie puede asegurar que la vida de alguna víctima sea salvada, pero al usar esta información se mejoran las probabilidades de éxito en forma impresionante.

Por extraño que parezca, la mayoría de los choques eléctricos fatales le ocurren a personas que supuestamente debieron estar prevenidas.

Aquí se presentan algunas informaciones electromédicas útiles para la prevención de accidentes.

ES LA CORRIENTE LA QUE MATA

Comúnmente puede pensarse que un «shock» de 10 000 volts puede ser mortal en mayor grado que un shock de 100 volts. Esto es erróneo, individuos han sido electrocutados con aparatos que utilizan la tensión doméstica ordinaria (110 Volts), también se tiene conocimiento de accidentes fatales ocurridos al utilizar pequeños aparatos industriales de tan solo 42 volts.

La medida real de la intensidad de un shock depende de la corriente (amperes) que es forzada a circular por el cuerpo, y no tanto de la tensión aplicada. Cualquier dispositivo eléctrico utilizado en algún circuito doméstico puede, bajo ciertas condiciones, transmitir una corriente mortal.

Mientras que cualquier corriente superior a 10 miliamps (0.010 amps) puede producir desde contracciones musculares dolorosas hasta un shock severo, las corrientes entre 100 y 200 miliamperes (0.1 a 0.2 amps) son mortales.

Las corrientes superiores a los 200 miliamperes (0.2 amp), aunque pueden producir quemaduras graves e inconsciencia no son usualmente la causa de la muerte si el accidentado es rápidamente atendido. Esta atención comúnmente consiste en darle a la víctima respiración artificial que generalmente lo rehabilita.

Desde un punto de vista práctico, después de que una persona es afectada por un shock eléctrico, es imposible determinar cuanta corriente pasó a través de órganos vitales de su cuerpo. Si la respiración normal del accidentado se ha interrumpido debe suministrarse inmediatamente respiración artificial, boca a boca.

EL EFECTO FISIOLÓGICO DEL SHOCK ELÉCTRICO

La gráfica muestra el efecto fisiológico de varias intensidades de corriente; nótese que no se considera la tensión, aunque se requiera una cierta tensión para producir la corriente, la cantidad de corriente varía dependiendo de la resistencia del cuerpo en los puntos de contacto.

Como se muestra en la gráfica, el shock es relativamente más severo cuando se incrementa la corriente. A valores tan bajos como 20 miliamperes, la respiración empieza a dificultarse, cesando completamente a valores debajo de 75 miliamperes.

Cuando la corriente se aproxima a 100 miliamperes ocurre una fibrilación ventricular del corazón (una trepidación no controlada de las paredes de los ventrículos).

Arriba de 200 miliamperes, las contracciones musculares son tan severas que el corazón es comprimido durante el shock. Esta opresión protege al corazón de entrar en una fibrilación ventricular, y las posibilidades de supervivencia para la víctima son buenas.

PELIGRO BAJA TENSIÓN ELÉCTRICA !!!

Es sabido que las víctimas de shocks de alta tensión usualmente reaccionan a la respiración artificial más rápidamente que las de un shock de baja tensión. La razón puede ser la gran opresión del corazón debida a las altas intensidades de corriente asociadas con una alta tensión. Sin embargo, la única conclusión razonable a que se puede llegar es que 75 volts son tan mortales como 750 volts.

La resistencia del cuerpo varía dependiendo de los puntos de contacto y las condiciones de la piel (húmeda o seca). Entre los oídos por ejemplo, la resistencia interna es sólo de 100 ohms, mientras que entre las manos y los pies es cercana a 500 ohms. La resistencia de la piel puede variar de 1 000 ohms cuando está mojada a más de 50 000 ohms cuando está seca.

Mientras se trabaje alrededor de equipo eléctrico, muévase lentamente, esté seguro de un apoyo correcto de los pies para un buen balance. No se precipite al caérsele alguna herramienta. Quite toda la energía y aterrice todos los puntos de alta tensión antes de tocarlos. Esté seguro que la energía no puede ser restablecida accidentalmente. No trabaje sobre equipo no aterrizado. No examine equipo vivo cuando esté física o mentalmente fatigado. Ponga una mano en el bolsillo cuando examine equipo eléctrico energizado. Sobre todo no toque equipo eléctrico parado en pisos metálicos, concreto húmedo u otras superficies bien aterrizadas. No maneje equipo eléctrico con ropas húmedas (particularmente zapatos mojados) o mientras su piel esté húmeda.

Recuerde que mientras más conozca de equipo eléctrico está más expuesto a desatender estos detalles. No tome riesgos innecesarios.

QUÉ HACER CON LAS VÍCTIMAS

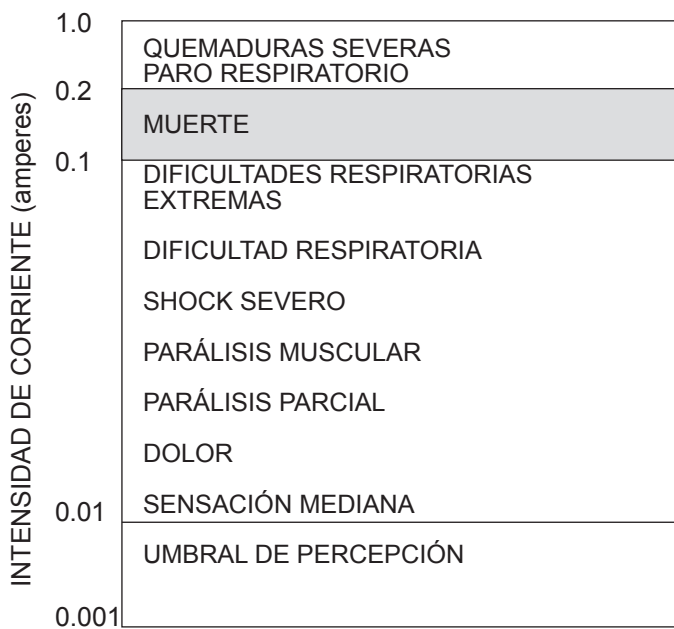
Corte la tensión o aparte a la víctima del contacto lo más rápido posible, pero sin arriesgar su propia seguridad. Use una madera seca, manta, etc., para hacerlo.

No gaste tiempo buscando el switch. La resistencia de la víctima baja con el tiempo y la corriente mortal de 100 a 200 miliamperes puede alcanzarse si se pierde tiempo.

Si la víctima está inconsciente y perdió la respiración, inicie respiración artificial boca a boca; no pare la reanimación hasta que una autoridad medica lo indique.

Puede tomar hasta 8 horas revivir a un paciente. Puede no haber pulso y una condición similar al rigor mortuario; sin embargo, éstas son las manifestaciones del shock y no una indicación de que la víctima esté muerta.

GRÁFICA GAMA DE EFECTOS



EFFECTOS FISIOLÓGICOS A CAUSA DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA

PRIMEROS + AUXILIOS

DESCARGA ELÉCTRICA

Recuerde: cada segundo que el accidentado esté en contacto con la corriente eléctrica merma sus probabilidades de sobrevivir. Rompa el contacto de la víctima con el cable o hierro electrificado en la forma más rápida posible, pero que no encierre peligro para usted. Si el accidente ocurrió en casa, desconecte el enchufe o el interruptor (switch) principal de la casa. Si ocurrió en el exterior, use un palo o una rama seca.

Empleando un palo seco (nunca una varilla metálica), una cuerda seca, como un cinturón de cuero, o ropa seca, retire el cable de la víctima o aparte a ésta del cable. Cerciórese de estar pisando una superficie seca y sólo utilice materiales secos. **No conductores.** No toque al accidentado hasta que deje de estar en contacto con la corriente. Luego examínelo para ver si respira y tiene pulso; en caso necesario, aplique la respiración artificial de boca a boca o la resucitación cardiopulmonar. **MANDE BUSCAR AUXILIO MÉDICO.**

CHOQUE: CÓMO TRATARLO

Aunque un shock eléctrico sea leve y la persona se mantenga consciente, se debe de tratar una víctima para choque.

Con toda lesión grave (herida con hemorragia, fractura, quemaduras grandes) cuente siempre con que habrá shock y tome medidas para atenuarlo. Síntomas: piel pálida, fría, pegajosa; pulso acelerado; respiración débil, rápida o irregular; el herido está asustado, inquieto, temeroso, o en estado comatoso.

Primero.- Mantenga acostado al enfermo con la cabeza más abajo que los pies (salvo que presente una herida importante en la cabeza o en el pecho; si respira con dificultad, se le deben levantar los hombros y la cabeza hasta que ésta quede unos 25 cm más alta que los pies)

Segundo.- Afloje en seguida la ropa apretada (cinturón, cuello, faja, sostén, etc.)

Tercero.- Llame una ambulancia o lleve al paciente reclinado a un hospital.

Si una descarga eléctrica ha causado combustión y si la ropa está ardiendo, apague las llamas con un abrigo, una manta o una alfombra, o haga que la persona se tire al suelo y dé vueltas sobre si misma.

Llame al médico o una ambulancia inmediatamente.

Mantenga acostada a la víctima para atenuar el shock.

Corte las ropas que cubran la superficie quemada. Si la tela se adhiere a la quemadura, no trate de aflojarla a tirones; córtela con cuidado alrededor de la llaga.

No aplique ungüentos para quemaduras, aceites ni anti-sépticos de ninguna clase.

Administre los primeros auxilios contra shock. Si la persona quemada está consciente, disuelva media cucharadita de bicarbonato de sodio y una cucharadita de sal en un litro de agua. Dele medio vaso de esta solución cada 15 minutos para reemplazar los líquidos que pierde el organismo. Suspénda de inmediato la administración si el herido vomita.

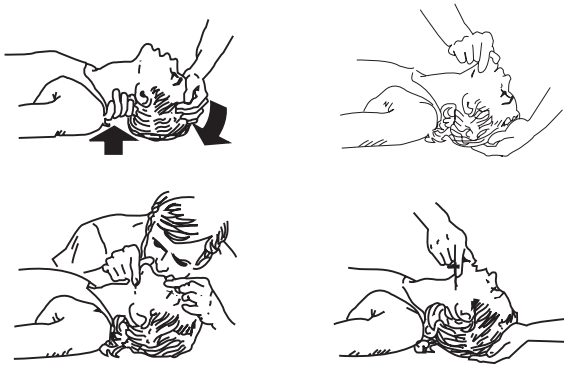
PARA UNA QUEMADURA LEVE

Sumerja inmediatamente la piel quemada en agua fría. Cuando se trate de quemaduras que no puedan sumergirse, por el lugar en que se encuentran, aplique hielo envuelto en una tela, o lienzos empapados en agua helada, cambiándolos constantemente. Continúe el tratamiento hasta que el dolor desaparezca. No emplee ungüentos, grasas ni bicarbonatos de sodio, especialmente en quemaduras lo bastante serias para requerir tratamiento médico. Siempre hay que quitar tales aplicaciones, lo cual retrasa el tratamiento y puede resultar muy doloroso. Si la piel está ampollada, no rompa o vacíe las ampollas.

RESPIRACIÓN ARTIFICIAL PARO RESPIRATORIO

Primero.- Hay que asegurarse de que las vías respiratorias estén libres. Examine la boca y la garganta y saque cualquier cuerpo que las obstruya. Observe el pecho del paciente y compruebe si despiden aire por la nariz o la boca.

Segundo.- Vea si hay pulso en la muñeca o latidos del corazón en el pecho. Si la víctima no respira, por haber sufrido un shock eléctrico, o por cualquier otra causa, pero el corazón todavía le late, recurra a la respiración de boca a boca.



En shock eléctrico, asegúrese de que se ha interrumpido la corriente antes de tocar al paciente. Si hay gas o humo, saque a la víctima al aire libre. Llame inmediatamente a un médico o una ambulancia.

Para efectuar la respiración de boca a boca:

1. Acueste al paciente de espaldas. Quite cualquier materia extraña de la boca con los dedos. Póngale una mano bajo el cuello, levántele un poco la cabeza y échela hacia atrás, pero no demasiado.
2. Tire del mentón del accidentado hacia arriba.
3. Coloque usted su propia boca firmemente sobre la boca abierta de la víctima; oprímale las ventanas de la nariz para cerrarlas e infle los pulmones lo bastante fuerte para hincharle el pecho. Si es un niño pequeño, considérese que los pulmones son más chicos y el volumen de aire será más reducido.
4. Retire la boca y asegúrese de percibir el sonido del aire exhalando. Repita la maniobra. Si no circula el aire, revise la posición de la cabeza y de la mandíbula de la víctima. La lengua o algún cuerpo extraño pueden estar obstruyendo el paso del aire. Ensaye nuevamente.

Si todavía no logra usted el intercambio de aire, vuelva al enfermo sobre un costado y golpéelo fuertemente entre los hombros (omóplatos) varias veces para desalojarle la garganta de cualquier cuerpo extraño. Si el accidentado es un niño, suspéndalo brevemente cabeza abajo, sosteniéndolo sobre un brazo o piernas y dele golpes fuertes y repetidos entre los omóplatos. Límpirole bien la boca.

Reanude la respiración de boca a boca. Tratándose de adultos, infle los pulmones vigorosamente cada cinco segundos. En los niños pequeños, infle tiernamente cada tres segundos. Si usted lo prefiere, puede colocar un pañuelo sobre la boca de la víctima para soplar a través de él; no suspenda la maniobra hasta que la persona comience a respirar. **Muchos accidentados no han revivido hasta después de varias horas de aplicarles la respiración artificial.**

Cuando vuelve en sí, no la deje levantarse por lo menos durante una hora y manténgalo abrigado.

**RESUCITACIÓN
CARDIOPULMONAR**



**RESUCITACIÓN CARDIOPULMONAR RESPIRACIÓN
SUSPENDIDA Y AUSENCIA DE PULSO**

Si el paciente no respira, es preciso asegurarse de que no hay obstrucción en las vías respiratorias.

Trate de escuchar el latido del corazón o tómele el pulso. Si no lo hay, es que el corazón se ha parado.

En este caso es indispensable ensayar la resucitación cardiopulmonar (RCP), de preferencia con un ayudante. Este procedimiento comprende la respiración o insuflación intermitente de boca a boca y el masaje cardíaco.

Para administrar la RCP, acueste a la víctima de espaldas sobre el suelo. De rodillas junto a ella, dé un golpe fuerte con el puño en el pecho (esternón). Así se suele lograr que el corazón vuelva a latir. Si esto ocurre, tantee el pecho del accidentado para encontrar el extremo inferior del esternón. Ponga un dedo de la mano izquierda sobre el cartílago; luego acerque la parte posterior de la mano derecha (nunca la palma) hasta la punta del dedo, retire el dedo y coloque la mano izquierda sobre la derecha.

En seguida, empuje hacia abajo con un impulso rápido y firme para hundir el tercio inferior del esternón cerca de cuatro centímetros, lo cual se logra dejando caer el peso del cuerpo y levantándolo otra vez. Se repite cada segundo esta compresión rítmica: oprimiendo y soltando...oprimiendo...soltando. Cada vez que se empuja, se obliga al corazón a contraerse y a impulsar la sangre por el cuerpo de la víctima. Esta operación sustituye al latido.

Si está usted sólo con el accidentado, deténgase después de cada 15 compresiones para insuflarle profundamente aire dos veces de boca a boca, y luego continúe con este ritmo de 15 a dos hasta que le llegue ayuda. Si cuenta con otro voluntario, éste debe arrodillarse junto a la cabeza del enfermo y soplarle aire de boca a boca a razón de 12 veces por minuto, o sea una insuflación por cada cinco compresiones.

Es necesario continuar la RCP, hasta que el paciente reviva: las pupilas se achican, el color mejora, comienza la respiración y resurge el pulso. Es posible mantener viva a una persona con este procedimiento por lo menos una hora.

ADVERTENCIA: aún cuando la resucitación cardio-pulmonar se efectúe correctamente, puede romper costillas. Si se hace mal, la punta del esternón o una costilla rota podrían perforar el hígado o un pulmón. Por eso se recomienda adiestrarse adecuadamente en esta técnica. Pero en una emergencia aunque carezca usted de preparación intente la RCP. Sin ella, la persona cuyo corazón se ha detenido seguramente morirá.

1.5.2 REQUISITOS ELÉCTRICOS PARA ÁREAS PELIGROSAS

a) INTRODUCCIÓN

Actualmente las industrias de manufacturas y procesos están utilizando más y más materiales potencialmente explosivos e inflamables que anteriormente. El uso de equipo eléctrico en estas industrias continúa incrementándose. Es imperativo que el equipo eléctrico seleccionado sea adecuado y apropiadamente instalado y mantenido, para proteger al personal y las instalaciones de la planta. En este artículo se revisarán los conceptos básicos de equipo para áreas peligrosas. Cubre los aspectos de seguridad en el diseño, selección, instalación y mantenimiento del equipo eléctrico adecuado para usarse en áreas peligrosas.

b) ASPECTOS GENERALES

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE, Instalaciones eléctricas (utilización), establece las bases o los requisitos para la práctica de seguridad en la selección e instalación adecuada de equipo eléctrico en áreas peligrosas, (clasificadas). Estas últimas, están cubiertas en el Capítulo 5, Artículos 500, 501,502,503,505 y 510.

Los Artículos 500 a 505 cubren los requisitos para equipo eléctrico, electrónico y de alumbrado, para todas las tensiones eléctricas, en áreas donde pueda existir peligro de incendio o explosión debido a gases o vapores inflamables, líquidos inflamables, polvos combustibles o fibras inflamables dispersas por el aire.

Dichas áreas o ambientes se clasifican dependiendo de las propiedades de los vapores, líquidos o gases inflamables o de polvos o fibras combustibles que puedan estar presentes, así como de la posibilidad de que se encuentren en cantidades o concentraciones inflamables o combustibles. Cada cuarto, sección o área debe ser considerada individualmente al determinar su clasificación.

Los Artículos 500 al 504 requieren que la construcción del equipo y de la instalación garantice un funcionamiento seguro bajo condiciones de uso y mantenimiento adecuados. Cuando se aplique el Artículo 505, la clasificación de áreas, alambrado y selección de equipo debe ser realizada bajo la supervisión de ingeniería y de expertos en la materia, debidamente calificados.

En la NOM los gases inflamables están clasificados como Clase I. Ya que los diferentes gases tienen una temperatura de ignición y características de explosión diferentes, están subdivididos en cuatro grupos. La Tabla b.- enlista los gases clasificados. Estos gases están clasificados en los Grupos A, B, C y D, en los cuales el D es de menor clasificación que el C, etc. Para completar la descripción del área la norma NOM reconoce dos Divisiones distintas (Div. 1 y 2).

ÁREA CLASE I DIVISIÓN 1

(1) Es aquella en la cual la concentración peligrosa de gases o vapores inflamables existen continua, intermitente o periódicamente en el ambiente bajo condiciones normales de operación; o también;

(2) Área en la cual la concentración peligrosa de algunos gases o vapores puede existir frecuentemente por reparaciones de mantenimiento o por fugas. Puede ser también;

(3) Aquella área en la cual, por falla del equipo de operación o proceso, podrían fugarse gases o vapores inflamables hasta alcanzar concentraciones peligrosas y podría también causar simultáneamente fallas del equipo eléctrico.

Esta clasificación incluye generalmente sitios donde líquidos volátiles inflamables o gases licuados inflamables son transportados de un recipiente a otro; el interior de casetas de pintura por aspersión y zonas aledañas a estas casetas; lugares en los que hay tanques abiertos con líquidos volátiles inflamables.; cuartos o compartimentos de secado por evaporación de solventes inflamables; lugares que contienen equipo para la extracción de grasas y aceites que usan solventes volátiles inflamables; zonas de plantas de lavandería y tintorería donde se utilizan líquidos peligrosos; cuartos generadores de gas y otras zonas de plantas de fabricación de gas donde gases inflamables pueden escapar; cuartos de bombeo de gases inflamables o líquidos volátiles inflamables inadecuadamente ventilados; el interior de refrigeradores o congeladores en los cuales materiales inflamables se almacenan en recipientes abiertos no herméticamente cerrados o frágiles y todas las demás zonas de trabajo donde existe la posibilidad de que se presenten concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables en el curso de operaciones normales.

TABLA b) PRODUCTOS QUÍMICOS POR GRUPOS

<p>ATMÓSFERAS GRUPO A</p> <p>acetileno</p>
<p>ATMÓSFERAS GRUPO B</p> <p>hidrógeno combustible y procesos de gases combustibles que contengan más de 30% de hidrógeno en volumen, o gases o vapores de peligrosidad equivalente tales como: butadieno¹ óxido de etileno² óxido de propileno² acroleína²</p>
<p>ATMÓSFERAS GRUPO C</p> <p>eter etílico etileno o gases o vapores de peligrosidad equivalente</p>
<p>ATMÓSFERAS GRUPO D</p> <p>acetona amoníaco³ benceno butano ciclopropano etanol (alcohol etílico) gasolina hexano metano (gas natural) metanol (alcohol metílico) nafta propano o gases o vapores de peligrosidad equivalente</p>

¹ El equipo para Grupo D se podría usar en esta atmósfera si está aislado de acuerdo con la Sección 501-5 (a), sellando todos los tubos conduit iguales o mayores a 13 mm.

² El equipo para Grupo C se podría usar en esta atmósfera si está aislado de acuerdo con la Sección 501-5 (a), sellando todos los tubos conduit iguales o mayores a 13 mm.

³ Para atmósferas que contengan amoníaco, se permite reclasificar el área a una menos peligrosa o a una no peligrosa.

ÁREA CLASE I DIVISIÓN 2

(1) Es aquella en la cual se manejan, procesan o usan líquidos volátiles o gases inflamables pero en las que estos líquidos o gases se encuentran normalmente dentro de recipientes o sistemas cerrados, de los cuales pueden escaparse sólo en caso de ruptura accidental o en caso de operación anormal del equipo, o;

(2) En la cual se evitan concentraciones peligrosas de gases o vapores por medio de ventilación mecánica y que sólo podrían ser peligrosos en caso de falla u operación anormal del equipo de ventilación, o;

(3) Aquella adyacente a una área Clase I División 1 y en la cual podrían comunicarse concentraciones inflamables de gases o vapores, a menos que esta comunicación se evite por medio de una ventilación adecuada como presión positiva de una fuente de aire limpio y protección efectiva contra fallas del equipo de ventilación.

Esta clasificación generalmente incluye áreas donde se usen líquidos volátiles, gases o vapores inflamables pero en los cuales, a juicio de la autoridad correspondiente, llegarían a ser peligrosos sólo en caso de accidente u operación anormal del equipo. La cantidad de material inflamable que podría escaparse en caso de accidente, el equipo de ventilación existente el tamaño del área involucrada y la estadística de explosiones o incendios en esta rama industrial, son todos factores que deben considerarse para determinar la clasificación del área y sus limitaciones en cada área.

No se considera que la tubería sin válvulas, los puntos de inspección, los medidores, los dispositivos similares, generalmente puedan causar condiciones de peligro, aún al usarse líquidos o gases inflamables. Las áreas empleadas para el almacenamiento de líquidos inflamables o gases licuados o comprimidos dentro de recipientes sellados, normalmente no se considera como peligrosas, a menos que también estén sujetas a otras condiciones peligrosas.

Para la clasificación de áreas peligrosas, deberá realizarse un análisis de cada local, área, o sección en forma individual, en función a la concentración de los gases, vapores y polvos, así como a sus características de explosividad. Existen estudios realizados por diversas asociaciones de protección contra incendios, los cuales podrán tomarse como referencia. Este análisis deberá realizarse bajo la supervisión de ingeniería y de expertos en la materia, debidamente calificados. Es obligación del usuario o propietario de las instalaciones, que la clasificación de las áreas se realice con la mayor precisión posible.

Respecto a los polvos combustibles, la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE, los clasifica como pertenecientes a la Clase II bajo los grupos E, F y G.

Grupo E: Atmósferas que contengan polvos metálicos combustibles, incluyendo aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales y otros polvos combustibles, donde el número de partículas de abrasivos y conductividad, presenten peligro similar en la utilización del equipo eléctrico.

Grupo F: Atmósferas que contengan polvos de carbones combustibles, incluyendo carbón negro, carbón mineral, carbón vegetal, o polvos sensibilizados por otros materiales, de forma que aquellos presenten un peligro de explosión.

Grupo G: Atmósferas que contengan polvos combustibles no incluidos en los grupos E o F, tales como flúor, granos, madera, plástico y químicos.

1.- Algunas atmósferas de productos químicos pueden tener

características que requieran de una protección mayor que aquellas especificaciones para cualquiera de los grupos antes mencionados. El bisulfuro de carbono es uno de estos productos químicos, debido a su baja temperatura de ignición (100°C) y al pequeño claro de junta permitido para detener su flama.

2.- Ciertos polvos metálicos pueden tener características que requieran de una protección mayor, que aquellas especificadas para los que contienen polvos de aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales. Por ejemplo, los polvos de circonio, torio y uranio tienen temperaturas de ignición extremadamente bajas (20°C) y para su ignición requieren de una cantidad de energía menor que la de cualquier otro material clasificado en los grupos de la Clase I o de la Clase II.

Las áreas clasificadas como Clase II también pueden subdividirse en División 1 y División 2.

UN ÁREA CLASIFICADA COMO CLASE II, DIVISIÓN 1

(1) Es aquella en la cual hay polvo combustible en suspensión en el aire bajo condiciones normales de operación en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables, o;

(2) Donde debido a fallas mecánicas u operación anormal de la maquinaria o el equipo puedan producirse tales mezclas explosivas o inflamables y que una falla simultánea del equipo eléctrico o de los sistemas de protección pueda originar una fuente de ignición, o;

(3) En la cual puedan estar presentes en cantidades peligrosas polvos combustibles con características de conductividad eléctrica.

Los polvos combustibles no conductores eléctricos incluyen polvos producidos en el manejo y proceso de granos y productos de grano, cocoa y azúcar pulverizados, leche y huevo en polvo, especias pulverizadas, almidón y harinas, papas, semillas de frijol, forraje y otros materiales orgánicos que puedan producir polvos combustibles cuando se manejan o procesan. Solamente los polvos del grupo E se consideran eléctricamente conductores para propósitos de clasificación. Los polvos que contienen magnesio y aluminio son particularmente peligrosos y se requiere extrema precaución para evitar su ignición y explosión.

UN ÁREA CLASE II DIVISIÓN 2

Es aquella en la cual el polvo combustible no está normalmente en suspensión en el aire ni será puesto en suspensión por la operación normal del equipo, en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables o explosivas, pero donde:

(1) El depósito o la acumulación de tal polvo combustible puede ser suficiente para interferir la adecuada disipación de calor del equipo o aparato eléctrico, o;

(2) El polvo combustible acumulado o depositado sobre o alrededor del equipo eléctrico puede inflamarse por medio de operaciones anormales o falla de tal equipo.

La cantidad de polvo combustible que puede estar presente y la adecuación de los sistemas para remover el polvo, son factores que requieren ser considerados para determinar la clasificación y esto puede resultar en una área no clasificada.

Cuando se manejan productos tales como semillas, de modo que produzcan bajas cantidades de polvo, la cantidad depositada de éste puede no requerir su clasificación.

LAS ÁREAS CLASE III

Son aquellas que son peligrosas por la presencia de fibras o partículas volátiles fácilmente inflamables, pero en las cuales las fibras o volátiles normalmente no se encuentran en suspensión en el aire en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables. Las áreas Clase III se dividen en la siguiente forma:

UN ÁREA CLASE III DIVISIÓN 1

Es aquella en la cual se manejan, fabrican o utilizan fibras fácilmente inflamables o materiales que producen partículas volátiles combustibles.

Estas áreas generalmente incluyen plantas textiles de rayón, algodón y fibras semejantes; plantas fabricantes o procesadoras de fibras combustibles; molinos de semilla de algodón, plantas alijadoras de algodón; plantas procesadoras de lino; fábricas de ropa, talleres de carpintería y todas las industrias o talleres que tienen procesos o condiciones de peligros semejantes. Entre las fibras y partículas volátiles fácilmente inflamables, se encuentran el rayón, el algodón, el henequén, el ixtle, el yute, la fibra de coco, el cáñamo, la estopa, la lana vegetal, el musgo, la viruta de madera y otros materiales similares.

UN ÁREA CLASE III DIVISIÓN 2

Es aquella en la cual se manejan o almacenan fibras fácilmente inflamables, con excepción del lugar donde se fabrican.

Para que haya un fuego o una explosión deben reunirse 3 condiciones:

c) TIPOS DE EQUIPO

El alambrado y el equipo eléctrico pueden emplearse con seguridad en áreas peligrosas, siempre y cuando hayan sido efectuados o construidos de forma adecuada para una área específica, definida de acuerdo a su Clase, División y Grupo.

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE, cubre ampliamente el tipo de disposiciones que deben satisfacerse en relación a la seguridad de las diversas áreas clasificadas. En esta sección, a modo de introducción, solamente se verán algunos aspectos cubiertos por dicha norma. Para mayor abundamiento sobre el particular, se recomienda ampliamente la consulta de la misma.

Respecto a lo visto anteriormente en el punto de los Aspectos Generales, las reglas que se deben aplicar para las instalaciones de alambrado y equipo eléctrico en las áreas clasificadas como Clase I, se cubren en el Artículo 501, mientras que las correspondientes a las áreas Clase II, en el 502.

Los métodos de alambrado deben cumplir con:

a) Las áreas **Clase I, División I**, se deben alambra en tubo (conduit) metálico tipo pesado o semipesado. Todas las cajas, accesorios y uniones deben tener conexiones roscadas para la unión del tubo y deben ser a prueba de explosión. Las uniones roscadas deben entrar por lo menos con cinco cuerdas completas de rosca. Donde sea necesario emplear conexiones flexibles, como en las terminales de motores, se deben usar accesorios flexibles aprobados para áreas Clase I.

1.- Un líquido inflamable, vapor o polvo combustible debe estar presente en el ambiente en cantidades suficientes.

2.- El líquido inflamable, vapor o polvo combustible debe mezclarse con aire u oxígeno en las proporciones requeridas para producir una mezcla explosiva.

3.- Una fuente de energía debe aplicarse a la mezcla explosiva.

De acuerdo con estos principios debe considerarse tanto la cantidad del líquido inflamable o vapor que pueda encontrarse en el ambiente, como sus características físicas. Por ejemplo, los gases más ligeros que el aire se dispersan tan rápidamente en la atmósfera que, excepto en espacios confinados no producen mezclas peligrosas en áreas cercanas a instalaciones eléctricas. Los vapores procedentes de líquidos inflamables tienen también una tendencia natural a dispersarse en la atmósfera y se diluyen rápidamente a concentraciones menores al límite inferior del rango inflamable (explosivo), especialmente cuando existe movimiento de aire. La probabilidad de que la concentración de gas se encuentre por arriba del límite máximo del rango inflamable o explosivo, no proporciona ninguna garantía, ya que la concentración debe pasar primero dentro de los límites de dicho rango.

El análisis de estas condiciones básicas es el principio para la clasificación de áreas peligrosas. Después de que un área ha sido clasificada según su Clase, Grupo o División, puede seleccionarse el equipo eléctrico que pueda utilizarse en dicha área.

b) Las áreas **Clase I, División 2**, se deben alambra en tubo (conduit) metálico tipo pesado o semipesado, envolventes de canalización prealambradas selladas, ductos metálicos sellados, o cables tipo PLTC, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 725, o con cable ITC en soporte para cables en charola, en sistemas de tubería soportados por cable mensajero, o directamente enterrado cuando el cable esté aprobado para este uso. Para conexiones flexibles, se deben usar accesorios metálicos flexibles, tubo (conduit) metálico flexible con accesorios aprobados, cordón flexible con conductor adicional para puesta a tierra aprobado para uso extra rudo y provisto de accesorios aprobados.

c) En las áreas **Clase II, División 1**, la instalación debe hacerse por medio de tubo (conduit) metálico tipo pesado o semipesado. En negocios industriales con acceso restringido al público, donde las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que únicamente el personal calificado da servicio a las instalaciones, se permite el uso del cable tipo MC, aprobado para usarse en áreas Clase II, división 1, con armadura continua de aluminio corrugado hermético al gas y al vapor, con cubierta exterior de material polimérico y con conductores adicionales para puesta a tierra de acuerdo a lo indicado en 250-95, y provisto de terminales para la aplicación específica.

d) En las áreas **Clase II, División 2**, se debe emplear tubo (conduit) metálico tipo pesado o semipesado, canalizaciones herméticas al polvo o cable tipo MC con accesorios para terminales aprobados, o cables tipo PLTC, ITC, MC o TC, en charolas para cables tipo ventiladas, en una sola capa y espaciados entre sí cuando menos una vez el diámetro del cable mayor.

En cuanto a los motores y generadores, su clasificación es como sigue:

a) En las áreas **Clase I, División 1**, los motores, generadores y demás máquinas eléctricas rotativas deben ser: (1) aprobadas para áreas Clase I, División 1; (2) del tipo completamente cerrado y con ventilación de presión positiva desde una fuente de aire limpio y con descarga a un área segura, dispuesta para prevenir que la máquina se energice hasta que la ventilación haya sido estabilizada y la envolvente haya sido purgada con aire limpio por lo menos diez veces el volumen del aire y con un dispositivo que desenergice el equipo automáticamente en caso de falla del sistema de ventilación; (3) del tipo totalmente cerrado lleno de gas inerte, que tenga una fuente de gas inerte adecuada y segura para presurizar la envolvente, provista con dispositivos que aseguren una presión positiva en la envolvente y con un arreglo que desconecte automáticamente el equipo si falla la alimentación del gas; o (4) de un tipo diseñado para estar sumergido en un líquido que solo sea inflamable en caso de estar vaporizado y mezclado con aire, gas, o vapor, a una presión mayor que la atmosférica y el cual solo sea inflamable en mezcla con aire; la máquina debe estar dispuesta para evitar que se energice mientras no haya sido purgada con el líquido o gas para sacar el aire, e interrumpa automáticamente la corriente eléctrica en caso de falla de suministro del líquido, gas, o vapor y cuando la presión de éstos caiga a la presión atmosférica.

b) En las áreas **Clase I, División 2**, los motores, generadores y demás máquinas eléctricas rotativas en las que se utilicen contactos deslizantes, mecanismos de conexión y desconexión centrífuga o de otro tipo (incluyendo los dispositivos de sobrecorriente, sobrecarga y sobrecalentamiento del motor), o dispositivos resistores integrados al motor, ya sea durante el arranque o en marcha, deben estar aprobados para áreas Clase 1, División 1, a menos que tales contactos deslizantes, mecanismos de conexión y desconexión y dispositivos resistores, estén encerrados en envolventes aprobados para áreas Clase I, División 2, de acuerdo con lo indicado en 501-3(b).

En las áreas **Clase II, División 1**, los motores, generadores y demás maquinarias eléctricas rotativas, deben ser:

- 1) Aprobadas para áreas Clase II, División 1.
- 2) Totalmente cerrados, ventilados por tubería y cumplir con las limitaciones de temperatura especificadas en 502-1.

d) En las áreas **Clase II, División 2**, los motores, generadores y demás máquinas eléctricas rotativas deben ser: no ventilados, totalmente encerrados, totalmente encerrados con tuberías de ventilación, totalmente encerrados enfriados por agua y aire, totalmente encerrados enfriados con ventilador o a prueba de ignición de polvo, para lo cual deben tener una temperatura externa máxima a plena carga de acuerdo a lo indicado en 500-3(f) para operación nor-

mal, cuando opere al aire libre (libre de polvo acumulado) y no deben tener aberturas externas.

Excepción: Si se considera que la acumulación de polvo no conductor ni abrasivo es pequeña y si la maquinaria es de fácil acceso para su limpieza y mantenimiento de rutina, se pueden instalar:

- a. Máquinas normalizadas de tipo abierto, sin contactos deslizantes ni mecanismos centrífugos de desconexión o de otro tipo (incluyendo dispositivos de sobrecorriente, de sobrecarga y de sobretemperatura) o dispositivos de resistencia incorporados.
- b. Máquinas normalizadas de tipo abierto con contactos, de mecanismo de conexión o dispositivos de resistencia encerrados dentro de alojamientos herméticos al polvo sin ventilación u otras aberturas.
- c. Motores con autolimpieza para textiles, del tipo jaula de ardilla.

En cuanto a las disposiciones que aplican a las instalaciones de alambrado y equipo eléctrico en las áreas clasificadas como Clase III, cubiertas en el Artículo 503, éstas establecen que el equipo instalado en áreas Clase III debe ser capaz de operar a plena carga sin desarrollar en su superficie una temperatura capaz de causar una deshidratación excesiva o carbonización gradual de fibras o pelusas acumuladas. Los materiales orgánicos carbonizados o excesivamente deshidratados tienen una alta probabilidad de combustión espontánea. La temperatura máxima en la superficie bajo condiciones de operación, no debe exceder de 165°C para equipo no sujeto a sobrecargas, y de 120°C para equipo (como motores y transformadores) que pueden sobrecargarse.

Los métodos de alambrado deben cumplir con los incisos siguientes:

- a) En áreas **Clase III, División 1**, el método de alambrado debe ser en tubo (conduit) metálico pesado o semipesado, conductos a prueba de polvo, o cable tipo MC con accesorios terminales aprobados.
- b) En las áreas **Clase III, División 2**, el método de alambrado debe cumplir con el inciso (a) anterior.

Excepción: en las secciones, compartimentos, o áreas usadas solamente para almacenamiento y que no contengan maquinaria, se puede usar alambrado al descubierto sobre aisladores, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 320, pero solamente a condición de que exista una protección como la requerida en 320-14 cuando los conectores no recorran espacios en el techo y estén lejos de fuentes de daño físico.

En áreas **Clase III, Divisiones 1 y 2**, los motores, generadores y otras máquinas rotatorias deben ser totalmente encerradas enfriadas por ventilador.

Excepción: En áreas donde sólo se dé una moderada acumulación de pelusas sobre, dentro, o en la vecindad de una máquina eléctrica rotatoria, y donde dicha máquina sea de fácil acceso para limpieza y mantenimiento de rutina, se permite cualquiera de los siguientes:

- a. Motores textiles auto-limpiantes del tipo jaula de ardilla.
- b. Motores normales del tipo abierto sin contactos deslizantes u otro tipo de mecanismos de conmutación, incluyendo dispositivos de sobrecarga para el motor.
- c. Motores normales del tipo abierto con contactos tales como, mecanismos de conmutación o dispositivos de resistencia encerrados dentro de envolventes herméticas sin ventilación u otras aberturas.

d) DESCRIPCIÓN SIMPLIFICADA DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CAJA O GABINETE

Definición:

GABINETE.- Es un recinto o recipiente, que rodea o aloja un equipo eléctrico, con el fin de protegerlo contra las condiciones externas y con objeto de prevenir a las personas de contacto accidental con partes vivas.

CAJA O GABINETE	DESCRIPCIÓN
Tipo 1.-	USOS GENERALES.- Diseñado para uso en interiores, en áreas donde no existen condiciones especiales de servicio, y proteger el contacto accidental de personas con el equipo protegido.
Tipo 2.-	A PRUEBA DE GOTEOS.- Diseñado para uso en interiores, proteger el equipo contra goteo de líquidos no corrosivos y contra la salpicadura de lodos.
Tipo 3.-	PARA SERVICIO INTEMPERIE.- Diseñado para uso en exteriores y proteger el equipo que encierran contra tolvaneras y aire húmedo. Gabinete metálico resistente a la corrosión.
Tipo 3R.-	A PRUEBA DE LLUVIA.- Diseñado para uso en exteriores y proteger el equipo que encierran contra la lluvia; gabinete metálico resistente a la corrosión.
Tipo 4.-	HERMÉTICO AL AGUA Y AL POLVO.- Diseñado para equipo expuesto directamente a severas condensaciones externas, salpicaduras de agua o chorro de manguera.
Tipo 4X.-	HERMÉTICO AL AGUA, POLVO Y RESISTENTE A LA CORROSIÓN.- Debe cumplir con los mismos requisitos que se indican para gabinetes tipo 4, y además ser resistentes a la corrosión (con acabado especial para resistir corrosión o gabinete hecho de poliéster).
Tipo 5.-	HERMÉTICO AL POLVO.- Diseñado para uso en interiores y proteger el equipo que encierran contra polvo.
Tipo 6.-	SUMERGIBLE, HERMÉTICO AL AGUA Y AL POLVO.- Diseñado para uso en interiores y exteriores, en caso de inmersión ocasional, caída de chorros directos de agua, polvos o pelusas.

CAJA O GABINETE	DESCRIPCIÓN
Tipo 7.-	A PRUEBA DE GASES EXPLOSIVOS.- (Equipo encerrado en aire) Diseñado para uso en atmósferas peligrosas Clase I Grupos B, C ó D (ver NOM-001-SEDE) y soportar una explosión interna sin causar peligros externos.
Tipo 8.-	A PRUEBA DE GASES EXPLOSIVOS.- (Equipo encerrado en aceite) Diseñado para el mismo fin que el tipo 7 pero su equipo trabaja sumergido en aceite y evitar cualquier tipo de posibilidad de chispas que se produzcan, arriba del aceite.
Tipo 9.-	A PRUEBA DE POLVOS EXPLOSIVOS.- (Equipo encerrado en aire) Diseñado para uso en atmósferas peligrosas Clase II Grupos E, F y G. (ver NOM-001-SEDE) y evitar el ingreso de cantidades peligrosas de polvos explosivos.
Tipo 10.-	PARA USO EN MINAS.- Diseñado para uso en minas, cumpliendo los requisitos para atmósferas que contienen mezclas de metano y aire. Gabinete a prueba de explosión con juntas y seguros adecuados.
Tipo 11.-	RESISTENTE A LA CORROSIÓN.- (Equipo encerrado en aceite) Diseñado para proteger al equipo contra condensaciones externas de líquidos corrosivos, humos y gases corrosivos. Gabinete resistente a la corrosión.
Tipo 12.-	USO INDUSTRIAL, HERMÉTICO AL POLVO Y AL GOTEOS.- Diseñado para uso en interiores y proteger el equipo contra fibras, insectos, pelusas, polvos, salpicaduras ligeras, goteos y condensaciones externas de líquidos.
Tipo 13.-	USO INDUSTRIAL, HERMÉTICO AL ACEITE Y AL POLVO.- Diseñado para uso en interiores y proteger el equipo contra aceites, líquidos refrigerantes y polvos. Principalmente en gabinetes de dispositivos piloto para máquinas herramientas.

Capítulo

2

Conductores eléctricos

Contenido

2.1	Bibliografía.	73	2.4	Conductores desnudos.	89
2.2	Introducción.	75	2.4.1	Conductores desnudos de cobre.	89
2.3	Materias primas y proceso de fabricación de conductores eléctricos.	77		a. Especificaciones para alambre desnudo duro, semiduro y suave.	
2.3.1	Metales.	77		b. Construcciones preferentes y diámetros exteriores nominales de los cables de cobre con cableado concéntrico.	
	a. Cobre.			c. Factores de corrección de resistencia por temperatura para conductores de cobre o de aluminio.	
	b. Aluminio.			d. Capacidad de conducción de corriente, (A), en conductores desnudos de cobre, aluminio y ACSR.	
	c. Plomo.			e. Barras rectangulares de cobre, corrientes admisibles.	
	d. Acero.			f. Alambre de cobre suave estañado.	
	e. Propiedades físicas de los metales a 20°C.			g. Conductores a base de AL serie 8000.	
2.3.2	Materiales aislantes para conductores eléctricos.	79	2.4.2	Conductores desnudos de aluminio y sus aleaciones.	94
2.3.2.1	Historia y descripción de los aislamientos.	79		a. Constantes físicas.	
	a. Hule natural.			b. Construcciones preferentes y diámetros exteriores nominales de los cables de aluminio con cableado concéntrico.	
	b. Hule SBR o GRS.			c. Características físicas y eléctricas de los cables de aluminio puro 1 350, (AAC).	
	c. Hule Butilo.			d. Capacidades de conducción de corriente para conductores de aluminio puro 1 350, (AAC).	
	d. Policloropreno (Neopreno).			e. Características físicas y eléctricas del cable de aleación de aluminio 5 005 (AAAC).	
	e. Polietileno clorosulfonado (CP), (HYPALON), (CSPE).			f. Capacidades de conducción de corriente para cables de aleación aluminio 5 005 (AAAC).	
	f. Polietileno clorado (CPE).			g. Características físicas y eléctricas del cable de aleación de aluminio 6 201 (AAAC).	
	g. Policloruro de vinilo (PVC) o (PVC-RAD)			h. Capacidades de conducción de corriente para cables de aleación de aluminio 6 201 (AAAC).	
	h. Polietileno (PE).				
	i. Polietileno de cadena cruzada (XLPE o XLP).				
	j. Etileno propileno (EPR o EP).				
2.3.2.2	Características principales de los aislamientos para conductores eléctricos.	83			
	a. Rigidez dieléctrica.				
	b. Constante dieléctrica.				
	c. Factor de potencia.				
	d. Resistencia de aislamiento.				
	e. Propiedades comparativas de los aislamientos.				
2.3.3	Proceso de fabricación de conductores eléctricos.	86			
	a. Breve descripción del proceso de fabricación.				

	i. Características físicas y eléctricas del cable de aluminio con alma de acero (ACSR).			
	j. Capacidades de conducción de corriente para cables de aluminio con alma de acero (ACSR)			
2.4.3	Conductores desnudos de copperweld.	104		
	a. Formación geométrica de los cables copperweld.			
	b. Características físicas y eléctricas del alambre y cable desnudos de copperweld.			
	c. Tablas de conductores cableados de copperweld y de cobre desnudos, para transmisión y distribución.		2.5.3	Cable para distribución subterránea (600 volts) tipo DRS (URD) 600 V 90°C 133
2.4.4	Conductores alumoweld desnudos.	108		
	a. Utilización del alumoweld.			
	b. Características mecánicas y eléctricas de los alambres y cables de alumoweld.			
	c. Tablas de selección de cables ACSR/AW - Diámetros iguales para ACSR.			
	d. Capacidades de conducción de corriente para cables ACSR/AW desnudos.			
2.5	Conductores aislados para baja tensión.	115	2.6	Conductores aislados para media y alta tensión. 137
2.5.1	Definición y clasificación.	115	2.6.1	Definición y clasificación. 137
	a. Clasificación de los conductores y características de los aislamientos.			a. Definición.
	b. Capacidad de conducción de corriente permisible en conductores de cobre aislados.			b. Clasificación.
	c. Factores de corrección por temperatura.		2.6.2	Construcción de cables para alta tensión. 137
	d. Dimensiones de conductores para 600 V con aislamientos termoplásticos o termofijos.			a. Conductor.
	e. Número máximo de conductores en tubo (CONDUIT) metálico, tipo semipesado, de medidas comerciales.			b. Pantalla de conductor.
	f. Características de cordones y cables flexibles de cobre.			c. Aislamiento.
	g. Capacidad de conducción de corriente en cordones y cables flexibles de cobre.			d. Pantalla de aislamiento.
	h. Distancia en metros para una caída de tensión máxima de 3 %.			e. Cubiertas exteriores (protectoras).
	i. Cálculo de resistencia y caída de tensión en un conductor.		2.6.3	Pruebas a cable terminado. 139
	j. Gráficas de caída de tensión en conductores de cobre aislados, tipos THW, THWN y RHW.			a. Pruebas de rutina.
				b. Pruebas de aceptación.
				c. Pruebas de campo.
2.5.2	Cables multiconductores.	127	2.6.4	Espesores de aislamientos. 141
	a. Definición.			a. Selección de espesor de aislamiento.
	b. Cable control LS para 600 V, aislamiento y cubierta exterior de PVC, no propagador de incendio.			b. Espesores de aislamiento (XLPE o EPR), tensiones de prueba c.a. y c.c., y calibre de conductores.
	c. Cable control para 1 000 V, aislamiento de polietileno natural y cubierta exterior de PVC.		2.6.5	Cables de media y alta tensión para distribución subterránea. 142
				a. Dimensiones nominales de cables tipo DS.
				b. Dimensiones nominales para cables de EPR para 69 kV categoría I.
				c. Dimensiones nominales para cables de XLPE para 69 y 115 kV categoría I.
				d. Cable control/multiconductor con aislamiento individual de PVC y sobrecapa de nylon. Cubierta exterior de PVC, tipo THWN/THHN 600 V, 75/90°C.
				e. Cable control con aislamiento individual de XLPE y cubierta exterior de PVC, 600 V, 90°C.
				f. Cable control cero halógenos, aislamiento individual termofijo de EPR y cubierta exterior termofija (poliolefina). 600 V, 90°C.

- d. Gráficas de corrientes de cortocircuito permisibles para cables de alta tensión, con conductor de aluminio y aislamiento de XLPE o EPR.
- e. Gráficas de corrientes de cortocircuito permisibles para cables de alta tensión, con conductor de cobre y aislamiento de XLPE o EPR.

2.6.6	Instalación de cables DS.	147
	a. Tipos de instalación.	
	b. Tensión de jalado.	
	c. Ejemplo de aplicación.	

2.1 Bibliografía

- Normas Mexicanas NMX-J-ANCE.
Productos eléctricos-conductores (varias).
- Norma Oficial Mexicana NOM-063-SCFI, Productos eléctricos - conductores - requisitos de seguridad .
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE.
Instalaciones eléctricas (utilización).
- Normas CFE E0000 y PEMEX, para conductores eléctricos.
- Catálogo general de productos VIAKON.
- Aluminum Electrical Conductor Handbook.
The Aluminum Association.
- Manual Técnico de Copperweld Steel Company.
Wire and Cable Division.
- Insulated Cable Engineers Association /
National Electrical Manufacturers Association
(ICEA / NEMA).

2.2 Introducción

Se puede definir como conductor eléctrico aquel componente de un sistema, capaz de permitir el paso continuo de una corriente eléctrica cuando es sometido a una diferencia de potencial entre dos puntos.

En general, toda forma de materia en estado sólido o líquido posee en algún grado propiedades de conductividad eléctrica, pero determinados materiales son relativamente buenos conductores y otros están casi totalmente desprovistos de esta propiedad.

Como ejemplo, los metales son los mejores conductores, mientras que otras sustancias tales como óxidos metálicos, sales, minerales, y materiales fibrosas presentan una conductividad relativamente baja. Algunas otras sustancias tienen una conductividad tan baja que se clasifican como no conductores denominándose con mayor propiedad dieléctricos o aislamientos eléctricos.

Los conductores eléctricos se utilizan para permitir el paso de una corriente eléctrica entre dos puntos con diferente potencial eléctrico. Cuando se presenta este paso de corriente eléctrica se dice que se ha establecido un circuito; el cual se puede definir por medio de cuatro propiedades eléctricas fundamentales: RESISTENCIA, INDUCTANCIA, CAPACITANCIA Y RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Un conductor eléctrico es un elemento de un sistema constituido de un material de alta conductividad eléctrica que puede ser utilizado para el transporte de energía eléctrica.

En general y para nuestros fines, un conductor eléctrico consta de un filamento o alambre, de una serie de alambres cableados y/o torcidos, de material conductor, que se utiliza desnudo, o bien cubierto con material aislante. En aplicaciones donde se requieren grandes tensiones mecánicas se utilizan bronce, acero y aleaciones especiales. En aplicaciones electrónicas ultrafinas y en pequeñas cantidades, se utilizan el oro, la plata y el platino como conductores.

2.3 Materias primas y proceso de fabricación de conductores eléctricos

Las materias primas más comúnmente utilizadas en la fabricación de conductores eléctricos son:

Metales: cobre, aluminio, plomo y acero.
Aislamientos: materiales termofijos, termoplásticos, resina y papel.

2.3.1 METALES

a) COBRE

Elemento químico monovalente, su símbolo químico es Cu. Es un metal sumamente dúctil y maleable de un color rojizo pardo brillante, y uno de los mejores conductores del calor y la electricidad. Existe abundantemente en la naturaleza, tanto en el estado nativo, como en la forma de diversos minerales constituidos por óxidos y sulfuros.

Metalurgia del Cobre: En el beneficio del cobre se siguen dos procedimientos de acuerdo a su composición mineral. Los que contienen cobre nativo o en forma de sulfuros se someten al proceso de la fundición. Los óxidos se disuelven mediante reactivos adecuados, para recuperar después el cobre por precipitación y refinación.

El mineral de cobre se funde dos veces, la primera tiene por objeto obtener la mata de cobre, o sea, una mezcla de sulfuros de cobre y hierro, esta operación se realiza en

hornos de reverbero, la segunda tiene por objeto afinar la mata separando el cobre del azufre y el hierro; esto se consigue fundiéndola en un horno convertidor en presencia de una corriente de aire constante. El azufre se escapa en forma de SO_2 , y el hierro se convierte en óxido que se elimina en la escoria. El producto se conoce como cobre negro (Blister).

Finalmente, el cobre negro (Blister), se somete a la refinación electrolítica que se efectúa haciendo pasar una corriente eléctrica por una solución acidulada (Sulfato de Cobre $CuSO_4$). El ánodo lo constituye el cobre que se desea refinar y para el cátodo se utiliza cobre puro. El cobre electrolítico suele poseer una pureza que fluctúa entre 99.92 y 99.96 por ciento y la mínima requerida para la fabricación de conductores eléctricos es de 99.9 por ciento.

b) ALUMINIO

Elemento químico trivalente, su símbolo químico es Al. Es un metal dúctil y maleable, de un color plateado, buen conductor de calor y electricidad. No existe en estado nativo en la naturaleza, siendo muy abundante en el silicato de alumina y en bauxita (óxido de aluminio).

Metalurgia del Aluminio: El beneficio del aluminio se logra por medios electrolíticos, mezclando la bauxita purificada (óxido de aluminio), con criolita fundida (floruro doble de aluminio y sodio), a una temperatura de $980^{\circ}C$ en un crisol de carbón que sirve como electrodo negativo. El electrodo positivo está formado por carbón. Entre ambos se hace pasar una corriente eléctrica continua depositándose el aluminio fundido en el fondo del crisol, de donde es sangrado hacia las lingoteras, y/o al proceso de colada continua para obtener rollos de alambón de aluminio.

c) PLOMO

Su símbolo químico es Pb. Es un metal blando y maleable, muy denso, de color gris opaco, y se funde a 327.4°C. El plomo existe en estado nativo pero es muy raro y se obtiene principalmente de la galena (sulfuro de Plomo).

Metalurgia del Plomo: Se principia por tostar la galena a fin de eliminar una parte de azufre. En el caso de concentrados se procede a fundirlos sin ninguna preparación, esto suele efectuarse en un alto horno. La carga consiste en una mezcla de galena, coque y algún fundente ferruginoso. De la parte inferior del horno se extrae el plomo fundido, refinándose después. El plomo puede alcanzar purezas hasta de un 99.90 por ciento.

d) ACERO

Es un metal derivado del hierro y está compuesto principalmente de hierro, carbono y manganeso.

Metalurgia del Acero: El mineral de hierro se combina con coque y caliza, donde se transforman dentro de un horno en metal derretido mediante aire caliente. El metal fundido se deposita en el fondo, es sangrado y transportado a los hornos convertidores y por medio de aire caliente se le queman las impurezas y se añaden carbono y manganeso.

e) PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS METALES A 20°C

	COBRE Temple Suave	ALUMINIO 1 350-H 19	PLOMO	ACERO
Número Atómico.	29	13	82	—
Peso Específico, gr/cm ³	8.89	2.705	11.3	7.8
Coefficiente de Temperatura por °C a 20°C.	0.003 93	0.004 03	0.003 9	0.005 6
Conductividad Eléctrica (I.A.C.S.)*, %	100	61	—	—
Conductividad Térmica. cal/cm ³	0.93	0.52	0.083	0.11
Temperatura de Fusión, °C	1 083	660	327	1 300 -1 475
Coefficiente de Dilatación Lineal por °C.	16.22 x 10 ⁻⁶	23.0 x 10 ⁻⁶	28.0 x 10 ⁻⁶	11.5 x 10 ⁻⁶
Calor Específico, cal/gr/°C.	0.091 8	0.225 9	0.031	0.107
Resistividad Volumétrica a 20°C. ohm-mm ² /m	0.017 241	0.028 265	—	—
Resistividad Eléctrica (ohm, en 304.8m a 20°C)	10.371	17.0	132.31	72.17
Esfuerzo de Tensión, Temple duro, kg/cm ²	3 870	1 820	—	—
Esfuerzo de Tensión, Temple suave, kg/cm ²	2 250	845	—	—
Módulo de Elasticidad, kg/cm ²	1 200 000	702 000	—	2 030 000
Resistencia al Corte, kg/cm ²	1 750	665	—	—
Resistencia Límite de Fluencia, kg/cm ²	560	350	—	—

* Para el cobre temple suave.

2.3.2 MATERIALES AISLANTES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS

2.3.2.1 HISTORIA Y DESCRIPCIÓN DE AISLAMIENTOS

Antes de la Segunda Guerra Mundial, uno de los materiales que se conocía y empleaba era el hule natural. Era empleado en cables, como aislamiento y como cubierta exterior. En lo que a los plásticos se refiere, éstos estaban en esta época en su primera infancia. Para 1930 aparece el policloruro de vinilo (PVC), primer termoplástico que se empleó como aislamiento para baja tensión. Su uso original se limitó inicialmente a una temperatura de operación de 60°C, para lugares secos y para tensiones de 600 volts. Posteriormente se desarrollaron compuestos de PVC para 60 ó 75°C en presencia de agua, así como los de 90°C ó 105°C y con características mejoradas de baja emisión de humos, no propagadores de incendio y de bajo contenido de gas ácido.

Para estas épocas, antes de la invención de materiales sintéticos, estaba ampliamente difundido el uso de algodón y papel aislante en la fabricación de conductores eléctricos.

Poco antes de 1930, se introdujeron al mercado de los conductores eléctricos varios hules sintéticos con propiedades especiales. De éstos, el que ha logrado subsistir en su aplicación es el policloropreno (neopreno). Al principio se desarrolló como un material elastomérico especialmente resistente a los aceites, pero sus compuestos y formulaciones se fueron mejorando hasta lograr un excelente material para cubiertas de cables, que vino a reemplazar al hule natural.

Durante la Segunda Guerra Mundial, debido a la poca disponibilidad de hule natural, surgió la necesidad de desarrollar nuevos materiales sintéticos, que por lo menos sirvieran como aislamientos de baja tensión. Así por ejemplo, en Alemania, se implementó el hule estireno-butadieno, conocido como elastómero o hule GRS o SBR. En poco tiempo la industria de aislamientos para conductores eléctricos logró desarrollar una gran cantidad de varios y mejores aislamientos que hoy se manejan en la industria de la fabricación de conductores eléctricos.

En este sentido conviene aclarar que un elastómero es un material que es capaz de recuperarse rápida y fácilmente de fuertes deformaciones mecánicas, después de que se ha sometido a un proceso de vulcanización.

Un material termoplástico es un material que se puede suavizar por calentamiento o endurecerse por enfriamiento. Los materiales elastoméricos no cambian de forma con la aplicación de calor después de vulcanizados, en cambio un termoplástico sí cambia de forma al calentarse. Los materiales termofijos son compuestos que tienen la estructura química de la familia de los plásticos, pero su estructura y su composición permite en ellos una vulcanización que les confiere cualidades de termoestabilidad semejante a las de los compuestos elastoméricos o hules sintéticos.

A partir de 1945 se fueron desarrollando excelentes materiales tanto elastoméricos, como los termoplásticos que han permitido un excelente progreso en la industria de cables, entre estos materiales se tiene el hule butilo, el polietileno convencional, el polietileno de cadena cruzada o polietileno vulcanizado, el etileno propileno, el polietileno clorosulfonado, el polietileno clorado, el hule silicón, etc.

Uno de los materiales que se usó desde los albores de la industria manufacturera y aún se emplea en la baja fabricación de conductores eléctricos, es el papel aislante de grado eléctrico impregnado en aceite.

Este tipo de aislamiento se forma principalmente por la aplicación de tiras de papel en forma helicoidal sobre el conductor metálico. Se colocan sucesivamente, una capa tras otra, hasta obtener el espesor de aislamiento adecuado para la tensión (volts) a que va a operar el cable. Una vez logrado el espesor total del aislamiento, el cable se somete a un secado de alto vacío donde se le extrae la humedad para después pasar al proceso de impregnación en aceite de altas propiedades dieléctricas. Finalmente se aplica sobre el cable una cubierta protectora de plomo por medio de un proceso de extrusión. Esta es la construcción más simple de un cable aislado con papel impregnado y cubierta protectora de plomo; sin embargo, esta construcción puede ser más elaborada e incluir cintas semiconductoras, pantallas metálicas, cubiertas de plomo protegidas con yute, material termoplástico, o con armadura de acero.

El papel impregnado en aceite tiene excelentes propiedades dieléctricas:

Factor de potencia, %	0.5 - 2
Constante dieléctrica, SIC	3 - 5
Constante de resistencia de aislamiento, K, MΩ-km	3 000
Rigidez dieléctrica, c.a., kV/mm	22
Rigidez dieléctrica, Impulsos, kV/mm	73

De los valores de factor de potencia y de constante dieléctrica en este tipo de cable, se concluye que las pérdidas dieléctricas son mínimas y el espesor reducido del aislamiento de papel queda justificado por su alta rigidez dieléctrica.

La cubierta protectora de plomo sirve para proteger el aislamiento contra los agentes mecánicos, químicos, intemperie y humedad. Si por alguna razón la cubierta protectora se perfora, la entrada de humedad al aislamiento se hace inevitable. La presencia de humedad en el aislamiento causa la falla inmediatamente.

En los cables con aislamiento de papel, aunque se tiene especial cuidado para desgasificar el compuesto impregnante antes de usarlo, hay un límite de la cantidad de gas o aire que puede extraerse bajo las condiciones comerciales de fabricación. También el vacío aplicado a los tanques de impregnación antes de la admisión del compuesto, no puede ser en la práctica menor de 2 mm absolutos, así que siempre queda una cierta cantidad de aire que luego permanecerá en el dieléctrico de cable.

En un cable con aislamiento de papel impregnado sujeto a ciclos de calentamiento y enfriamiento, el compuesto se expande y como resultado, la cubierta de plomo se dilata.

Cuando el cable se enfría durante los períodos de baja carga, el compuesto se contrae, pero la cubierta de plomo no lo hace con él, debido a su inelasticidad, resultando entonces la formación de cavidades llenas de aire en el

aire o gas, bajo la acción de un campo eléctrico, resulta una ionización del aire (efecto corona) con sus dos consecuencias perjudiciales al aislamiento: impactos sobre el material aislante y formación de ozono.

Las magníficas propiedades dieléctricas del papel impregnado, las da precisamente el aceite; sin embargo, por muy viscoso que sea, siempre habrá el riesgo de que emigre (desniveles entre los diferentes puntos del cable o diferencias de temperaturas a lo largo del mismo). Lo anterior deja a ciertas zonas con menos aceite que el

necesario, dando como resultado el empobrecimiento dieléctrico de tales zonas y produciéndose el rompimiento de la rigidez dieléctrica del aislamiento.

En cables aislados con papel impregnado y cubiertas de plomo, la elaboración de las uniones y de las terminales es compleja y delicada, que requiere de personal especializado y forman puntos vulnerables en la instalación, pues la posibilidad de falla en esos puntos no es remota.

a) HULE NATURAL

Como se indicó antes, este material tuvo una época en que no tenía competencia para la fabricación de aislamientos y cubiertas de cables eléctricos; sin embargo, actualmente se emplea una cantidad muy pequeña para este propósito. Necesita formularse especialmente para lograr compuestos resistentes a la humedad, al calor, a los aceites y de resistencia mecánica alta. Actualmente no puede competir con los hules sintéticos (elastómeros), que se han desarrollado.

b) HULE SBR o GRS

Fue el primer material que reemplazó al hule natural, se le conoce como hule estireno-butadieno, hule BUNA-S, hule SBR o GRS. Aunque su resistencia mecánica es inferior al hule natural, puede formularse para lograr un compuesto de buenas cualidades eléctricas para cables de baja tensión, es más resistente al calor y humedad que el hule natural. Aún se emplea como aislamiento para tensiones hasta de 2 000 volts. Su uso se limita a aplicaciones de baja tensión porque hay otros aislamientos plásticos y elastoméricos que le llevan toda la ventaja para tensiones altas. Se emplea para temperaturas de operación hasta de 90°C.

c) HULE BUTILO

Este material es un polímero del isobutileno-isopreno. Aunque este material fue desarrollado en 1940, tomó algunos años vencer algunos problemas técnicos de proceso para poder emplearlo como aislamiento de conductores eléctricos. Sin embargo, en 1947 se empezó a lograr una enorme producción de cables con este aislamiento para tensiones hasta de 35 000 volts.

Una vez que las dificultades de formulación y preparación de compuestos de hule butilo fueron vencidas, se logró tener un excelente aislamiento para alta tensión. Este aislamiento puede trabajar a temperaturas de operación continua hasta de 90°C. Es inherentemente resistente al ozono y a la humedad. Muy resistente al calor, de buena resistividad y rigidez dieléctrica, de buenas propiedades mecánicas y excelente resistencia a la deformación térmica.

Este es un buen aislamiento para cables, pero prácticamente ha sido desplazado por nuevos y mejores materiales.

d) POLICLOROPRENO, (NEOPRENO)

Alrededor de los años treinta se desarrolló para la industria de cables un nuevo material que parecía ser muy especial para aquella época. Con el paso del tiempo se convirtió en un caballito de batalla para aplicaciones como cubiertas de cables. Este material es el neopreno, y aunque tiene actualmente algunas limitaciones, aún se usa extensamente.

El neopreno, químicamente, es un polímero del cloropreno, que solo tiene aplicación como aislamiento eléctrico en conductores de baja tensión, 600 volts, ya que su contenido de cloro hace sus cualidades aislantes no sean muy elevadas. Su principal o mayor uso es, como se indicó antes, en la fabricación de cubiertas exteriores de cables aislados. Pueden prepararse compuestos de él con muy buena resistencia mecánica a la tensión y al rasgado. Por su estructura química es resistente al aceite, a los materiales químicos, al calor, la humedad y la flama. Es altamente resistente al ozono y al ataque de la intemperie.

En relación a su resistencia a la flama, como en su constitución contiene cloro, el material es prácticamente no propagador de ella, es decir, cuando a un compuesto de neopreno se le aplica una flama, continuará ardiendo mientras la flama se sostiene, pero en el momento en que ésta se retira, el neopreno deja de quemarse, por esta razón es muy usado como cubierta exterior no propagadora en aislamientos que sí propagan la flama.

El neopreno es capaz de operar un rango muy amplio de temperaturas; empleado como cubierta exterior puede trabajar a temperaturas tan bajas como -65°C y especialmente formulado puede usarse como aislamiento de cables con temperatura de operación de 90°C.

**e) POLIETILENO CLOROSULFONADO, (CP)
(HYPALON), (CSPE)**

Este material es de aplicación más reciente que el neopreno, en la industria manufacturera de conductores eléctricos. Está especificado por la Norma NMX-J- 061 como aislamiento de los cables tipo RHH y RHW. Puede emplearse como un compuesto aislamiento-cubierta integral para muchos tipos de cables, especialmente del tipo automotriz.

Posee buenas cualidades eléctricas para usarse como un aislamiento eléctrico de baja tensión. Posee una gran resistencia al ozono y al efecto corona. Tiene muy buena resistencia al calor y a la humedad y pueden prepararse formulaciones especiales para muy bajas temperaturas. Su constante dieléctrica, su factor de potencia y sus otras características eléctricas no permiten aplicarlo como un aislamiento para altas tensiones.

Resistente al calor, al intemperismo, al oxígeno y a los aceites.

f) POLIETILENO CLORADO, (CPE)

Este polímero existe tanto en compuestos termoplásticos, como en termofijos (elastoméricos). Al igual que el neopreno y que el hypalon, por sus propiedades dieléctricas inherentes, el CPE se emplea únicamente como aislamiento en productos de baja tensión, 600 volts y encuentra su principal aplicación en el área de la fabricación de cubiertas exteriores para alambres y cables. Hay CPE para 90 y para 105°C. Uno de sus recientes usos se encuentra como aislamiento de los cordones térmicos portátiles para plancha, tipo HPN.

g) POLICLORURO DE VINILO (PVC) O (PVC-RAD)

Los compuestos aislantes de este material tienen como base el polímero del cloruro de vinilo.

Las primeras formulaciones de policloruro de vinilo para la fabricación de compuestos termoplásticos aislantes, se empezaron a desarrollar a partir de 1 930 y aunque en un principio esos compuestos solo se emplearon para conductores cuyas temperaturas de operación fueron de 60°C, posteriormente se mejoraron y actualmente existen compuestos que pueden emplearse en cables con temperaturas en el conductor de 90 y 105°C y para tensiones de 600 volts.

Debido a que los compuestos de PVC contienen cloro en sus moléculas, son inherentemente no propagadores de flama, sobre todo en los casos en los que se preparan formulaciones especiales para lograr no solo esta cualidad, sino para hacerlos resistentes a la no propagación de incendio, de baja emisión de humos y bajo contenido de gas ácido.

Los compuestos de PVC tienen muy buenas propiedades mecánicas, pero sus cualidades eléctricas no son sobresalientes, sobre todo si se le compara con otros

aislamientos nuevos que se han venido desarrollando y por esta causa su aplicación se limita en nuestro medio a emplearlo para tensiones no mayores de 600 volts (en Europa debido a la escasez de otros materiales para alta tensión, se prepararon compuestos especiales de PVC que sirvieron para cables de energía hasta de 23 000 volts, sin embargo su alta constante dieléctrica y factor de potencia hacen de él un aislamiento de altas pérdidas dieléctricas que lo limitan para emplearlo en cables de alta tensión).

El PVC se emplea en la fabricación de alambres y cables de los tipos T, TW, THW, THHN, THWN, THHW, THHW-LS, y además por sus magníficas propiedades de resistencia mecánica, no propagación de la flama ni del incendio y de resistencia a los aceites, es ampliamente usado como cubierta exterior de cables con aislamiento de polietileno, polietileno vulcanizado o etileno propileno usados para alta tensión.

Cuando se requieren cables especialmente resistentes a la humedad, a los aceites, ácidos, álcalis, gasolinas y productos químicos o cuando se busca proporcionar a los cables una resistencia mecánica superior, puede reforzarse el aislamiento de PVC con una capa muy delgada de nylon.

h) POLIETILENO (PE)

Es un material termoplástico constituido por cadenas lineales o ramificadas de monómeros de etileno. Fue originalmente desarrollado en 1 937 y abundantemente fabricado en los Estados Unidos a partir de 1 940.

Eléctricamente, el polietileno posee el mejor conjunto de cualidades que se pueden esperar en un aislamiento sólido: alta rigidez dieléctrica, bajo factor de potencia y constante dieléctrica, alta resistividad volumétrica. Sus propiedades mecánicas son buenas, sin embargo sus limitaciones principales son su pobre resistencia a la flama, su termoplasticidad, su deterioro por la acción de los rayos ultravioleta y su poca resistencia a la ionización.

El polietileno convencional está normalizado como aislamiento para conductores para 600 ó 1 000 volts, cuya temperatura de operación en el conductor no exceda de 75°C.

El polietileno natural de baja densidad está formado por la polimerización de moléculas de etileno en forma lineal simple, pero si el proceso de polimerización se conduce a baja presión se obtienen cadenas con ramificaciones resultando un compuesto más duro y rígido y especialmente resistente a la abrasión, que si se pigmenta con negro de humo especial proporciona un material excelente para cables tipo intemperie o para distribución aérea de baja tensión.

Por sus buenas propiedades mecánicas y su alta resistencia a la humedad, también se emplea para cubiertas exteriores de algunos cables de energía y en cables de comunicaciones subterráneos o aéreos.

Es el material por excelencia para fabricar los aislamientos de cables telefónicos.

i) POLIETILENO DE CADENA CRUZADA (XLPE o XLP)

El polietileno de cadena cruzada, polietileno reticulado o simplemente XLPE, se produce por la combinación de un polietileno termoplástico y un peróxido orgánico adecuado, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. El aislamiento resultante es de color natural o café claro dependiendo del tipo de antioxidante que se emplee en la preparación. La resina de polietileno reticulada se puede emplear pura o mezclada con negro de humo o cargas minerales que le mejoran sus propiedades físicas, pero disminuyen sus cualidades eléctricas, por lo que esta combinación solo se emplea como aislamiento para cables hasta 5 000 volts, sin cubierta exterior.

Después de la extrusión, el cable aislado con polietileno vulcanizable pasa a través de una línea de vulcanización con gas o vapor a alta presión y temperatura con lo que el material se convierte de termoplástico en termofijo,

es decir el aislamiento ya no se funde o escurre a altas temperaturas.

Los aislamientos de polietileno reticulado para altas tensiones tienen buenas cualidades mecánicas, poseen buena resistencia a la compresión y deformación térmicas y tienen una excelente resistencia al envejecimiento por altas y bajas temperaturas. Sus cualidades eléctricas como rigidez dieléctrica, factor de potencia, constantes dieléctricas y de aislamiento, así como su estabilidad eléctrica en agua son sobresalientes. Es altamente resistente al ozono, a la humedad y productos químicos. El polietileno vulcanizado es un aislamiento para temperaturas de 90°C en operación normal, 130°C en condiciones de emergencia y 250°C en condiciones de cortocircuito y se ha llegado a emplear en cables de energía para tensiones de: 69, 115, 230 y 525 kV.

j) ETILENO PROPILENO (EPR o EP)

El aislamiento de etileno propileno comúnmente conocido como EPR, es un material elastomérico obtenido a partir del etileno y del propileno.

Un aislamiento típico de EPR para alta tensión es un compuesto que se prepara mezclando la resina de etileno-propileno con varios ingredientes más, como por ejemplo cargas minerales, antioxidantes, plastificantes, agentes de vulcanización, etc. y al igual que en el XLPE el cable aislado con el compuesto de EPR, se somete a un proceso

de vulcanización obteniéndose un material termofijo. Los aislamientos de EPR debidamente formulados y procesados poseen muy buenas cualidades eléctricas y físicas; sobresaliente resistencia térmica y al ozono así como una excelente estabilidad eléctrica en agua. Los cables aislados con etileno propileno poseen una muy buena flexibilidad que permite un adecuado manejo durante la instalación. Los rangos térmicos de trabajo son los mismos que se mencionan para el XLPE.

2.3.2.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS AISLAMIENTOS PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Debe recordarse que un material aislante es toda sustancia de tan baja conductividad que el paso de la corriente eléctrica a través de ella es prácticamente despreciable.

En relación con la idea anterior, se tiene en cada aislamiento eléctrico una cierta cantidad de características o parámetros que permiten estudiar, evaluar y comparar estos materiales. Por ejemplo los valores mecánicos importantes son: la resistencia a la tensión mecánica y al alargamiento de un material antes y después de someterlos

a una prueba de envejecimiento acelerado, así como también su dureza y flexibilidad. Entre las cualidades eléctricas están: la rigidez dieléctrica del material, su resistividad, su factor de potencia y su constante dieléctrica. Otros aspectos importantes serán su resistencia al calor, al ozono, a la humedad, a la intemperie, a la luz solar, a los aceites y productos químicos.

Antes de analizar datos comparativos de los aislamientos conviene aclarar el significado de los diferentes conceptos en cuestión.

a) RIGIDEZ DIELECTRICA

La rigidez dieléctrica o gradiente eléctrico de un aislamiento representa el número de volts requerido para perforarlo. En un aislamiento cuya sección no cambie a través de su espesor, está dada por la relación entre la tensión (volts) aplicada y el espesor del aislamiento (kV/mm).

En un aislamiento cuya sección transversal cambia a través de su espesor, como es el caso de un cable que tiene un radio mínimo en la vecindad del conductor y máximo en la superficie exterior, el gradiente dieléctrico es variable (siendo máximo en la superficie del conductor).

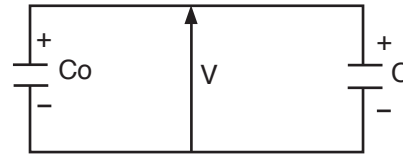
Según la forma como se mida el gradiente eléctrico se pueden obtener valores diferentes. En un cable por ejemplo, se puede medir de las siguientes formas:

- Con corriente alterna incrementando la tensión (volts) en forma escalonada, hasta la falla.
- Con corriente alterna incrementando rápidamente la tensión (volts), hasta la falla.
- Con impulsos eléctricos de muy alta tensión (volts), pero de muy poca duración (micro-segundos).
- Con corriente directa incrementando gradualmente la tensión (volts).
- Con corriente alterna a una mediana tensión (volts), pero a largo tiempo.

b) CONSTANTE DELÉCTRICA (SIC)

La constante dieléctrica o capacidad inductiva específica (SIC) de un aislamiento es la relación entre la capacitancia de un condensador cuyo dieléctrico sea el aislamiento en cuestión y la capacitancia del mismo condensador con aire como dieléctrico.

La constante dieléctrica de un aislamiento en un cable determina la corriente de carga capacitiva que se produce en el cable y que se traduce en pérdidas dieléctricas. Conviene que tenga un valor lo más bajo posible.



$$SIC = \frac{C}{C_0} \text{ (sin unidades)}$$

donde:

C = capacitancia del material aislante.

C₀ = capacitancia en aire.

$$C_n = \frac{0.024 \ 13}{\log_{10} \frac{R}{r}} \ \mu F \times km^{-1}$$

donde:

C_n = Capacitancia al neutro del cable

R = Radio exterior del aislamiento

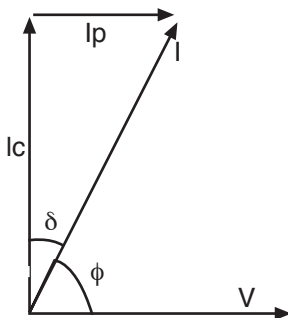
r = Radio exterior del conductor.

c) FACTOR DE POTENCIA (f.p.)

También conocido como factor de pérdidas de aislamiento, representa la relación entre la potencia activa disipada en el dieléctrico (W_a) y la potencia reactiva (W_r). Es mayor mientras más imperfecto sea el dieléctrico; es decir, mayor será la corriente de pérdidas (I_p) que se presenta cuando el desfaseamiento entre la tensión (volts) aplicada y la corriente capacitiva (I_c) inducida, es menor de 90°.

El factor de potencia en un aislamiento aumenta con la presencia de humedad y con la elevación de temperatura. La medición del factor de potencia es uno de los medios más efectivos para detectar humedad o deterioro de un aislamiento.

El factor de potencia, junto con la constante dieléctrica del aislamiento, determina las pérdidas dieléctricas de un cable. Por lo tanto conviene que el factor de potencia sea lo más bajo posible.



$$\delta + \phi = 90^\circ$$

δ = ángulo de pérdidas

$$W_r = I_c V$$

$$W_a = I_c V \cot. \phi$$

$$\text{Factor de potencia} = \frac{W_a}{W_r} = \text{Cos} \phi$$

d) RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (Ra)

La resistencia del aislamiento mínima especificada de un cable es la resistencia media entre el conductor y un electrodo que se encuentra envolviendo la superficie exterior de aislamiento. En base a las dimensiones del cable se puede determinar lo que se llama la constante de resistencia de aislamiento (K) que es independiente de las dimensiones.

Las pruebas de resistencia de aislamiento son una forma sencilla para determinar el deterioro de un aislamiento y suelen efectuarse en la fábrica y en el campo, para determinar el estado de un cable.

en donde:

R_a = Resistencia de aislamiento en Mohm/km

K = Constante de resistencia de aislamiento (depende del material empleado)

D = Diámetro sobre el aislamiento en mm

d = Diámetro sobre el conductor en mm

F_t = Factor de corrección por temperatura (unitaria a 15.6°C ó 60°F)

F_L = Factor de corrección por longitud = $\frac{1 \ 000}{\text{long. real del cable}}$

La resistencia del aislamiento mínima especificada se calcula con la fórmula:

$$R_a = K \text{Log}_{10} \left(\frac{D}{d} \right) F_t F_L$$

Valores típicos de K a 15.6°C (Mohm/km).

PVC	150
Polietileno	15 250
XLPE	6 100
EPR	6 100
Papel impregnado	3 000

e) PROPIEDADES COMPARATIVAS DE AISLAMIENTOS

CARACTERÍSTICAS	BUTILO	POLIETILENO CLORO SULFONADO (HYPALON, CP)	ETILENO PROPILENO (EPR)	POLICLORO-PRENO (NEOPRENO)	POLICLORURO DE VINILO (PVC)	POLIETILENO (PE)	POLIETILENO VULCANIZADO (XLPE)
Resistividad Ohm/cm	10 ¹⁷	10 ¹⁴	10 ¹⁵ - 10 ¹⁷	10 ¹¹	10 ¹¹	10 ¹⁴	10 ¹⁵ - 10 ¹⁷
Rigidez dieléctrica kV/mm (c.a. elev. rápida)	16	—	18	14	16	20	20
Rigidez dieléctrica kV/mm (impulsos)	47	—	54	48	47	60	60
Constante dieléctrica (SIC) a 60Hz y 75°C	3.5	7.0	2.7	9.0	5.5	2.5	2.5
Factor de potencia % a 60Hz y 75°C	1.5	3.0	0.05	3.5	3.0	0.05	0.05
Resistencia a la tracción kg/cm ²	175-211	175	35	211-283	120	120-170	—
Alargamiento %	400-800	700	200-400	800-900	500	375-300	400-600
Densidad	0.91	1.12-1.28	1.2	1.23-1.25	1.21	0.93-0.95	0.92
Temperatura de fragilidad °C	-60	-60	-70	-55	-55	-60	-80
Temperatura máx. de operación °C	105	105	90	90	60-75-90-105	90	90
Resistente a:							
oxidación	B - E	E	E	E	R	E	E
ozono	E	E	E	E	R	E	E
desgarre	B	E	R-B	B	MB	B	B
abrasión	B	E	B-E	E	E	E	E
radiación	P	R-B	—	P	R	P-R	P-R
ácidos diluidos	E	E	E	E	P	B	R
ácidos concentrados	E	MB	E	B	P	R	R
hidrocarburos alifáticos	P	B	P	B	P	R	R
hidrocarburos aromáticos	P	R	P	R	B	B	B
hidrocarburos clorinados	P	P	P	M	B	B	B
aceites y gasolinas	M	B	P	B	B	B	B
aceite animal y vegetal	E	B	B-E	B	B	E	B
absorción de agua	E	B	E	B	M	E	E
envejecimiento solar	M	E	E	MB	E	E	E
envejecimiento por:							
temperatura (100°C)	B	E	E	B	B	B	E
Flama	P	B	P	B	B	R	B
Alcalis	M	B	MB	B	B	B	B

E = excelente, MB = muy bueno, B = bueno, R = regular, P = pobre, M = malo.

2.3.3 PROCESO DE FABRICACIÓN DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS



COLADA CONTINUA	TREFILADO	CABLEADO	AISLAMIENTO	APLICACIÓN DE PANTALLA	REUNIDO	APLICACIÓN DE RELLENO	CUBIERTA EXTERIOR	MEDICIÓN Y EMPAQUE
cátodo horno	grueso intermedio fino	concéntrico flexible super flexible	extrusión PVC extrusión PE extrusión y vulcanizado, XLPE, EPR, NEOPRENO, etc.	semiconductor extruida pantalla metálica alambre ó cinta de cobre	control uso rudo energía baja tensión	relleno yute tubular de PVC	extrusión nylon extrusión PVC extrusión PE extrusión y vulcanizado CP, CPE, neopreno.	medición empaque carrete

productos terminados

ALAMBRE DE COBRE: ejemplo: 12.5 mm (1/2") 10.0 mm (3/8") 8.0 mm (5/16")	ALAMBRE DESNUDO ejemplo: calibres varios para uso en alambre magneto, alambre desnudo o alambre para cordones y/o cables.	CABLE DESNUDO ejemplo: cables en secciones o calibres normalizados (comerciales).	ALAMBRES Y CABLES AISLADOS ejemplo: Viakon THW Viakon THHW-LS Viakon TWD Viakon RHW Viakon XHHW	PANTALLA ELECTROSTÁTICA PARA CABLE DE MEDIANA Y ALTA TENSIÓN ejemplo: Viakon XLPE Viakon EPR-DRS Viakon XLPE 115 kV	ejemplo: cables de control cable de uso rudo cable trifásico cable de energía multiconductor THHW-LS, RHW	CORDONES USO RUDO; CABLES DE ENERGÍA DE BAJA TENSIÓN, MULTICONDUCTORES.	CUBIERTA EXTERIOR ejemplo: cables de energía baja, mediana y alta tensión, de un conductor o multiconductores.	ALMACÉN Y EMPARQUE PRODUCTO TERMINADO
--	--	--	--	--	--	--	---	--

a) BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE FABRICACIÓN

Extracción

La manufactura de conductores eléctricos de calidad, se inicia en las minas, de donde se extrae el cobre, materia prima básica en este proceso.

Fundición y refinación

El mineral extraído se envía al molino en donde se tritura, muele, concentra y clasifica. Posteriormente pasa a la fundición donde se obtiene una mata o eje de cobre (cobre blister) y de aquí se le envía a la refinación de alto horno y a la electrolítica. Los cátodos de cobre obtenidos de la electrolisis, tienen una pureza de 99.9%, calidad mínima requerida para la fabricación de conductores eléctricos.

Colada Continua

Este es el proceso más moderno para obtener alambón de cobre electrolítico de 8 mm (5/16”), 10 mm (3/8”), o de 12.5 mm (1/2”) de diámetro. En términos generales, después de fundir los cátodos de cobre en hornos especiales, el cobre fundido se hace pasar a través de un molde dinámico para formar una barra, la cual pasará de manera continua por un molino que la transformará de una sección cuadrada, en alambón de sección circular. Al salir del molino, el alambón se decapa y se protege con una cera especial. En función del diámetro, el alambón se embala en rollos de 4 a 5 toneladas de peso.

Trefilado

El alambón de cobre se trefila, “(estirado en frío),” haciéndole pasar a través de una o más series de dados, con lo cual se le reduce progresivamente su sección transversal y aumenta considerablemente su longitud. En este paso puede obtenerse alambre de temple duro, semiduro, o suave, dependiendo del tipo de trefiladora empleada y de su equipamiento con o sin sistema de recocido por inducción.

Cableado

Esta operación se realiza en máquinas cableadoras y consiste en reunir varios alambres en la forma geométrica que se requiera para tener un conjunto que cumpla las especificaciones y normas de construcción, pruebas y calidad.

Extrusión

Sobre los conductores desnudos se aplican las cubiertas de material termoplástico, termofijo, o elastomérico, que constituyen el aislamiento o la cubierta protectora de los conductores. Los cables de energía de mediana o alta tensión u otros cables especiales, requieren de dos o más extrusores en tándem para la aplicación simultánea de varios de sus elementos constitutivos.

Reunido de Conductores Aislados

Cuando por necesidades de aplicación se requiere de cables multiconductores (trifásicos, control, etc.), los conductores aislados individualmente se cablean entre sí para formar un solo haz.

Aplicación de Cintas

En pasos intermedios, se aplica en ciertos tipos de conductores cintas de diferentes materiales como pueden ser: metálicas, semiconductoras, papel, poliéster, etc.

Forrado Final

Como paso final del proceso de manufactura, se aplica

al conductor sencillo o al multiconductor una cubierta protectora que puede ser de diferentes materiales, tales como: termoplásticos, hules sintéticos, plomo, etc.

Medición y Empaque

El producto terminado se mide y empaqueta para su distribución en forma de rollos o en carretes de madera para longitudes más grandes.

Control Total de Calidad

Durante todo el proceso antes descrito, en las materias primas y en el producto terminado, se lleva a cabo un minucioso programa de aseguramiento de calidad para verificar que los conductores satisfacen todos los requisitos establecidos en las especificaciones y normas.

Productos terminados

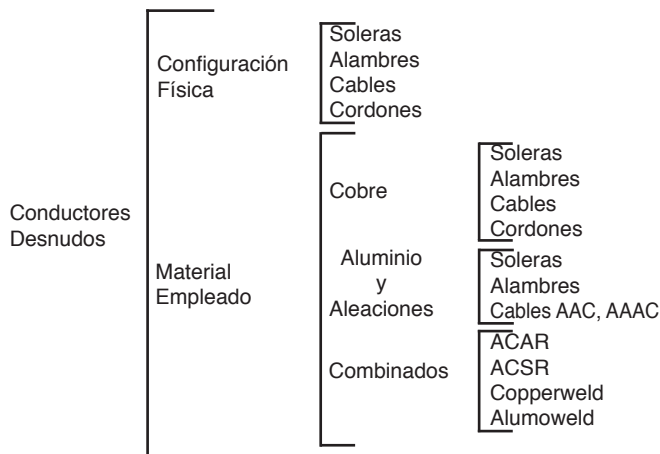
Conductores Desnudos (sin aislamiento)

Definición:

Puede considerarse como conductor desnudo todo aquel material que transporte una corriente eléctrica, de un punto a otro sin ningún otro aislamiento que el proporcionado por el dieléctrico del aire.

Clasificación:

Los conductores desnudos pueden clasificarse según su configuración física y por el material utilizado en su fabricación.



Descripción:

Soleras.- Formada por una barra sólida de sección rectangular o cuadrada (sólido).

Alambre.- Formado por un hilo sólido de sección circular.

Cable.- Formado por cierto número de hilos, cordones, o torones, reunidos en formación concéntrica, (flexible).

Cordón.- Formado por cierto número de hilos reunidos al azar (super flexibles)

AAC.- Cable de Aluminio Puro (1 350).

AAAC.- Cable de aleación de aluminio (6 201).

ACAR.- Cable de aluminio reforzado con aleación de aluminio.

ACSR.- Cable de aluminio con alma de acero.

Copperweld.- Alambre de acero recubierto con cobre.

Alumoweld.- Alambre de acero recubierto con aluminio.

2.4 Conductores desnudos

2.4.1 CONDUCTORES DESNUDOS DE COBRE

a) ESPECIFICACIONES PARA ALAMBRE DESNUDO DURO, SEMI-DURO Y SUAVE

Estos conductores se utilizan en instalaciones aéreas de distribución de energía eléctrica en alta o baja tensión, en barras colectoras de subestaciones y en sistemas de tierra.

Los alambres de cobre ofrecen una gran resistencia mecánica, sobre todo en temple duro y semiduro, y dado

que el cobre es un material resistente a la corrosión, se les usa en áreas salinas o de alta contaminación.

NOTA: No hay normas para alambres de temple duro, ni para semiduro, en calibre 19 AWG y menores.

CALIBRE AWG	SECCIÓN TRANSVERSAL		DIÁMETRO NOMINAL		PESO NOMINAL kg/km	DURO		SEMI-DURO		SUAVE RESISTENCIA A 20°C y C.C. Ohm/km
	mm ²	Circular-mils	mm	Pulg.		RESISTENCIA A 20°C y C.C. Ohm/km	ESFUERZO A RUPTURA MPa	RESISTENCIA A 20°C y C.C. Ohm/km	ESFUERZO A RUPTURA MPa	
4/0	107.20	211 600	11.684	0.460 0	953.2	0.165 5	340	0.164 7	340	0.160 8
3/0	85.01	167 800	10.404	0.409 6	755.8	0.208 7	350	0.207 7	345	0.202 8
2/0	67.43	133 100	9.266	0.364 8	599.5	0.263 2	365	0.261 8	350	0.255 7
1/0	53.48	105 600	8.252	0.324 9	475.5	0.331 7	375	0.330 1	360	0.322 4
1	42.41	83 690	7.348	0.289 3	377.0	0.422 9	385	0.420 6	365	0.406 5
2	33.63	66 360	6.543	0.257 6	289.9	0.533 2	395	0.530 5	370	0.512 8
3	27.67	52 620	5.827	0.229 4	237.1	0.672 3	405	0.688 7	380	0.646 4
4	21.15	41 740	5.189	0.204 3	188.0	0.847 8	415	0.843 2	380	0.815 3
5	16.77	33 090	4.620	0.181 9	149.0	1.068 9	420	1.063 3	385	1.027 9
6	13.30	26 240	4.115	0.162 0	118.2	1.347 8	430	1.340 9	385	1.296 3
7	10.55	20 820	3.665	0.144 3	93.8	1.699 8	435	1.691 0	390	1.634 5
8	8.37	16 510	3.264	0.128 5	74.4	2.143 4	440	2.132 3	390	2.061 1
9	6.63	13 090	2.906	0.114 4	59.0	2.702 8	440	2.688 7	395	2.598 8
10	5.26	10 380	2.588	0.101 9	46.8	3.408 9	445	3.389 2	395	3.277 3
11	4.17	8 230	2.304	0.090 7	37.1	4.298 1	450	4.275 1	400	4.134 0
12	3.31	6 530	2.052	0.080 8	29.4	5.420 2	455	5.380 0	400	5.210 2
13	2.63	5 180	1.829	0.072 0	23.3	6.834 3	455	6.788 2	400	6.571 8
14	2.08	4 110	1.628	0.064 1	18.5	8.615 9	455	8.573 2	405	8.284 5
15	1.65	3 260	1.450	0.057 1	14.7	10.866 6	460	10.810 8	405	10.446 7
16	1.31	2 580	1.290	0.050 8	11.6	13.701 4	460	13.629 2	410	13.176 4
17	1.04	2 050	1.151	0.045 3	9.24	17.277 7	460	17.189 1	410	16.614 9
18	0.823	1 620	1.024	0.040 3	7.32	21.785 8	460	21.647 2	415	20.949 1
19	0.653	1 290	0.912	0.035 9	5.81	—	—	—	—	26.415 3
20	0.519	1 020	0.813	0.032 0	4.61	—	—	—	—	33.302 1
21	0.410	812	0.724	0.028 5	3.66	—	—	—	—	41.996 8
22	0.324	640	0.643	0.025 3	2.88	—	—	—	—	52.955 3
23	0.258	511	0.574	0.022 6	2.30	—	—	—	—	66.801 1
24	0.205	404	0.511	0.020 1	1.82	—	—	—	—	84.223 2
25	0.162	320	0.455	0.017 9	1.44	—	—	—	—	106.205 9
26	0.128	253	0.404	0.015 9	1.14	—	—	—	—	133.895 6
27	0.102	202	0.361	0.014 2	0.908	—	—	—	—	168.873 0
28	0.081	159	0.320	0.012 6	0.715	—	—	—	—	212.936 9
29	0.064	128	0.287	0.011 3	0.575	—	—	—	—	268.517 0
30	0.051	100	0.254	0.010 0	0.450	—	—	—	—	338.599 2
31	0.040	79.2	0.227	0.008 9	0.359	—	—	—	—	426.858 1
32	0.032	64.0	0.203	0.008 0	0.285	—	—	—	—	538.412 1
33	0.025	50.4	0.180	0.007 1	0.226	—	—	—	—	678.838 9
34	0.020	39.7	0.160	0.006 3	0.179	—	—	—	—	1 079.449 0

b) CONSTRUCCIONES PREFERENTES Y DIÁMETROS EXTERIORES NOMINALES DE LOS CABLES DE COBRE CON CABLEADO CONCÉNTRICO

DESIGNACIÓN		ÁREAS TRANSVERSAL Y SECCIÓN NOMINAL		CLASE AA		CLASE A		CLASE B		CLASE C		CLASE D		RESISTENCIA ELÉCTRICA NOMINAL, C.C.A. 20°C, Ohm/km		PESO NOMINAL kg/km		
mm²	Kcmil	mm²	mm²	NÚMERO ALAMBRES	DIÁMETRO NOMINAL mm	DIÁMETRO A CADA ALAMBRE mm	NÚMERO ALAMBRES	DIÁMETRO NOMINAL mm	DIÁMETRO A CADA ALAMBRE mm	NÚMERO ALAMBRES	DIÁMETRO NOMINAL mm	DIÁMETRO A CADA ALAMBRE mm	NÚMERO ALAMBRES	DIÁMETRO NOMINAL mm	DIÁMETRO COMPRESOR mm	DURO	SEMIDURO	SUAVE
0.50	—	0.500 0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.88	36.40	35.2	4.534
—	20	0.519 1	—	—	—	0.302	7	0.302	0.91	19	0.187	0.94	—	—	0.89	35.200	35.2	4.707
—	18	0.823 5	—	—	—	0.387	7	0.387	1.16	19	0.235	1.18	—	—	1.13	22.200	21.4	7.467
—	1.0	1.000	—	—	—	0.426	7	0.426	1.28	19	0.266	1.30	—	—	1.24	18.300	18.20	9.068
—	1.5	1.500	—	—	—	0.522	7	0.522	1.57	19	0.296	1.48	—	—	1.32	14.200	13.10	13.61
—	2.0	2.000	—	—	—	0.615	7	0.615	1.85	19	0.374	1.87	—	—	1.45	11.200	10.10	18.88
2.5	—	2.500	—	—	—	0.674	7	0.674	2.02	19	0.471	2.02	—	—	1.56	7.320	7.28	22.67
—	12	3.307	—	—	—	0.776	7	0.776	2.33	37	0.337	2.36	—	—	1.66	5.530	5.50	29.59
—	4.0	4.000	—	—	—	0.853	7	0.853	2.56	37	0.425	2.58	—	—	1.76	4.570	4.55	36.27
—	6.0	6.000	—	—	—	1.045	7	1.045	3.14	37	0.594	2.97	—	—	2.04	3.480	3.46	47.70
—	8	8.367	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3.05	3.050	3.03	54.41
10.0	—	10.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3.59	2.16	2.10	75.587
—	10.0	10.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.830	1.82	1.76	90.68
—	13.0	13.300	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.830	1.82	1.76	90.68
—	16.0	16.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.360	1.37	1.32	120.60
—	16.0	16.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.360	1.37	1.32	120.60
—	25	25.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.140	1.14	1.10	145.1
—	25	25.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.132	1.13	1.09	146.4
—	5	16.76	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.090	1.09	1.05	152.1
—	4	21.15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.865	0.861	0.832	191.8
—	4	25.00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.856	0.852	0.823	189.9
—	25	25.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.732	0.728	0.704	226.7
—	25	25.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.720	0.716	0.691	230.5
—	3	26.67	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.686	0.682	0.660	241.8
—	2	33.62	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.679	0.675	0.654	241.8
—	2	33.62	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.544	0.541	0.523	304.9
—	35	35.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.532	0.528	0.516	306.9
—	35	35.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.523	0.520	0.503	317.4
—	70	70.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.265	0.264	0.255	618.4
—	70	70.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.256	0.247	0.247	625.7
—	70	70.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.247	0.247	0.247	625.7
—	30	85.01	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.214	0.214	0.207	976.7
—	95	95.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.196	0.195	0.189	846.0
—	95	95.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.193	0.192	0.185	861.4
—	40	107.20	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.171	0.170	0.164	972.1
—	120	120.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.152	0.152	0.147	1.088
—	120	120.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.151	0.149	0.145	1.102
—	250	126.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.149	0.148	0.144	1.112
—	150	150.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.124	0.124	0.119	1.439
—	150	150.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.124	0.124	0.119	1.439
—	300	152.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.120	0.120	0.115	1.360
—	350	165.3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.116	0.116	0.111	1.378
—	185	185.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.100	0.100	0.092	1.659
—	185	185.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.099	0.099	0.091	1.678
—	400	202.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.089	0.089	0.083	2.176
—	500	253.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.072	0.072	0.069	2.988
—	300	300.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.061	0.061	0.059	2.699
—	300	300.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.060	0.060	0.058	2.720
—	600	304.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.059	0.059	0.057	2.57
—	750	380.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.048	0.048	0.046	3.446
—	400	400.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.045	0.045	0.044	3.627
—	800	453.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.040	0.040	0.039	4.125
—	500	500.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.036	0.036	0.035	4.534
—	608	506.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.036	0.036	0.034	4.595
—	1.200	608.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.029	0.029	0.028	5.513
—	1.250	633.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.028	0.028	0.027	5.744
—	1.500	760.1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.024	0.024	0.023	6.892
—	800	800.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.022	0.022	0.022	7.254
—	1.750	866.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.019	0.019	0.019	8.049
—	1.000	1.013.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.018	0.018	0.017	9.186
—	2.000	1.250	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.015	0.015	0.014	11.305
—	1.250	1.267	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.014	0.014	0.014	11.600
—	3.000	1.520	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.012	0.012	0.011	13.920
—	1.600	1.600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.011	0.011	0.011	14.790
—	2.000	2.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.009	0.009	0.009	18.490
—	5.000	2.534	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.007	0.007	0.007	23.650

Datos basados en la Norma mexicana NMX-J-012-1 ANCE.

* Los diámetros de los cables comprimidos clase B, son los mínimos aceptables, según lo indicado en la Tabla 10 de la Norma referida.

NOTAS: 1. En los valores de resistencia y peso dados en la tabla, se tomó en cuenta el incremento debido al cableado.

2. La resistencia eléctrica nominal a c.c. corresponde a las clases AA y A en temple duro y semiduro respectivamente y a las clases B, C y D en temple suave o recocido.

c) FACTORES DE CORRECCIÓN DE RESISTENCIA POR TEMPERATURA, PARA CONDUCTORES DE COBRE O ALUMINIO

Los factores de corrección dados para el cobre están basados en la conductividad de 100% y están derivados de la fórmula:

$$R_2 = R_1 \frac{234.5 + 20}{234.5 + T}$$

Donde:

R₂ = Resistencia a 20°C

R₁ = Resistencia medida a la temperatura de prueba

T = Temperatura de prueba

Los factores de corrección dados para el aluminio están basados en la conductividad de 61% y están derivados de la fórmula:

$$R_2 = R_1 \frac{228 + 20}{228 + T}$$

Donde:

R₂ = Resistencia a 20°C

R₁ = Resistencia medida a la temperatura de prueba

T = Temperatura de prueba

Cobre (20°C)

Resistividad ohm-gr m² 0.153 28
 Resistividad ohm-mm²/m 0.017 241
 Conductividad % (IACS) 100.00

Aluminio 1350 (20°C)

Coefficiente de variación resistencia por temp. por °C 0.004 04
 Resistividad ohm-mm²/m 0.027 808
 Conductividad % (IACS) 61.2

Temp. °C	Fact. de correc.	Temp. °C	Fact. de correc.	Temp. °C	Fact. de correc.	Temp. °C	Fact. de correc.	Temp. °C	Fact. de correc.
15.0	1.020	18.0	1.008	21.0	0.996	24.0	0.984	27.0	0.973
15.1	1.020	18.1	1.008	21.1	0.996	24.1	0.984	27.1	0.972
15.2	1.019	18.2	1.007	21.2	0.995	24.2	0.984	27.2	0.972
15.3	1.019	18.3	1.007	21.3	0.995	24.3	0.983	27.3	0.971
15.4	1.018	18.4	1.006	21.4	0.995	24.4	0.983	27.4	0.972
15.5	1.018	18.5	1.006	21.5	0.994	24.5	0.982	27.5	0.971
15.6	1.018	18.6	1.006	21.6	0.994	24.6	0.982	27.6	0.971
15.7	1.017	18.7	1.005	21.7	0.993	24.7	0.982	27.7	0.971
15.8	1.017	18.8	1.005	21.8	0.993	24.8	0.981	27.8	0.970
15.9	1.016	18.9	1.004	21.9	0.993	24.9	0.981	27.9	0.970
16.0	1.016	19.0	1.004	22.0	0.992	25.0	0.981	28.0	0.970
16.1	1.016	19.1	1.004	22.1	0.992	25.1	0.980	28.1	0.969
16.2	1.015	19.2	1.003	22.2	0.991	25.2	0.980	28.2	0.969
16.3	1.015	19.3	1.003	22.3	0.991	25.3	0.980	28.3	0.968
16.4	1.014	19.4	1.002	22.4	0.991	25.4	0.979	28.4	0.968
16.5	1.014	19.5	1.002	22.5	0.990	25.5	0.979	28.5	0.968
16.6	1.014	19.6	1.002	22.6	0.990	25.6	0.978	28.6	0.967
16.7	1.013	19.7	1.001	22.7	0.990	25.7	0.978	28.7	0.967
16.8	1.013	19.8	1.001	22.8	0.989	25.8	0.978	28.8	0.967
16.9	1.012	19.9	1.000	22.9	0.989	25.9	0.977	28.9	0.966
17.0	1.012	20.0	1.000	23.0	0.988	26.0	0.977	29.0	0.966
17.1	1.012	20.1	1.000	23.1	0.988	26.1	0.977	29.1	0.965
17.2	1.011	20.2	0.999	23.2	0.988	26.2	0.976	29.2	0.965
17.3	1.011	20.3	0.999	23.3	0.987	26.3	0.976	29.3	0.965
17.4	1.010	20.4	0.998	23.4	0.987	26.4	0.975	29.4	0.964
17.5	1.010	20.5	0.998	23.5	0.986	26.5	0.975	29.5	0.964
17.6	1.010	20.6	0.998	23.6	0.986	26.6	0.975	29.6	0.964
17.7	1.009	20.7	0.997	23.7	0.986	26.7	0.974	29.7	0.963
17.8	1.009	20.8	0.997	23.8	0.985	26.8	0.974	29.8	0.963
17.9	1.008	20.9	0.997	23.9	0.985	26.9	0.974	29.9	0.963

Temp. °C	Fact. de correc.	Temp. °C	Fact. de correc.	Temp. °C	Fact. de correc.	Temp. °C	Fact. de correc.	Temp. °C	Fact. de correc.
15.0	1.021	18.0	1.008	21.0	0.996	24.0	0.984	27.0	0.973
15.1	1.020	18.1	1.008	21.1	0.996	24.1	0.984	27.1	0.972
15.2	1.020	18.2	1.007	21.2	0.995	24.2	0.983	27.2	0.972
15.3	1.019	18.3	1.007	21.3	0.995	24.3	0.983	27.3	0.971
15.4	1.019	18.4	1.006	21.4	0.994	24.4	0.983	27.4	0.971
15.5	1.018	18.5	1.006	21.5	0.994	24.5	0.982	27.5	0.971
15.6	1.018	18.6	1.006	21.6	0.994	24.6	0.982	27.6	0.970
15.7	1.018	18.7	1.005	21.7	0.993	24.7	0.981	27.7	0.970
15.8	1.017	18.8	1.005	21.8	0.993	24.8	0.981	27.8	0.970
15.9	1.017	18.9	1.004	21.9	0.992	24.9	0.981	27.9	0.969
16.0	1.016	19.0	1.004	22.0	0.992	25.0	0.980	28.0	0.969
16.1	1.016	19.1	1.004	22.1	0.992	25.1	0.980	28.1	0.968
16.2	1.016	19.2	1.003	22.2	0.991	25.2	0.979	28.2	0.968
16.3	1.015	19.3	1.003	22.3	0.991	25.3	0.979	28.3	0.968
16.4	1.015	19.4	1.002	22.4	0.990	25.4	0.979	28.4	0.967
16.5	1.014	19.5	1.002	22.5	0.990	25.5	0.978	28.5	0.967
16.6	1.014	19.6	1.001	22.6	0.990	25.6	0.978	28.6	0.967
16.7	1.013	19.7	1.001	22.7	0.989	25.7	0.978	28.7	0.966
16.8	1.013	19.8	1.001	22.8	0.989	25.8	0.977	28.8	0.966
16.9	1.013	19.9	1.000	22.9	0.988	25.9	0.977	28.9	0.965
17.0	1.012	20.0	1.000	23.0	0.988	26.0	0.976	29.0	0.965
17.1	1.012	20.1	1.000	23.1	0.988	26.1	0.976	29.1	0.965
17.2	1.011	20.2	0.999	23.2	0.987	26.2	0.976	29.2	0.964
17.3	1.011	20.3	0.999	23.3	0.987	26.3	0.975	29.3	0.964
17.4	1.011	20.4	0.998	23.4	0.986	26.4	0.975	29.4	0.964
17.5	1.010	20.5	0.998	23.5	0.986	26.5	0.974	29.5	0.964
17.6	1.010	20.6	0.998	23.6	0.986	26.6	0.974	29.6	0.964
17.7	1.009	20.7	0.997	23.7	0.985	26.7	0.974	29.7	0.963
17.8	1.009	20.8	0.997	23.8	0.985	26.8	0.973	29.8	0.963
17.9	1.009	20.9	0.996	23.9	0.985	26.9	0.973	29.9	0.963

d) CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE, (A), EN CONDUCTORES DESNUDOS DE COBRE, ALUMINIO Y ACSR

SECCIÓN NOMINAL mm ²	CALIBRE AWG o Kcmil	COBRE*	ALUMINIO	ACSR
8.367	8	90	---	---
13.30	6	130	98	100
21.15	4	180	130	140
33.62	2	240	180	180
53.48	1/0	310	235	230
67.43	2/0	360	275	270
85.01	3/0	420	325	300
107.2	4/0	490	375	340
135.2	266.8	---	445	460
170.5	336.4	---	520	530
241.7	477.0	---	650	670
322.3	636.0	---	---	780
402.8	795.0	---	---	910
483.4	954.0	---	---	1 010
564.0	1 113.0	---	---	1 110
684.6	1 351.0	---	---	1 250
765.4	1 510.5	---	---	1 340
805.7	1 590.0	---	---	1 380

Bases: Norma NOM-001-2005, Tabla 922-10
 Temperatura total máxima en el conductor: 75°C
 Velocidad del viento: 0.6 m/s
 Frecuencia: 60 Hz.

Temperatura ambiente: 25°C
 Factor de emisividad: 0.5
 * Conductor de cobre duro con 97.3%
 de conductividad (I.A.C.S.)

e) BARRAS RECTANGULARES DE COBRE; CORRIENTES ADMISIBLES

DIMENSIONES		SECCIÓN		PESO		CORRIENTE ADMISIBLE EN AMP			
mm Aprox.	Pulg.	mm ²	Pulg ²	kg/m	LBS. PIE	□	□ □	□ □ □	□ □ □ □
51 x 3	2 x 1/8	162	0.250	1.431	0.962	447	705	894	1 024
76 x 3	3 x 1/8	242	0.375	2.149	1.444	696	1 100	1 392	1 600
102 x 3	4 x 1/8	323	0.500	2.864	1.925	900	1 420	1 800	2 070
51 x 6	2 x 1/4	323	0.500	2.864	1.925	647	1 020	1 294	1 488
76 x 6	3 x 1/4	485	0.750	4.300	2.890	973	1 540	1 946	2 238
102 x 6	4 x 1/4	645	1.000	5.729	3.850	1 220	1 925	2 440	2 800
51 x 10	2 x 3/8	485	0.750	4.300	2.890	865	1 365	1 730	1 990
76 x 10	3 x 3/8	725	1.125	6.443	4.330	1 180	1 860	2 360	2 714
102 x 10	4 x 3/8	967	1.500	8.586	5.770	1 440	2 280	2 880	3 312

Capacidad basada en 40°C ambiente, 30°C sobre elevación de temperatura.
98% conductividad 6.3 mm de separación entre barras.

SEPARACIÓN ENTRE BARRAS PARA DIFERENTES TENSIONES ELÉCTRICAS

TENSIÓN	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE POTENCIALES OPUESTOS		DISTANCIA MÍNIMA A TIERRA		TENSIÓN	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE POTENCIALES OPUESTOS		DISTANCIA MÍNIMA A TIERRA	
	volts	mm	pulg.	mm		pulg.	volts	mm	pulg.
250	51	2	38	1 1/2	13 200	127	5	108	4 1/4
600	64	2 1/2	51	2	15 000	140	5 1/4	114	4 1/4
1 100	89	3 1/2	64	2 1/2	16 500	153	6	127	5
2 300	102	4	70	2 3/4	18 000	178	7	152	6
4 000	114	4 1/2	70	3	22 000	229	9	178	7
6 600	114	4 1/2	76	3	26 000	305	12	229	9
7 500	114	4 1/2	83	3 1/4	35 000	381	15	305	12
9 000	114	4 1/2	89	3 1/2	45 000	457	18	381	15
11 000	121	4 3/4	95	3 3/4	56 000	483	19	445	17 1/2

f) ALAMBRES DE COBRE SUAVE ESTAÑADO

CALIBRE	DIÁMETRO		SECCIÓN TRANSVERSAL			PESO APROX.			RESISTENCIA, C.C. A 20°C*			
	AWG	mm	Pulg.	Circular-mils	mm ²	pulg ²	kg/km	lbs/1 000 pies	lbs/milla	Ohm/km	Ohm/1 000 pies	Ohm/milla
30	0.254	0.010 0		100	0.051	0.000 078 5	0.450	0.302	1.60	365.0	111.3	588.0
29	0.287	0.011 3		128	0.065	0.000 100	0.575	0.386	2.04	283.0	86.3	455.7
28	0.320	0.012 6		159	0.081	0.000 125	0.715	0.480	2.54	228.0	69.5	366.9
27	0.361	0.014 2		202	0.102	0.000 158	0.908	0.610	3.22	179.0	54.6	288.0
26	0.404	0.015 9		253	0.128	0.000 199	1.139	0.765	4.04	143.0	43.6	230.2
25	0.455	0.017 9		320	0.162	0.000 252	1.443	0.97	5.12	113.0	34.4	182.0
24	0.511	0.020 1		404	0.205	0.000 317	1.821	1.22	6.46	89.3	27.2	143.6
23	0.574	0.022 6		511	0.259	0.000 401	2.300	1.55	8.16	69.2	21.1	111.4
22	0.643	0.025 3		640	0.324	0.000 503	2.875	1.93	10.2	55.4	16.9	89.2
21	0.724	0.028 5		812	0.411	0.000 638	3.665	2.46	13.0	43.6	13.3	70.2
20	0.813	0.032 0		1 020	0.519	0.000 804	4.613	3.10	16.4	34.6	10.6	56.0
19	0.912	0.035 9		1 290	0.653	0.001 01	5.807	3.90	20.6	27.5	8.38	44.2
18	1.024	0.040 3		1 620	0.823	0.001 28	7.319	4.92	26.0	21.8	6.64	35.1

* Estos valores son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de manufactura.

Para calcular la columna de resistencia a c.c., se usaron los siguientes valores de conductividad para alambres de cobre suave estañado, de la Norma MNX-J-008-ANCE.

DIÁMETRO		CONDUCTIVIDAD A 20°C
MILÍMETROS	PULGADAS	POR CIENTO IACS
0.075 a 0.270	0.003 0 a 0.010 6	93.15
0.270 a 0.550	0.010 6 a 0.021 7	94.16
0.550 a 2.700	0.021 7 a 0.106 3	96.16

2.4.2 CONDUCTORES DESNUDOS DE ALUMINIO Y SUS ALEACIONES

Los conductores de aluminio puro, aleación 1 350, se utilizan en líneas aéreas de distribución a baja tensión con distancias interpostales cortas, mientras que los de otras aleaciones de aluminio se usan en instalaciones con distancias interpostales más largas, aprovechando el incremento en la resistencia mecánica que proporcionan dichas aleaciones.

conductores eléctricos de aluminio desnudo aleación serie 8000

Ofrecen ventajas significativas si se les compara con aquéllos elaborados con Aluminio Aleación 1 350. Destacan entre ellas a su mejor comportamiento mecánico, que los acercan al que pueden ofrecer los conductores de cobre del mismo calibre: mayor flexibilidad, mayor maleabilidad y mayor resistencia a la comprensión.

a) CONSTANTES FÍSICAS

PROPIEDADES	ALUMINIO PURO/1 350	ALEACIÓN 5 005	ALEACIÓN 6 201	COBRE DURO
Conductividad mínima % (I.A.C.S.)	61.0	53.5	52.5	97
Máxima resistencia por 1 000 pies	17.002	19.385	19.754	10.692
Coefficiente de resistencia por temperatura por °C	0.004 03	0.003 53	0.003 47	0.003 83
Densidad gr/cm ³	2.705	2.705	2.705	8.89
Coefficiente lineal °F	0.000 013 1	0.000 013 1	0.000 013 1	0.000 009 4
Coefficiente de expansión por °C	0.000 007 29	0.000 007 29	0.000 007 29	0.000 005 45
Módulo de elasticidad lbs/pulg ²	10 000 000	10 000 000	10 000 000	17 000 000
Módulo de elasticidad km/cm ²	702 000	702 000	702 000	1 200 000

b) CONSTRUCCIONES PREFERENTES Y DIÁMETROS EXTERIORES NOMINALES DE LOS CABLES DE ALUMINIO, ALEACIÓN 1 350, EN CABLEADO CONCÉNTRICO

DESIGNACIÓN	CLASE AA		CLASE A		CLASE B		CLASE C		CLASE D		capas alternadas (# unilay)		RESISTENCIA ELÉCTRICA NOMINAL C.C. a 20°C, Ohm/km	PESO NOMINAL kg/km
	ÁNGULO DE TRANSVERSAL NOMINAL mm ²	NÚMERO DE ALAMBRES	DIÁMETRO DE CADA ALAMBRE mm	DIÁMETRO EXTERIOR NOMINAL mm	NÚMERO DE ALAMBRES	DIÁMETRO DE CADA ALAMBRE mm	DIÁMETRO EXTERIOR NOMINAL mm	NÚMERO DE ALAMBRES	DIÁMETRO DE CADA ALAMBRE mm	DIÁMETRO EXTERIOR NOMINAL mm	DIÁMETRO EXTERIOR COMPRESORIO CLASE B	RESISTENCIA ELÉCTRICA NOMINAL C.C. a 20°C, Ohm/km		
0.5	-	-	-	-	-	0.302	0.91	-	-	-	-	0.88	57.5	1.379
-	20	0.519 1	-	-	-	0.307	0.92	-	-	-	-	0.89	55.4	1.431
-	18	0.823 5	-	-	-	0.397	1.16	-	-	-	-	1.13	34.9	2.270
1.0	-	-	-	-	-	0.488	1.46	-	-	-	-	1.42	22.0	3.603
-	16	1.307	-	-	-	0.488	1.46	19	0.296	1.48	-	1.52	22.0	3.603
1.5	-	-	-	-	-	0.522	1.57	-	-	-	-	-	19.2	4.136
-	14	2.092	-	-	-	0.615	1.85	-	-	-	-	-	19.8	5.740
-	2.5	2.500	-	-	-	0.674	2.02	19	0.374	1.87	1.88	1.79	11.5	6.693
-	12	3.307	-	-	-	0.776	2.33	19	0.471	2.36	2.36	2.26	8.69	9.118
4.0	-	4.000	-	-	-	0.853	2.56	19	0.594	2.97	2.98	2.84	7.18	11.013
-	10	5.260	-	-	-	0.978	2.93	19	0.749	3.75	3.76	3.59	5.46	14.50
6.0	-	6.000	-	-	-	1.045	3.14	19	0.819	4.10	4.10	3.93	4.79	16.54
-	8	8.367	-	-	-	1.234	3.70	19	0.944	4.72	4.74	4.53	3.43	23.07
10.0	-	10.000	-	-	-	1.349	4.05	19	1.035	5.18	5.18	4.97	2.87	27.57
10.0	-	10.000	-	-	-	1.555	4.67	19	1.208	5.84	5.84	5.68	2.83	28.10
16.0	-	16.000	-	-	-	1.706	5.12	19	1.337	6.69	6.71	6.41	2.16	36.97
16.0	-	16.000	-	-	-	1.706	5.12	19	1.531	7.65	7.34	7.04	1.78	45.10
-	5	16.76	-	-	-	1.746	5.24	19	1.552	10.86	10.86	10.31	0.412	49.10
-	4	21.15	-	-	-	1.961	5.88	19	1.710	11.97	11.99	11.58	0.338	64.50
25	-	25.000	-	-	-	2.132	6.40	19	1.832	13.45	13.46	13.00	0.302	82.50
-	2	26.67	-	-	-	2.203	6.61	19	1.921	14.96	14.96	14.48	0.268	96.50
35	-	35.000	-	-	-	2.473	7.42	19	2.032	16.03	16.03	15.53	0.239	119.0
35	-	35.000	-	-	-	2.473	7.42	19	2.088	17.32	17.32	16.77	0.227	137.0
-	1	42.41	-	-	-	2.777	8.33	19	2.272	18.51	18.51	18.00	0.213	161.0
50	-	50.000	-	-	-	3.016	9.05	19	2.523	20.12	20.12	19.52	0.192	191.0
50	-	50.000	-	-	-	3.119	9.36	19	2.816	22.67	22.67	22.16	0.189	234.4
100	-	100.000	-	-	-	3.502	10.51	19	3.192	25.37	25.37	24.86	0.189	295.6
-	2	53.48	-	-	-	3.502	10.51	19	3.674	28.16	28.16	27.65	0.189	336.0
-	3	67.43	-	-	-	4.416	13.25	19	4.161	32.92	32.92	32.41	0.189	424.0
70	-	70.000	-	-	-	4.416	13.25	19	4.416	35.00	35.00	34.49	0.189	480.0
70	-	70.000	-	-	-	4.416	13.25	19	4.416	37.00	37.00	36.49	0.189	520.0
95	-	95.000	-	-	-	4.801	14.40	19	4.801	39.00	39.00	38.49	0.189	580.0
95	-	95.000	-	-	-	4.801	14.40	19	4.801	41.00	41.00	40.49	0.189	620.0
120	-	120.000	-	-	-	4.959	14.88	19	4.959	43.00	43.00	42.49	0.189	680.0
120	-	120.000	-	-	-	4.959	14.88	19	4.959	45.00	45.00	44.49	0.189	720.0
150	-	150.000	-	-	-	4.959	14.88	19	4.959	47.00	47.00	46.49	0.189	780.0
-	300	152.0	-	-	-	3.192	15.96	19	3.192	17.81	17.81	17.30	0.189	1000.0
-	350	170.5	-	-	-	3.347	16.90	19	3.347	19.71	19.71	19.20	0.189	1100.0
185	-	185.000	-	-	-	3.674	18.73	19	3.674	21.61	21.61	21.10	0.189	1200.0
-	397.5	201.4	-	-	-	3.674	18.73	19	3.674	23.51	23.51	23.00	0.189	1300.0
-	400	202.7	-	-	-	3.674	18.73	19	3.674	25.41	25.41	24.90	0.189	1400.0
240	-	240.000	-	-	-	4.025	20.13	19	4.025	27.31	27.31	26.80	0.189	1500.0
-	477	241.7	-	-	-	4.121	21.74	19	4.121	29.21	29.21	28.70	0.189	1600.0
-	500	253.4	-	-	-	4.347	24.81	19	4.347	31.11	31.11	30.60	0.189	1700.0
-	556.5	282.0	-	-	-	3.234	22.64	19	3.234	24.51	24.51	24.00	0.189	1800.0
300	-	300.000	-	-	-	3.330	23.31	19	3.330	26.41	26.41	25.90	0.189	1900.0
600	-	600.000	-	-	-	3.426	24.00	19	3.426	28.31	28.31	27.80	0.189	2000.0
636	-	636.000	-	-	-	3.522	24.69	19	3.522	30.21	30.21	29.70	0.189	2100.0
750	-	750.000	-	-	-	3.618	25.38	19	3.618	32.11	32.11	31.60	0.189	2200.0
400	-	400.000	-	-	-	3.710	25.97	19	3.710	34.01	34.01	33.50	0.189	2300.0
-	795	402.8	-	-	-	3.723	26.06	19	3.723	35.91	35.91	35.40	0.189	2400.0
-	800	405.4	-	-	-	4.079	28.55	19	4.079	37.81	37.81	37.30	0.189	2500.0
500	-	500.000	-	-	-	4.176	29.23	19	4.176	39.71	39.71	39.20	0.189	2600.0
-	1 000	506.7	-	-	-	4.176	29.23	19	4.176	41.61	41.61	41.10	0.189	2700.0

Datos basados en la Norma mexicana NMX-J-032-ANCE. *Los diámetros de los cables comprimidos clase B son los mínimos aceptables, según lo indicado en la tabla 5 de la norma referida.

c) CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DE LOS CABLES DE ALUMINIO PURO 1 350 (AAC)

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE			CABLEADO		DIÁMETRO TOTAL mm	RESISTENCIA A 25°C. Y C.C. ohm/km	PESO APROX. Kg/km
	AWG/Cmil	mm ²	EQUIV. EN COBRE AWG/Cmil	TIPO	NÚMERO DE ALAMBRES Y DIÁMETRO			
Peachbell	6	13.30	8	A	7 x 1.555	4.67	2.16	36.67
Rose	4	21.15	6	A	7 x 1.961	5.88	1.36	58.31
Iris	2	33.62	4	AA, A	7 x 2.473	7.42	0.855	92.69
Pansy	1	42.41	3	AA, A	7 x 2.777	8.33	0.678	116.9
Poppy	1/0	53.48	2	AA, A	7 x 3.119	9.36	0.537	147.4
Aster	2/0	67.43	1	AA, A	7 x 3.502	10.51	0.426	185.9
Phlox	3/0	85.01	1/0	AA, A	7 x 3.932	11.80	0.338	234.4
Oxlip	4/0	107.20	2/0	AA, A	7 x 4.416	13.25	0.268	295.6
Sneezewort	250 000	126.7	157 200	AA	7 x 4.801	14.40	0.227	349.3
Valerian	250 000	126.7	157 200	A	19 x 2.914	14.57	0.227	349.3
Daisy	266 800	135.2	3/0	AA	7 x 4.959	14.88	0.213	372.8
Laurel	266 800	135.2	3/0	A	19 x 3.010	15.05	0.213	372.8
Peony	300 000	152.0	188 700	A	19 x 3.192	15.96	0.189	419.1
Tulip	336 400	170.5	4/0	A	19 x 3.380	16.90	0.169	470.1
Daffodil	350 000	177.3	220 000	A	19 x 3.447	17.24	0.162	488.8
Canna	397 500	201.4	250 000	AA, A	19 x 3.674	18.37	0.143	555.3
Goldentuft	450 000	228.0	283 000	AA	19 x 3.909	19.55	0.126	628.6
Cosmos	477 000	241.7	300 000	AA	19 x 4.025	20.13	0.119	666.4
Syringa	477 000	241.7	300 000	A	37 x 2.884	20.19	0.119	666.4
Zinnia	500 000	253.4	314 500	AA	19 x 4.121	20.61	0.113	698.6
Hyacinth	500 000	253.4	314 000	AA, A	37 x 2.953	20.67	0.113	698.6
Dahlia	556 500	282.0	350 000	AA	19 x 4.347	21.74	0.102	777.5
Mistletoe	556 500	282.0	350 000	AA, A	37 x 3.115	21.81	0.102	777.5
Meadowsweet	600 000	304.0	377 000	AA, A	37 x 3.234	22.64	0.094 5	838.1
Orchid	636 000	322.3	400 000	AA, A	37 x 3.330	23.31	0.089 2	888.6
Heuchera	650 000	329.4	409 000	AA	37 x 3.367	23.57	0.087 2	908.2
Verbena	700 000	354.7	440 000	AA	37 x 3.494	24.46	0.081 0	977.9
Flag	700 000	354.7	440 000	A	61 x 2.721	24.49	0.081 0	977.9
Violet	715 500	362.6	450 000	AA	37 x 3.532	24.72	0.079 2	994.7
Nasturtium	715 500	362.6	450 000	A	61 x 2.751	24.76	0.079 2	999.7
Petunia	750 000	380.0	472 000	AA	37 x 3.616	25.32	0.075 6	1 048.0
Cattail	750 000	380.0	472 000	A	61 x 2.816	25.34	0.075 6	1 048.0
Arbutus	795 000	402.8	500 000	AA	37 x 3.723	26.06	0.071 3	1 111.0
Lilac	795 000	402.8	500 000	A	61 x 2.900	26.10	0.071 3	1 111.0
Cockscomb	900 000	456.0	566 000	AA	37 x 3.961	27.73	0.063 0	1 257.0
Snapdragon	900 000	456.0	566 000	A	61 x 3.085	27.77	0.063 0	1 257.0
Magnolia	954 000	483.4	600 000	AA	37 x 4.079	28.55	0.059 4	1 333.0
Goldenron	954 000	483.4	600 000	A	61 x 3.176	28.58	0.059 4	1 333.0
Hawkweed	1 000 000	506.7	629 000	AA	37 x 4.176	29.23	0.056 7	1 397.0
Camellia	1 000 000	506.7	629 000	A	61 x 3.252	29.27	0.056 7	1 397.0
Bluebell	1 033 500	523.7	650 000	AA	37x 4.245	29.72	0.054 9	1 444.0
Larkspur	1 033 500	523.7	650 000	A	61x 3.306	29.75	0.054 9	1 444.0
Marigold	1 113 000	564.0	700 000	AA, A	61x 3.431	30.88	0.050 9	1 555.0
Hawthorn	1 192 500	604.3	750 000	AA, A	61x 3.552	31.97	0.047 6	1 666.0
Narcissus	1 272 000	644.5	800 000	AA, A	61 x 3.668	33.01	0.044 6	1 777.0
Columbine	1 351 500	684.8	850 000	AA, A	61 x 3.781	34.03	0.042 0	1 888.0
Carnation	1 431 000	725.1	900 000	AA, A	61 x 3.890	35.01	0.039 6	1 999.0
Gladiolus	1 510 500	765.4	950 000	AA, A	61 x 3.997	35.97	0.037 5	2 110.0
Coreopsis	1 590 000	805.7	1 000 000	AA	61 x 4.101	36.91	0.035 7	2 221.0
Jessamine	1 750 000	886.7	1 101 000	AA	61 x 4.302	38.72	0.032 4	2 445.0
Cowslip	2 000 000	1 013.0	1 260 000	A	91 x 3.765	41.42	0.028 4	2 793.0
Sagebrush	2 250 000	1 140.0	1 415 000	A	91 x 3.994	43.93	0.025 2	3 173.0
Lupine	2 500 000	1 267.0	1 570 000	A	91 x 4.210	46.31	0.022 7	3 523.0
Bitterroot	2 750 000	1 393.0	1 730 000	A	91 x 4.415	48.57	0.020 6	3 879.0
Trillium	3 000 000	1 520.0	1 890 000	A	127 x 3.904	50.75	0.019 0	4 220.0
Bluebonnet	3 500 000	1 773.0	2 200 000	A	127 x 4.216	54.81	0.016 2	4 985.0

NOTA: Es necesario mencionar la clase de cableado en cada orden. Por regla general, la clase AA se usa en conductores desnudos para líneas aéreas. La clase A, en conductores aislados o bien como conductores desnudos, donde se requiera mayor flexibilidad que la de la clase AA.

d) CAPACIDADES DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO PURO, ALEACIÓN 1 350, (AAC)

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG o Kcmil Y CANTIDAD DE ALAMBRES	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE * (amperes)				RESISTENCIA Ohm/km			REACTANCIA A 60 Hz ESPACIADOS 305 mm	
		SOL NO VIENTO	NO SOL NO VIENTO	SOL VIENTO	NO SOL VIENTO	20°C C.C.	25°C C.A.	75°C C.A.	INDUCTIVA Ohm/km	CAPACITIVA Mohm-km
Peachbell	6-7	60	65	105	110	2.168	2.211	2.647 1	0.391 5	0.090 1
Rose	4-7	80	90	140	145	1.363	1.391	1.659 1	0.374 1	0.085 8
Iris	2-7	110	125	185	195	0.855	0.876	1.043 9	0.356 7	0.081 4
Pansy	1-7	130	150	215	225	0.678	0.692	0.826 4	0.348 0	0.078 9
Poppy	1/0-7	155	175	245	260	0.537	0.551	0.658 7	0.339 3	0.077 1
Aster	2/0-7	180	210	285	305	0.426	0.436	0.520 7	0.331 6	0.074 6
Phlox	3/0-7	215	245	330	350	0.338	0.347	0.413 2	0.321 9	0.072 7
Oxlip	4/0-7	250	290	380	410	0.268	0.275	0.328 1	0.313 2	0.070 8
Sneezewort	250 000- 7	280	325	425	455	0.227	0.232	0.277 8	0.306 3	0.069 0
Valerian	250 000- 19	280	325	425	455	0.227	0.232	0.277 8	0.302 6	0.069 0
Daisy	266 800- 7	295	340	440	475	0.213	0.218	0.260 4	0.302 0	0.068 4
Laurel	266 800- 19	295	340	445	475	0.213	0.218	0.260 4	0.300 0	0.068 4
Peony	300 000- 19	320	370	480	515	0.189	0.194	0.231 2	0.295 8	0.067 1
Tulip	336 400- 19	345	400	515	555	0.169	0.173	0.206 3	0.291 4	0.065 9
Daffodil	350 000- 19	355	415	525	565	0.162	0.167	0.198 8	0.289 6	0.065 2
Canna	397 500- 19	385	450	570	615	0.143	0.147	0.175 2	0.285 2	0.064 6
Goldentuft	450 000- 19	420	495	615	665	0.126	0.130	0.154 7	0.280 2	0.063 4
Cosmos	477 000- 19	440	515	640	690	0.119	0.123	0.146 0	0.278 4	0.062 8
Syringa	477 000- 37	440	515	640	695	0.119	0.123	0.146 0	0.277 1	0.062 8
Zinnia	500 000- 19	455	530	655	710	0.113	0.117	0.139 8	0.276 5	0.062 1
Hyacinth	500 000- 37	455	530	655	715	0.113	0.117	0.139 8	0.275 3	0.062 1
Dahlia	556 500- 19	490	570	705	765	0.102	0.105	0.125 5	0.272 2	0.060 2
Mistletoe	556 500- 37	490	575	705	765	0.102	0.105	0.125 5	0.270 9	0.061 4
Meadowsweet	600 000- 37	515	605	735	800	0.094 5	0.098 1	0.116 8	0.268 4	0.060 7
Orchid	636 000- 37	535	630	765	835	0.089 2	0.092 5	0.110 0	0.266 0	0.060 2
Heuchera	650 000- 37	545	640	775	845	0.087 2	0.090 6	0.107 5	0.265 3	0.060 0
Verbena	700 000- 37	570	675	810	885	0.081 0	0.084 3	0.100 0	0.262 2	0.059 3
Flag	700 000- 61	570	675	810	885	0.081 0	0.084 3	0.100 0	0.261 6	0.059 3
Violet	715 500- 37	580	685	820	900	0.079 2	0.082 7	0.098 2	0.261 6	0.059 1
Nasturium	715 500- 61	580	685	820	900	0.079 2	0.082 7	0.098 2	0.261 0	0.059 0
Petunia	750 000- 37	600	705	845	925	0.075 6	0.078 7	0.093 8	0.259 7	0.058 7
Cattail	750 000- 61	600	705	845	925	0.075 6	0.078 7	0.093 8	0.259 1	0.058 6
Arbutus	795 000- 37	625	735	880	960	0.071 3	0.074 5	0.088 2	0.257 9	0.058 1
Lilac	795 000- 61	625	735	880	960	0.071 3	0.074 5	0.088 2	0.257 3	0.058 1
Cockscomb	900 000- 37	680	800	950	1 040	0.063 0	0.066 3	0.078 3	0.252 9	0.057 0
Snapdragon	900 000- 61	680	800	950	1 040	0.063 0	0.066 3	0.078 3	0.252 3	0.056 9
Magnolia	954 000- 37	700	830	980	1 075	0.059 4	0.062 7	0.074 6	0.250 4	0.056 4
Goldenrod	954 000- 61	705	835	985	1 080	0.059 4	0.062 7	0.074 6	0.250 4	0.056 4
Hawkweed	1 000 000- 37	725	860	1 010	1 110	0.056 7	0.060 0	0.070 8	0.249 2	0.056 0
Camellia	1 000 000- 61	730	860	1 010	1 110	0.056 7	0.060 0	0.070 8	0.248 6	0.056 0
Bluebell	1 033 500- 37	740	880	1 030	1 130	0.054 9	0.058 1	0.069 0	0.247 9	0.055 7
Larkspur	1 033 500- 61	740	880	1 030	1 135	0.054 9	0.058 1	0.069 0	0.247 3	0.055 7
Marigold	1 113 000- 61	780	925	1 080	1 190	0.050 9	0.054 5	0.064 0	0.244 2	0.055 0
Hawthorn	1 192 500- 61	815	970	1 125	1 240	0.047 6	0.050 9	0.060 2	0.241 7	0.054 4
Narcissus	1 272 000- 61	850	1 015	1 170	1 290	0.044 6	0.048 2	0.056 6	0.239 2	0.053 8
Columbine	1 351 500- 61	885	1 055	1 210	1 340	0.042 0	0.045 6	0.053 5	0.236 7	0.053 2
Carnation	1 431 000- 61	920	1 095	1 255	1 390	0.039 6	0.043 3	0.050 8	0.234 9	0.052 6
Gladiolus	1 510 500- 61	955	1 135	1 295	1 435	0.037 5	0.041 3	0.048 3	0.233 0	0.052 1
Coreopsis	1 590 000- 61	985	1 175	1 330	1 480	0.035 7	0.039 7	0.046 2	0.231 2	0.051 7
Jessamine	1 750 000- 61	1 045	1 250	1 405	1 565	0.032 4	0.036 4	0.042 4	0.227 0	0.050 8
Cowslip	2 000 000- 91	1 135	1 365	1 525	1 695	0.028 4	0.032 7	0.037 8	0.221 8	0.049 6
Sagebrush	2 250 000- 91	1 215	1 460	1 610	1 805	0.025 2	0.030 0	0.034 6	0.217 5	0.048 5
Lupine	2 500 000- 91	1 295	1 560	1 705	1 910	0.022 7	0.027 8	0.031 8	0.213 8	0.047 5
Bitterroot	2 750 000- 91	1 370	1 650	1 790	2 015	0.020 6	0.025 9	0.029 5	0.210 0	0.046 6
Trillium	3 000 000-127	1 440	1 735	1 875	2 110	0.019 0	0.024 4	0.027 7	0.206 3	0.045 8
Bluebonnet	3 500 000-127	1 560	1 890	2 015	2 280	0.016 2	0.022 2	0.025 0	0.200 7	0.044 4

* Basada en una temperatura máxima en el conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C.

e) CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DEL CABLE DE ALEACIÓN DE ALUMINIO 5 005 (AAAC)

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE		HILOS		DIÁM. TOTAL mm	SECCIÓN TOTAL mm ²	PESO APROX. kg/km	ESFUERZO POR TENSIÓN kg	RESISTENCIA Ohm/km.			
	AWG	Kcmil	No.	DIÁM. mm					20°C C.C	25°C C.A.	50°C C.A.	75°C C.A.
- Kazoo	6	26.24	7	1.55	4.67	13.30	37	359	2.474 4	2.516 6	2.734 1	2.957 8
-		30.58	7	1.68	5.03	15.50	43	418	2.121 4	2.156 2	2.348 8	2.535 2
- Kaki	4	41.74	7	1.96	5.88	21.15	58	562	1.554 7	1.594 5	1.721 2	1.858 0
-		48.64	7	2.12	6.35	24.67	68	648	1.332 3	1.354 6	1.472 7	1.590 8
-	2	66.36	7	2.47	7.42	33.62	93	875	0.976 8	0.994 2	1.081 2	1.168 2
Kench	1/0	77.47	7	2.67	8.03	39.25	108	1 007	0.837 6	0.851 3	0.925 9	1.000 4
-		105.60	7	3.12	9.36	53.48	147	1 334	0.614 6	0.627 6	0.677 3	0.733 2
Kibe	2/0	123.30	7	3.37	10.11	62.46	172	1 560	0.526 3	0.535 6	0.582 2	0.627 6
-		133.10	7	3.50	10.51	67.43	186	1 683	0.487 4	0.496 5	0.539 4	0.582 2
Kayak		155.40	7	3.78	11.35	78.77	217	1 941	0.417 4	0.425 0	0.461 7	0.499 0
- Kopeck	3/0	167.80	7	3.93	11.80	85.1	234	2 064	0.386 8	0.394 0	0.428 1	0.462 3
-		195.70	7	4.25	12.75	99.2	273	2 277	0.331 5	0.338 0	0.367 2	0.396 4
- Kittle	4/0	211.60	7	4.42	13.25	107.2	296	2 463	0.306 5	0.312 6	0.339 3	0.366 0
-		246.90	7	4.77	14.30	125.1	345	2 871	0.262 8	0.267 8	0.290 8	0.314 4
-		250.00	19	2.91	14.57	126.7	349	3 107	0.259 6	0.264 7	0.287 7	0.310 1
Ratch		281.40	19	3.09	15.47	142.5	393	3 452	0.230 5	0.234 9	0.255 4	0.275 9
-		300.00	19	3.19	15.96	152.0	419	3 679	0.216 1	0.220 6	0.239 2	0.258 5
Ramie		312.80	19	3.26	16.30	158.5	437	3 833	0.207 4	0.211 9	0.229 9	0.247 9
-		350.00	19	3.45	17.24	177.4	489	4 291	0.185 4	0.189 5	0.205 7	0.221 8
Radar		355.10	19	3.47	17.37	179.9	496	4 354	0.182 7	0.186 4	0.202 6	0.218 8
Radian		394.50	19	3.66	18.31	199.9	551	4 762	0.164 4	0.167 8	0.182 7	0.197 0
-		400.00	19	3.69	18.43	202.7	559	4 853	0.162 2	0.165 9	0.180 2	0.194 5
Rede		419.60	19	3.77	18.87	212.6	586	5 080	0.154 6	0.157 8	0.171 5	0.185 2
-		450.00	19	3.91	19.55	228.0	629	5 352	0.144 2	0.147 5	0.160 3	0.172 7
Ragout		465.40	19	3.98	19.89	235.8	650	5 534	0.139 4	0.142 9	0.154 7	0.167 2
-		500.00	19	4.12	20.61	253.4	698	5 625	0.129 8	0.133 0	0.144 2	0.156 0
Rex		503.60	19	4.14	20.68	255.1	703	5 670	0.128 8	0.131 7	0.143 5	0.154 7
-		550.00	37	3.10	21.68	278.7	768	6 577	0.117 0	0.121 2	0.131 1	0.118 0
Remex		559.50	19	4.36	21.79	283.5	782	6 305	0.115 0	0.119 3	0.129 2	0.116 0
Ruble		587.20	19	4.47	22.33	297.5	820	6 622	0.110 5	0.113 7	0.123 0	0.133 0
-		600.00	37	3.23	22.64	304.0	838	7 212	0.108 2	0.111 2	0.120 5	0.129 9
-		650.00	37	3.37	23.57	329.4	907	7 802	0.099 9	0.102 5	0.111 8	0.120 5
Rune		652.40	19	4.71	23.55	330.5	911	7 348	0.099 4	0.102 5	0.111 2	0.119 9
-		700.00	37	3.49	24.46	354.7	977	8 392	0.092 7	0.095 7	0.103 8	0.111 8
Spar		740.80	37	3.59	25.17	375.4	1 035	8 754	0.087 6	0.090 7	0.098 2	0.105 6
-		750.00	37	3.62	25.31	380.0	1 048	8 891	0.086 4	0.089 5	0.096 9	0.104 4
-		800.00	37	3.73	26.15	405.4	1 117	9 480	0.081 2	0.083 9	0.091 3	0.098 2
-		900.00	37	3.96	27.73	456.0	1 258	10 524	0.072 0	0.075 2	0.081 4	0.087 6
Solar		927.20	37	4.02	28.14	469.8	1 295	10 841	0.070 0	0.072 7	0.078 9	0.085 1
-		1 000.00	37	4.18	29.23	506.7	1 397	11 022	0.064 9	0.067 7	0.073 3	0.078 9

f) CAPACIDADES DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO 5 005 (AAAC)

DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE *(AMPERES)				RESISTENCIA Ohm/km			REACTANCIA A 60 Hz. 305 mm DE ESPACIAMIENTO	
	SOL NO VIENTO	NO SOL NO VIENTO	SOL VIENTO	NO SOL VIENTO	20°C C.C.	25°C C.A.	75°C C.A.	INDUCTIVA ohm/km	CAPACITIVA Mohm-km
30.58 Kcmil 7 Alambres Kazoo	60	70	105	110	2.121 4	2.158 8	2.535 3	0.385 9	0.088 2
48.69 Kcmil 7 Alambres Kaki	85	95	145	150	1.332 3	1.358 2	1.590 8	0.368 5	0.083 9
77.47 Kcmil 7 Alambres Kench	120	135	190	205	0.837 6	0.852 4	1.000 4	0.350 5	0.079 5
123.3 Kcmil 7 Alambres Kibe	165	185	260	275	0.526 3	0.535 6	0.627 6	0.333 1	0.075 8
155.4 Kcmil 7 Alambres Kayak	190	220	300	315	0.417 4	0.424 8	0.499 0	0.324 4	0.073 3
195.7 Kcmil 7 Alambres Kopeck	225	260	345	370	0.331 5	0.337 4	0.396 4	0.315 7	0.071 5
246.9 Kcmil 7 Alambres Kittle	265	305	400	425	0.262 8	0.267 4	0.314 4	0.307 0	0.069 0
281.4 Kcmil 19 Alambres Ratch	290	335	435	465	0.230 5	0.234 6	0.275 9	0.298 3	0.067 7
312.8 Kcmil 19 Alambres Ramie	310	360	465	500	0.207 4	0.211 1	0.247 9	0.293 9	0.066 5
355.1 Kcmil 19 Alambres Radar	340	395	500	540	0.182 7	0.185 9	0.218 7	0.288 9	0.065 9
394.5 Kcmil 19 Alambres Radian	365	425	535	580	0.164 4	0.167 3	0.197 0	0.285 2	0.064 6
419.6 Kcmil 19 Alambres Rede	380	445	560	605	0.154 6	0.157 3	0.183 9	0.282 7	0.064 0
465.4 Kcmil 19 Alambres Ragout	410	480	595	645	0.139 4	0.141 9	0.167 2	0.279 0	0.062 8
503.6 Kcmil 19 Alambres Rex	430	505	625	680	0.128 8	0.131 1	0.154 7	0.275 9	0.062 1
559.5 Kcmil 19 Alambres Remex	465	545	670	725	0.116 0	0.118 0	0.139 2	0.272 2	0.061 4
587.2 Kcmil 19 Alambres Ruble	480	560	690	750	0.110 5	0.112 5	0.133 0	0.270 3	0.061 0
652.4 Kcmil 19 Alambres Rune	515	605	735	800	0.099 4	0.101 2	0.119 9	0.266 6	0.060 0
740.8 Kcmil 37 Alambres Spar	560	665	795	870	0.087 6	0.089 1	0.105 6	0.260 4	0.058 8
927.2 Kcmil 37 Alambres Solar	655	775	915	1 000	0.070 0	0.071 2	0.085 1	0.251 7	0.056 7

* Basada en una temperatura máxima en el conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C.

g) CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DEL CABLE DE ALEACIÓN ALUMINIO 6 201 (AAAC)

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE		HILOS		DIÁM. TOTAL mm	SECCIÓN TOTAL mm ²	PESO APROX. kg/km	ESFUERZO POR TENSIÓN kg	RESISTENCIA Ohm/km				
	AWG	Kcmil	No.	DIÁM. mm					20°C C.C.	25°C C.A.	50°C C.A.	75°C C.A.	
—	6	26.24	7	1.55	4.67	13.30	37	426	2.521 6	2.566 3	2.783 8	3.001 3	
Akron		30.58	7	1.68	5.04	15.50	42	503	2.161 8	2.199 7	2.386 1	2.572 5	
—		4	41.74	7	1.96	5.89	21.15	58	680	1.584 5	1.615 6	1.609 4	1.889 0
Alton			48.69	7	2.12	6.35	24.67	68	798	1.357 7	1.379 5	1.497 5	1.615 6
—	2	66.36	7	2.47	7.42	33.62	93	1 080	0.995 5	1.012 9	1.099 9	1.186 9	
Ames	1/0	77.47	7	2.67	8.03	39.25	108	1 270	0.853 2	0.869 9	0.944 5	1.019 1	
—		105.60	7	3.12	9.36	55.48	147	1 715	0.626 4	0.640 0	0.689 7	0.745 7	
Azusa	2/0	123.30	7	3.37	10.11	62.46	172	2 023	0.536 3	0.545 6	0.592 2	0.638 8	
—		133.10	7	3.50	10.51	67.43	186	2 073	0.496 7	0.505 8	0.548 7	0.591 6	
Anaheim		155.40	7	3.78	11.35	78.77	217	2 445	0.425 4	0.433 1	0.469 8	0.507 1	
—	3/0	167.80	7	3.93	11.80	85.01	234	2 613	0.394 1	0.401 4	0.435 6	0.469 8	
Amherst		195.70	7	4.25	12.74	99.2	273	3 080	0.337 8	0.344 2	0.373 5	0.402 7	
—	4/0	211.60	7	4.42	13.25	107.2	296	3 293	0.312 3	0.318 2	0.345 5	0.372 2	
Alliance		246.90	7	4.77	14.30	125.1	345	3 883	0.267 8	0.272 8	0.295 8	0.319 4	
—		250.00	19	2.91	14.57	126.7	349	3 851	0.264 5	0.269 7	0.292 7	0.315 7	
—		300.00	19	3.19	15.96	152.0	419	4 627	0.220 2	0.224 3	0.243 6	0.262 8	
Butte		312.80	19	3.26	16.30	158.5	437	4 990	0.211 4	0.215 6	0.233 6	0.252 3	
—		350.00	19	3.45	17.24	177.3	489	5 171	0.189 0	0.192 6	0.209 4	0.225 6	
Canton		394.50	19	3.66	18.31	199.9	551	6 033	0.167 6	0.171 5	0.185 8	0.200 1	
—		400.00	19	3.69	18.43	202.7	559	5 897	0.165 3	0.169 0	0.183 3	0.197 6	
—		450.00	19	3.91	19.55	228.0	629	6 623	0.146 9	0.150 4	0.162 8	0.175 9	
Cairo		465.40	19	3.98	19.88	236.8	650	7 076	0.142 0	0.145 4	0.157 8	0.169 6	
—		500.00	19	4.12	20.61	253.4	698	7 620	0.132 2	0.135 5	0.146 6	0.159 1	
—		550.00	37	3.10	21.68	278.7	768	8 482	0.120 2	0.123 0	0.133 6	0.144 2	
Darien		559.50	19	4.36	21.79	283.5	782	8 528	0.118 2	0.121 2	0.131 1	0.141 7	
—		600.00	37	3.23	22.64	304.0	838	9 253	0.110 2	0.113 1	0.123 0	0.132 4	
—		650.00	37	3.37	23.57	329.4	907	10 024	0.101 8	0.105 0	0.113 7	0.122 4	
Elgin		652.40	19	4.71	23.55	330.5	911	9 934	0.101 3	0.104 4	0.113 1	0.121 8	
—		700.00	37	3.49	24.46	354.7	977	10 342	0.094 5	0.097 6	0.105 6	0.113 7	
Flint		740.80	37	3.59	25.17	375.4	1 035	11 068	0.089 2	0.092 0	0.100 0	0.107 5	
—		750.00	37	3.62	25.31	380.0	1 048	11 068	0.088 1	0.090 7	0.098 8	0.106 3	
—		800.00	37	3.73	26.15	405.4	1 117	11 794	0.082 7	0.085 8	0.092 6	0.099 4	
—		900.00	37	3.96	27.73	456.0	1 258	13 290	0.073 4	0.076 4	0.082 6	0.088 9	
Greeley		927.20	37	4.02	28.14	469.8	1 295	13 835	0.071 3	0.073 9	0.080 2	0.086 4	
—		1 000.00	37	4.18	29.23	506.7	1 397	14 742	0.066 1	0.069 0	0.074 6	0.080 2	

h) CAPACIDADES DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO 6 201 (AAAC)

DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE * (AMPERES)				RESISTENCIA Ohm/km			REACTANCIA A 60 HZ. 305 mm DE ESPACIAMIENTO	
	SOL NO VIENTO	NO SOL NO VIENTO	SOL VIENTO	NO SOL VIENTO	20°C C.C.	25°C C.A.	75°C C.A.	INDUCTIVA ohm/km	CAPACITIVA Mohm-km
30.58 Kcmil 7 Alambres Akron	60	70	105	110	2.161 8	2.199 7	2.572 5	0.385 9	0.088 2
48.69 Kcmil 7 Alambres Alton	85	95	145	150	1.357 7	1.379 5	1.615 6	0.368 5	0.083 9
77.47 Kcmil 7 Alambres Ames	115	135	190	200	0.853 2	0.869 9	1.019 1	0.350 5	0.079 5
123.3 Kcmil 7 Alambres Azusa	160	185	255	270	0.536 3	0.545 6	0.638 8	0.333 1	0.075 8
155.4 Kcmil 7 Alambres Anaheim	190	220	295	315	0.425 4	0.433 1	0.507 1	0.324 4	0.073 3
195.7 Kcmil 7 Alambres Amherst	220	255	340	365	0.337 8	0.344 2	0.402 7	0.315 7	0.071 5
246.9 Kcmil 7 Alambres Alliance	260	300	395	425	0.267 8	0.272 8	0.319 4	0.307 0	0.069 0
281.4 Kcmil 19 Alambres (Alliance)	285	335	430	460	0.234 9	0.239 4	0.280 2	0.298 3	0.067 7
312.8 Kcmil 19 Alambres Butte	310	360	460	495	0.211 4	0.215 6	0.252 3	0.293 9	0.066 5
355.1 Kcmil 19 Alambres (Butte)	335	390	500	535	0.186 2	0.190 2	0.222 5	0.288 9	0.065 9
394.5 Kcmil 19 Alambres Canton	360	420	530	575	0.167 6	0.171 5	0.200 1	0.285 2	0.064 6
419.6 Kcmil 19 Alambres (Canton)	375	440	555	600	0.157 6	0.161 3	0.188 3	0.282 7	0.064 0
465.4 Kcmil 19 Alambres Cairo	405	475	590	640	0.142 0	0.145 4	0.169 6	0.279 0	0.062 8
503.6 Kcmil 19 Alambres (Cairo)	425	500	620	670	0.131 3	0.134 5	0.157 2	0.275 9	0.062 1
559.5 Kcmil 19 Alambres Darlen	460	540	660	720	0.118 2	0.121 2	0.141 7	0.272 2	0.061 4
587.2 Kcmil 19 Alambres (Darlen)	475	560	685	745	0.112 6	0.115 8	0.134 8	0.270 3	0.061 0
652.4 Kcmil 19 Alambres Elgin	510	600	730	795	0.101 3	0.104 4	0.121 8	0.266 6	0.060 0
740.8 Kcmil 37 Alambres Flint	555	655	790	860	0.089 2	0.092 0	0.107 5	0.260 4	0.058 8
927.2 Kcmil 37 Alambres Greeley	650	770	905	995	0.071 3	0.073 9	0.086 4	0.251 7	0.056 7

* Basada en una temperatura máxima en el conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C

i) CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DEL CABLE DE ALUMINIO CON ALMA DE ACERO (ACSR)

CÓDIGO MUNDIAL	ÁREA NOMINAL DEL ALUMINIO		EQUIVALENTE AL COBRE DURO		NÚMERO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES		DIÁMETRO TOTAL APROX.	RESISTENCIA C.C 20°C NOMINAL	PESO NOMINAL
	mm ²	AWG ó Kcmil	mm ²	AWG ó Kcmil	ALUMINIO	ACERO			
					mm	mm			
Wren	8.37	8	5.26	10	6 x 1.33	1 x 1.33	3.99	3.42	33.76
Warbler	10.55	7	6.36	9	6 x 1.50	1 x 1.50	4.50	2.71	42.69
Turkey	13.30	6	8.37	8	6 x 1.68	1 x 1.68	5.04	2.15	53.74
Thrush	16.76	5	10.55	7	6 x 1.89	1 x 1.89	5.67	1.71	67.81
Swan	21.15	4	13.30	6	6 x 2.12	1 x 2.12	6.36	1.35	85.49
Swanate	21.15	4	13.30	6	7 x 1.96	1 x 2.61	6.53	1.35	99.65
Swallow	26.67	3	16.76	5	6 x 2.38	1 x 2.38	7.14	1.07	107.8
Sparrow	33.62	2	21.15	4	6 x 2.67	1 x 2.67	8.01	0.851	135.2
Sparate	33.62	2	21.15	4	7 x 2.47	1 x 3.30	8.25	0.851	158.8
Robin	42.41	1	26.67	3	6 x 3.00	1 x 3.00	9.00	0.674	171.4
Raven	53.48	1/0	33.62	2	6 x 3.37	1 x 3.37	10.11	0.535	216.1
Quail	67.43	2/0	42.41	1	6 x 3.78	1 x 3.78	11.34	0.424	272.3
Pigeon	85.01	3/0	54.48	1/0	6 x 4.25	1 x 4.25	12.75	0.336	343.6
Penguin	107.2	4/0	67.43	2/0	6 x 4.77	1 x 4.77	14.31	0.267	433.1
Owl	135.2	266.8	85.01	3/0	6 x 5.36	7 x 1.79	16.07	0.208	511.1
Partridge	135.2	266.8	85.01	3/0	26 x 2.57	7 x 2.00	16.31	0.214	546.4
Ostrich	152.0	300.0	95.6	188.7	26 x 2.73	7 x 2.12	17.27	0.190	614.1
Piper	152.0	300.0	95.6	188.7	30 x 2.54	7 x 2.54	17.78	0.187	699.3
Linnet	170.5	336.4	107.2	4/0	26 x 2.89	7 x 3.25	18.29	0.170	689.8
Oriole	170.5	336.4	107.2	4/0	30 x 2.69	7 x 2.69	18.83	0.170	783.1
Ibis	201.4	397.5	126.7	250	26 x 3.14	7 x 2.44	19.89	0.143	813.7
Lark	201.4	397.5	126.7	250	30 x 2.92	7 x 2.92	20.44	0.144	924.2
Hawk	241.7	477.0	152.0	300	26 x 3.44	7 x 2.67	21.79	0.120	975.8
Hen	241.7	477.0	152.0	300	30 x 3.20	7 x 3.20	22.40	0.120	1 109.0
Heron	253.4	500.0	159.7	315	30 x 3.28	7 x 3.28	22.95	0.112	1 166.0
Dove	282.0	556.5	177.3	350	26 x 3.72	7 x 2.89	23.55	0.103	1 140.0
Eagle	282.0	556.5	177.3	350	30 x 3.46	7 x 3.46	24.22	0.103	1 295.0
Duck	306.6	605.0	192.5	380	54 x 2.69	7 x 2.69	24.19	0.092 5	1 158.0
Grosbeak	322.3	636.0	202.7	400	26 x 3.97	7 x 3.09	25.15	0.089 9	1 303.0
Egret	322.3	636.0	202.7	400	30 x 3.70	19 x 2.22	25.88	0.090 1	1 471.0
Goose	322.3	636.0	202.7	400	54 x 2.76	7 x 2.76	24.80	0.088 3	1 218.0
Flamingo	337.8	666.6	212.8	420	24 x 4.23	7 x 2.82	25.40	0.085 8	1 277.0
Gull	337.8	666.6	212.8	420	54 x 3.20	7 x 3.20	24.54	0.085 4	1 334.0
Starling	362.5	715.5	228.0	450	26 x 4.21	7 x 3.27	26.70	0.079 9	1 466.0
Redwing	362.5	715.5	228.0	450	30 x 3.92	19 x 2.35	27.46	0.080 1	1 652.0
Crow	362.5	715.5	228.0	450	54 x 2.92	7 x 2.92	26.31	0.077 5	1 370.0
Drake	402.8	795.0	253.4	500	26 x 4.44	7 x 3.45	28.14	0.071 9	1 627.0
Mallard	402.8	795.0	253.4	500	30 x 4.14	19 x 2.48	28.95	0.071 8	1 838.0
Tern	402.8	795.0	253.4	500	45 x 3.38	7 x 2.25	27.00	0.071 9	1 333.0
Condor	402.8	795.0	253.4	500	54 x 3.08	7 x 3.08	27.72	0.071 9	1 523.0
Crane	443.1	874.5	278.7	550	54 x 3.23	7 x 3.23	29.10	0.064 3	1 676.0
Canary	456.0	900.0	286.3	565	54 x 3.28	7 x 3.28	29.52	0.063 5	1 725.0
Rail	483.4	954.0	304.0	600	45 x 3.70	7 x 2.47	29.59	0.059 9	1 601.0
Cardinal	483.4	954.0	304.0	600	54 x 3.38	7 x 3.38	30.42	0.059 9	1 830.0
Ortolan	523.7	1 033.5	329.4	650	45 x 3.85	7 x 2.57	30.78	0.055 3	1 735.0
Curlew	524.7	1 033.5	329.4	650	54 x 3.51	7 x 3.51	31.59	0.055 3	1 980.0
Bluejay	564.0	1 113.0	354.7	700	45 x 4.00	7 x 2.66	31.98	0.051 4	1 866.0
Finch	564.0	1 113.0	354.7	700	54 x 3.65	19 x 2.19	32.84	0.051 6	2 130.0
Bunting	604.2	1 192.5	380.0	750	45 x 4.14	7 x 2.76	33.07	0.047 9	2 001.0
Grackle	604.2	1 192.5	380.0	750	54 x 3.77	19 x 2.27	33.99	0.047 9	2 284.0
Bittern	644.5	1 272.0	405.4	800	45 x 4.27	7 x 2.85	34.16	0.045 0	2 134.0
Pheasant	644.5	1 272.0	405.4	800	54 x 3.90	19 x 2.34	35.10	0.045 0	2 434.0
Dipper	684.6	1 351.0	430.7	850	45 x 4.40	7 x 2.93	35.20	0.042 3	2 265.0
Martin	684.6	1 351.0	430.7	850	54 x 4.02	19 x 2.41	36.17	0.042 5	2 584.0
Bobolink	725.1	1 431.0	456.0	900	45 x 4.53	7 x 3.02	36.23	0.039 8	2 393.0
Plover	725.1	1 431.0	456.0	900	54 x 4.14	19 x 2.48	37.21	0.040 1	2 737.0
Nuthatch	765.1	1 510.0	481.4	950	45 x 4.65	7 x 3.10	37.24	0.037 9	2 532.0
Parrot	765.1	1 510.0	481.4	950	54 x 4.25	19 x 2.55	38.23	0.038 0	2 890.0
Lapwing	805.7	1 590.0	506.7	1 000	45 x 4.78	7 x 3.18	38.20	0.036 0	2 667.0
Falcon	805.7	1 590.0	506.7	1 000	54 x 4.36	19 x 2.62	39.24	0.036 1	3 045.0

j) CAPACIDADES DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE DE LOS CABLES DE ALUMINIO CON ALMA DE ACERO (ACSR)

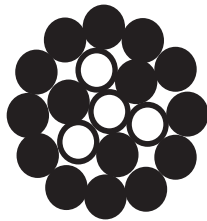
CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG/Kcmil	CABLEADO AL/ACERO	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE * (AMPERES)				RESISTENCIA Ohms/km			REACTANCIA A 60hz 305 mm DE ESPACIAMIENTO	
			SOL NO VIENTO	NO SOL NO VIENTO	SOL VIENTO	NO SOL VIENTO	20°C C.C.	25°C C.A.	75°C C.A.	INDUCTIVA Ohm/km	CAPACITIVA Mohm-km
Turkey	6	6/1	60	70	105	110	2.105 9	2.141 1	2.684 4	0.482 2	0.088 2
Swan	4	6/1	80	95	140	145	1.322 9	1.350 1	1.715 0	0.449 3	0.083 9
Swanate	4	7/1	85	95	140	145	1.309 9	1.334 8	1.739 9	0.462 3	0.083 9
Sparrow	2	6/1	110	130	185	195	0.831 4	0.850 0	1.106 1	0.416 3	0.080 2
Sparate	2	7/1	115	130	185	195	0.822 1	0.840 1	1.118 5	0.423 2	0.079 5
Robin	1	6/1	130	150	210	225	0.659 9	0.673 6	0.888 6	0.400 2	0.077 7
Raven	1/0	6/1	155	175	240	255	0.522 6	0.536 3	0.714 6	0.387 1	0.075 8
Quail	2/0	6/1	175	205	275	295	0.415 0	0.425 5	0.581 0	0.373 5	0.073 3
Pigeon	3/0	6/1	205	235	315	340	0.329 1	0.336 6	0.469 1	0.360 4	0.071 5
Penguin	4/0	6/1	240	275	360	385	0.260 9	0.268 8	0.334 0	0.344 2	0.069 0
Waxwing	266.8	18/1	300	345	450	480	0.211 1	0.216 1	0.258 5	0.296 4	0.067 7
Partridge	266.8	26/7	305	355	455	490	0.209 0	0.213 8	0.255 4	0.288 9	0.066 5
Ostrich	300.0	26/7	330	385	490	530	0.186 0	0.189 9	0.227 4	0.284 6	0.065 9
Merlin	336.4	18/1	350	410	520	560	0.167 3	0.171 3	0.205 1	0.287 7	0.065 9
Linnet	336.4	26/7	360	420	530	570	0.166 0	0.169 3	0.203 2	0.280 2	0.064 6
Oriole	336.4	30/7	365	425	535	580	0.164 7	0.168 4	0.201 3	0.276 5	0.064 0
Chickadee	397.5	18/1	395	460	575	625	0.141 6	0.145 2	0.173 4	0.280 9	0.064 0
Ibis	397.5	26/7	405	470	585	635	0.140 4	0.143 9	0.172 1	0.274 1	0.063 4
Lark	397.5	30/7	410	480	595	645	0.139 4	0.142 9	0.170 3	0.270 3	0.062 8
Pelican	477.0	18/1	445	520	645	700	0.118 0	0.121 3	0.144 8	0.274 0	0.062 1
Flicker	477.0	24/7	455	530	665	710	0.117 4	0.120 3	0.144 2	0.268 4	0.061 6
Hawk	477.0	26/7	455	535	660	715	0.117 0	0.119 7	0.143 5	0.267 2	0.061 4
Hen	477.0	30/7	465	545	665	725	0.116 1	0.118 6	0.142 3	0.263 5	0.060 9
Osprey	556.5	18/1	495	580	710	775	0.101 2	0.104 1	0.124 3	0.268 4	0.061 0
Parakeet	556.5	24/7	505	590	720	785	0.100 7	0.103 4	0.123 7	0.262 8	0.060 2
Dove	556.5	26/7	510	595	725	790	0.100 2	0.102 9	0.123 0	0.261 0	0.060 0
Eagle	556.5	30/7	515	605	735	800	0.099 5	0.102 3	0.121 8	0.257 9	0.059 5
Peacock	605.0	24/7	535	630	760	830	0.092 6	0.095 2	0.113 7	0.259 7	0.059 5
Squab	605.0	26/7	540	635	765	835	0.092 3	0.094 8	0.113 1	0.257 9	0.059 2
Teal	605.0	30/19	545	645	770	845	0.091 7	0.093 8	0.112 5	0.254 8	0.058 7
Rook	636.0	24/7	555	650	785	855	0.088 1	0.090 2	0.108 1	0.257 9	0.059 0
Grosbeak	636.0	26/7	555	655	790	860	0.087 7	0.089 9	0.107 5	0.256 0	0.058 8
Egret	636.0	30/19	565	665	795	870	0.087 2	0.089 6	0.106 9	0.252 3	0.058 2
Flamingo	666.0	24/7	570	675	810	885	0.084 0	0.086 6	0.103 2	0.256 0	0.058 6
Stilt	715.5	24/7	600	705	845	925	0.078 3	0.080 7	0.096 3	0.253 5	0.057 9
Starling	715.5	26/7	605	715	850	930	0.077 9	0.080 1	0.095 7	0.251 7	0.057 7
Redwing	715.5	30/19	615	725	860	940	0.077 5	0.079 8	0.086 4	0.247 9	0.057 2
Tern	795.0	45/7	630	745	885	970	0.070 2	0.072 6	0.086 4	0.247 9	0.056 7
Condor	795.0	54/7	640	755	895	980	0.069 7	0.071 7	0.085 8	0.244 2	0.056 2
Drake	795.0	26/7	650	770	905	995	0.071 0	0.073 4	0.087 6	0.252 3	0.057 5
Mallard	795.0	30/19	660	780	915	1 005	0.070 5	0.072 7	0.087 0	0.249 2	0.057 0
Crane	874.5	54/7	690	810	960	1 050	0.062 8	0.065 2	0.078 3	0.248 6	0.056 4
Canary	900.0	54/7	695	825	965	1 065	0.062 3	0.064 4	0.077 1	0.244 2	0.055 8
Rail	954.0	45/7	715	845	990	1 090	0.059 2	0.061 7	0.073 3	0.245 4	0.055 7
Cardinal	954.0	54/7	725	860	1 005	1 105	0.058 7	0.061 2	0.072 7	0.241 7	0.055 3
Ortolan	1 033.5	45/7	750	890	1 040	1 145	0.054 7	0.057 2	0.068 4	0.242 3	0.055 1
Curlew	1 033.5	54/7	765	910	1 055	1 165	0.054 2	0.056 6	0.067 1	0.239 2	0.054 6
Bluejay	1 113.0	45/7	790	940	1 090	1 200	0.050 7	0.053 3	0.063 4	0.239 9	0.054 3
Finch	1 113.0	54/19	805	955	1 100	1 220	0.050 6	0.053 0	0.062 8	0.236 1	0.053 9
Bunting	1 192.5	45/7	830	985	1 135	1 255	0.047 3	0.049 0	0.059 3	0.237 4	0.053 7
Grackle	1 192.5	54/19	840	1 000	1 150	1 270	0.047 2	0.049 4	0.058 8	0.233 6	0.053 2
Bittern	1 272.0	45/7	865	1 030	1 180	1 305	0.044 4	0.046 4	0.055 8	0.234 9	0.053 1
Pheasant	1 272.0	54/19	880	1 050	1 195	1 325	0.044 3	0.046 8	0.055 3	0.231 2	0.052 6
Dipper	1 351.0	45/7	900	1 075	1 225	1 360	0.041 8	0.043 9	0.052 7	0.232 4	0.052 6
Martin	1 351.0	54/19	915	1 090	1 240	1 375	0.041 7	0.043 8	0.052 2	0.228 7	0.052 1
Bobolink	1 431.0	45/7	935	1 115	1 270	1 405	0.039 5	0.041 5	0.050 6	0.230 5	0.052 0
Plover	1 431.0	54/19	950	1 135	1 285	1 425	0.039 3	0.041 4	0.049 5	0.226 8	0.051 5
Nuthatch	1 510.0	45/7	970	1 160	1 310	1 455	0.037 4	0.039 5	0.047 5	0.228 0	0.051 5
Parrot	1 510.0	54/19	985	1 175	1 325	1 475	0.037 3	0.039 4	0.047 0	0.224 9	0.051 0
Lapwing	1 590.0	45/7	1 005	1 200	1 350	1 500	0.035 5	0.038 0	0.045 3	0.226 2	0.051 1
Falcon	1 590.0	54/19	1 020	1 220	1 370	1 525	0.035 4	0.038 0	0.044 8	0.222 5	0.050 6
Chukar	1 780.0	84/19	1 085	1 300	1 455	1 620	0.031 8	0.034 7	0.040 9	0.220 6	0.049 9
Bluebird	2 156.0	84/19	1 225	1 475	1 620	1 815	0.026 3	0.029 4	0.034 5	0.213 8	0.048 2
Kiwi	2 167.0	72/7	1 215	1 455	1 605	1 795	0.026 2	0.029 3	0.034 9	0.216 2	0.048 4

* Basada en una temperatura máxima en el conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C.

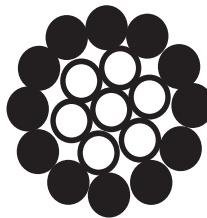
2.4.3 CONDUCTORES DESNUDOS DE COPPERWELD

Los alambres y cables Copperweld, hacen que las construcciones de líneas aéreas con claros interpostales largos, sean seguras y económicas, ya que se complementan la alta resistencia mecánica del acero y la conductividad del cobre en una sola unidad. Para aumentar la conductividad de los cables, se mezclan Conductores Copperweld con conductores de cobre obteniéndose cables de alta conductividad y resistencia mecánica, que llenan los requisitos para cualquier diseño de líneas aéreas. Las diferentes construcciones de cables formados con conductores de cobre y Copperweld son:

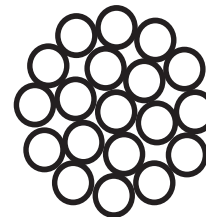
a) FORMACIÓN GEOMÉTRICA DE CABLES COPPERWELD



Tipo "EK"
4 alambres copperweld
15 alambres de cobre



Tipo "E"
7 alambres copperweld
12 alambres de cobre



Cableado copperweld
19 alambres



Tipo "F"
1 alambre copperweld
6 alambres de cobre



Tipo "G"
2 alambres copperweld
5 alambres de cobre



Tipo "J"
3 alambres copperweld
4 alambres de cobre



Tipo "K"
4 alambres copperweld
3 alambres de cobre



Tipo "N"
5 alambres copperweld
2 alambres de cobre



Tipo "P"
6 alambres copperweld
1 alambre de cobre



Cableado copperweld
7 alambres



Tipo "A"
1 alambre copperweld
2 alambres de cobre



Tipo "D"
2 alambres copperweld
1 alambre de cobre



Cableado copperweld
3 alambres

b) CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DE ALAMBRES Y CABLES DESNUDOS DE COPPERWELD

DIÁMETRO NOMINAL (PULGADA) CALIBRE AWG	DIÁMETRO DEL CONDUCTOR		CARGA DE RUPTURA KG			PESO kg/km	RESISTENCIA Ohm/km C.C A 20°C		ÁREA SECCIÓN TRANS- VERSAL mm ²
			ALTO ESFUERZO		EXTRA ALTO ESFUERZO		40% COND.	30% COND.	
	mm	PULG.	40% COND.	30% COND.	30% COND.		40% COND.	30% COND.	
No. 4	5.189	0.204 3	1 606	1 784	2 119	172.3	2.079	2.771	21.15
5	4.620	0.181 9	1 333	1 474	1 775	136.7	2.621	3.494	16.77
(0.165)	4.191	0.165 0	1 144	1 261	1 528	112.4	3.187	4.249	13.79
6	4.115	0.162 0	1 104	1 216	1 473	108.4	3.307	4.406	13.30
7	3.665	0.144 3	912	1 001	1 216	85.97	4.167	5.558	10.55
8	3.264	0.128 5	753	823	1 000	68.17	5.256	7.008	8.368
(0.128)	3.251	0.128 0	747	817	992	67.67	5.295	7.060	8.303
9	2.906	0.114 4	621	676	-	54.06	6.627	8.835	6.632
(0.104)	2.642	0.104 0	534	582	-	44.66	8.022	10.700	5.481
10	2.588	0.101 9	513	558	-	42.87	8.356	11.140	5.261
12	2.053	0.080 8	356	-	-	26.97	13.290	-	3.309
(0.080)	2.032	0.080 0	349	-	-	26.43	13.560	-	3.243
CABLE									
7/8 (19, No. 5)	23.1	0.910	22 790	25 210	30 350	2 634	0.139 9	0.186 5	318.7
13/16 (19, No. 6)	20.6	0.810	18 870	20 790	25 190	2 088	0.176 4	0.235 2	252.7
23/32 (19, No. 7)	18.3	0.721	15 600	17 120	20 800	1 656	0.222 4	0.296 6	200.5
21/32 (19, No. 8)	16.3	0.642	12 870	14 080	17 100	1 314	0.280 5	0.374 0	159.0
9/16 (19, No. 9)	14.5	0.572	10 610	11 570	13 880	1 042	0.353 7	0.471 5	126.1
5/8 (7, No. 4)	15.6	0.613	10 120	11 240	13 350	1 219	0.300 0	0.399 9	148.1
9/16 (7, No. 5)	13.9	0.546	8 396	9 285	11 180	966.4	0.378 3	0.504 3	117.4
1/2 (7, No. 6)	12.3	0.486	6 954	7 661	9 280	766.4	0.477 0	0.635 8	93.10
7/16 (7, No. 7)	11.0	0.433	5 747	6 309	7 661	607.8	0.601 4	0.801 8	73.87
3/8 (7, No. 8)	9.78	0.385	4 745	5 189	6 300	482.0	0.758 5	1.011	58.56
11/32 (7, No. 9)	8.71	0.343	3 908	4 261	5 117	382.3	0.956 4	1.275	46.44
5/16 (7, No. 10)	7.77	0.306	3 230	3 519	4 171	303.1	1.206	1.608	36.83
3, No. 5	9.96	0.392	3 798	4 201	5 380	413.4	0.880 9	1.174	50.32
3, No. 6	8.86	0.349	3 145	3 465	4 424	327.8	1.111	1.481	39.90
3, No. 7	7.90	0.311	2 600	2 854	3 593	260.0	1.401	1.867	31.65
3, No. 8	7.04	0.277	2 145	2 347	2 849	206.1	1.766	2.354	25.10
3, No. 9	6.27	0.247	1 768	1 928	2 236	163.5	2.227	2.969	19.90
3, No. 10	5.59	0.220	1 461	1 592	1 887	129.7	2.808	3.743	15.78
3, No. 12	4.42	0.174	1 014	-	-	81.55	4.465	-	9.929

Módulo de Elasticidad alambre (sólido) 16.90 kg/mm², cable 16.20 kg/mm²

Coefficiente de Expansión: 0.000 013/ C.

Coefficiente de Resistencia: .003 8 Ohm/ C.

c) TABLAS DE CONDUCTORES CABLEADOS DE COPPERWELD Y COBRE, DESNUDOS, PARA TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

TIPO DE CONDUCTOR	DIÁMETRO DEL CONDUCTOR		DISEÑO DEL CONDUCTOR		CARGA DE RUPTURA kg	PESO TEÓRICO kg/km	ÁREA SECCIÓN TRANSVERSAL mm ²
	mm	PULGADA	NÚMERO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES DE COPPERWELD CONDUCTIVIDAD 30% E.H.S. mm	NÚMERO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES DE COBRE TEMPLE DURO mm			
350 Kcmil EQUIVALENTE EN COBRE 177.3 mm ² 0.103 1 Ohm/km a 20°C.							
E	20.02	0.788	7x4.003	12x4.003	14 710	2 088	239.0
EK	18.68	0.735	4x3.734	15x3.734	10 820	1 842	208.0
300 Kcmil EQUIVALENTE EN COBRE 152.0 mm ² 0.120 3 Ohm/km a 20°C.							
E	18.52	0.729	7x3.706	12x3.706	12 600	1 790	204.8
EK	17.27	0.680	4x3.457	15x3.457	9 507	1 579	178.3
250 Kcmil EQUIVALENTE EN COBRE 126.7 mm ² 0.144 4 Ohm/km a 20°C.							
E	16.92	0.666	7x3.383	12x3.383	10 850	1 491	170.7
EK	15.77	0.621	4x3.155	15x3.155	8 092	1 316	148.6
4/0 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (211 600 Circ. Mils) 107.2 mm ² 0.170 6 Ohm/km a 20°C.							
E	15.57	0.613	7x3.112	12x3.112	9 403	1 262	144.5
EK	14.50	0.571	4x2.903	15x2.903	6 972	1 114	125.7
F	13.97	0.550	1x4.656	6x4.656	5 575	1 057	119.2
3/0 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (167 800 Circ. Mils) 85.01 mm ² 0.215 1 Ohm/km a 20°C.							
E	13.84	0.545	7x2.771	12x2.771	7 620	1 001	114.6
J	14.10	0.555	3x4.702	4x4.702	7 335	1 052	121.5
EK	12.93	0.509	4x2.586	15x2.586	5 611	883.2	99.74
F	12.45	0.490	1x4.156	6x4.145	4 527	838.1	94.45
2/0 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (133 100 Circ. Mils) 67.43 mm ² 0.271 2 Ohm/km a 20°C.							
K	13.56	0.534	4x4.521	3x4.521	7 983	961.2	112.4
J	12.55	0.494	3x4.186	4x4.186	6 092	834.3	96.32
F	11.07	0.436	1x3.693	6x3.693	3 671	664.9	74.97
1/0 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (105 600 Circ. Mils) 53.48 mm ² 0.342 2 Ohm/km a 20°C.							
K	12.07	0.475	4x4.026	3x4.026	6 573	761.9	89.10
J	11.18	0.440	3x3.726	4x3.726	4 976	661.2	76.39
F	9.86	0.388	1x3.287	6x3.287	2 965	527.0	59.40
1 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (83 690 Circ. Mils) 42.41 mm ² 0.431 4 Ohm/km a 20°C.							
K	10.74	0.423	4x3.586	3x3.586	5 398	604.5	70.71
J	9.95	0.392	3x3.320	4x3.320	4 082	524.5	60.58
F	8.79	0.346	1x2.929	6x2.929	2 389	418.0	47.12
2 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (66 360 Circ. Mils) 33.62 mm ² 0.544 0 Ohm/km a 20°C.							
K	9.58	0.377	4x3.193	3x3.193	4 413	479.4	56.05
J	8.86	0.349	3x2.957	4x2.957	3 321	416.0	48.05
A	9.30	0.366	1x4.315	2x4.315	2 665	382.2	43.86
F	7.82	0.308	1x2.606	6x2.606	1 920	331.5	37.37

TIPO DE CONDUCTOR	DIÁMETRO DEL CONDUCTOR		DISEÑO DEL CONDUCTOR		CARGA DE RUPTURA kg	PESO TEÓRICO kg/km	ÁREA SECCIÓN TRANSVERSAL mm ²
	mm	PULGADA	NÚMERO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES DE COPPERWELD CONDUCTIVIDAD 30% E.H.S. mm	NÚMERO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES DE COBRE TEMPLE DURO mm			
3 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (52 630 Cir. Mils) 26.67 mm ²					0.685 7 Ohm/km a 20°C		
K	8.53	0.336	4x2.845	3x2.845	3 588	380.2	44.46
J	7.90	0.311	3x2.631	4x2.631	2 701	330.0	38.10
A	8.28	0.326	1x3.843	2x3.843	2 182	303.0	34.79
4 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (41 740 Cir. Mils) 21.15 mm ²					0.864 8 Ohm/km a 20°C		
D	8.84	0.348	2x4.102	1x4.102	3 329	335.7	39.66
A	7.37	0.290	1x3.421	2x3.421	1 786	240.3	27.59
5 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (33 100 Cir. Mils) 16.76 mm ²					1.080 Ohm/km a 20°C		
D	7.87	0.310	2x3.653	1x3.653	2 737	266.2	31.45
A	6.55	0.258	1x3.048	2x3.048	1 448	190.6	21.88
6 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (26 250 Cir. Mils) 13.30 mm ²					1.362 Ohm/km a 20°C		
D	7.01	0.276	2x3.254	1x3.254	2 242	211.1	24.94
A	5.84	0.230	1x2.713	2x2.713	1 173	151.2	17.35
C	5.72	0.225	1x2.657*	2x2.657	972	144.9	16.62
7 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (20 820 Cir. Mils) 10.55 mm ²					1.717 Ohm/km a 20°C		
D	6.25	0.246	2x2.898	1x2.898	1 824	167.4	19.78
A	5.66	0.223	1x3.216	2x2.273	1 249	139.4	16.23
8 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (16 510 Cir. Mils) 8.367 mm ²					2.165 Ohm/km a 20°C		
D	5.56	0.219	2x2.581	1x2.581	1 477	132.8	15.68
A	5.05	0.199	1x2.863	2x2.024	1 013	110.5	12.87
C	4.55	0.179	1x2.053*	2x2.117	618	90.29	10.35
91/2 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (11 750 Cir. Mils) 5.947 mm ²					3.009 Ohm/km a 20°C		
D	4.42	0.174	2x2.053*	1x2.053	791	84.02	9.929

TIPO DEL CONDUCTOR	MÓDULO DE ELASTICIDAD kg/mm ²	COEFICIENTE DE EXPANSIÓN POR GRADO C.	TIPO DEL CONDUCTOR	MÓDULO DE ELASTICIDAD kg/mm ²	COEFICIENTE DE EXPANSIÓN POR GRADO C.
E	13 700	0.000 015 1	2A-6A Inclusive	13 400	0.000 015 3
EK	13 000	0 000 015 8	7A y 8A	14 800	0.000 014 6
F	12 700	0.000 016 2	C	13 400	0.000 015 3
J	14 100	0.000 014 9	D	15 500	0.000 014 0
K	14 800	0.000 014 4			

*Copperweld, de alto esfuerzo 40% conductividad.

2.4.4 CONDUCTORES DE ALUMOWELD DESNUDOS

a) UTILIZACIÓN DEL ALUMOWELD

El Alumoweld está especialmente indicado para la construcción de líneas aéreas de aluminio reforzado. Además de reunir las propiedades eléctricas y mecánicas deseadas, ofrece las ventajas económicas inherentes a su bajo precio de adquisición, reducidos gastos de conservación y larga duración, en las aplicaciones siguientes:

LÍNEAS AÉREAS DE PUESTA A TIERRA

Las líneas modernas de transmisión a altas tensiones precisan disponer de conductores aéreos de puesta a tierra para evitar interrupciones motivadas por perturbaciones atmosféricas. La elevada resistencia mecánica y reducido peso de los cables Alumoweld permite que sean tendidos con flechas que hacen posible en el centro del claro obtener distancias máximas en los conductores de transmisión de energía, a fin de asegurar el aislamiento requerido. La gruesa capa de aluminio ofrece la máxima protección contra la corrosión atmosférica y a la vez, excelente conductividad para el debido funcionamiento de los relevadores de protección.

ALAMBRES PARA NÚCLEO DE CABLES TIPO ACRS/AW

El Alumoweld es de gran utilidad como elemento de refuerzo en los cables ACSR en atención a su alta resistencia mecánica, gran conductividad y compatibilidad con los alambres de aluminio, y su empleo permite coordinar la duración de los alambres reforzantes con la de los de conducción.

Cuando el Alumoweld sustituye a elementos de refuerzo sin modificar la formación del cable, se consigue el aumento de su capacidad eléctrica de conducción; y si se modifica el cable para conseguir que su conductividad sea la misma que anteriormente, entonces el empleo del Alumoweld permite obtener un cable de menor sección, lo que contribuye a reducir las cargas por hielo y viento, con el aumento consiguiente del coeficiente de seguridad. El alambre de Alumoweld se suministra a los fabricantes de los cables ACSR para su empleo directo como alambre de refuerzo de dichos cables.

MENSAJEROS NEUTROS

El cable Alumoweld es ideal para emplearse como conductor neutro y como mensajero o soporte de cables aéreos para transmisión de energía eléctrica. Proporciona buena conductividad, flechas mínimas en los claros largos, y permite conseguir elevados coeficientes de seguridad en el caso de sobrecarga por tormenta. Asimismo, se fabrican cables formados por Alumoweld y aluminio para cumplir las necesidades requeridas, en casi la totalidad de los casos, en cuanto a resistencia mecánica y a conductividad eléctrica se refiere.

ALAMBRES PARA LÍNEAS TELEFÓNICAS AÉREAS

Las instalaciones telefónicas que utilizan líneas aéreas exigen, hoy en día, disponer de alambres de alta resistencia mecánica, gran resistencia a la corrosión y de buenas características de transmisión, especialmente para corrientes de alta frecuencia. El alambre Alumoweld para líneas aéreas reúne todas estas propiedades. Su alta resistencia mecánica y bajo peso, permiten su tendido con claros largos y flechas pequeñas, proporcionando además la debida seguridad, aún en el caso de sobrecargas por tormentas. La gruesa capa de aluminio cumple dos cometidos: protege contra la corrosión al alma de acero y proporciona buenas características de transmisión. De hecho, a frecuencias de onda portadora, las características de transmisión son iguales, o incluso mejores, que las correspondientes al alambre de aluminio.

CABLE MENSAJERO (SOPORTE)

La importancia del servicio que deben asegurar, tanto los cables telefónicos como los transportadores de energía eléctrica, justifican plenamente la utilización de un cable mensajero o de soporte, de las mejores características posibles. El cable mensajero de Alumoweld asegura una larga vida, y como no se oxida, conserva permanentemente su alta resistencia mecánica. Asimismo, con la utilización creciente de recubrimientos de aluminio y otros no metálicos, el Alumoweld permite disponer de un cable mensajero que puede competir, totalmente, contra cualquier otro en cuanto a conductividad y seguridad para el servicio.

CABLES PARA RETENIDA

Los cables de Alumoweld, por sus características anti-corrosivas y de alta resistencia mecánica, tiene excelente aplicación como retenidas en las instalaciones de líneas aéreas para transporte de energía eléctrica, comunicaciones, señalización, etc. La elevada resistencia a la tracción de estos cables, de poco peso, está protegida permanentemente contra la corrosión por una gruesa capa de aluminio, eliminando así los gastos de conservación por oxidación de los cables para retenida de otros tipos. Además, por ser de fácil manejo, con los cables de Alumoweld para retenida se reducen los costos de instalación. Para anclajes se recomienda el empleo de grapas o mordazas terminales preformadas.

b) CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DE LOS ALAMBRES Y CABLES DE ALUMOWELD

No. HILOS Y CALIBRE DE LOS CABLES	DIÁMETRO NOMINAL mm	CARGA DE RUPTURA kg	PESO TEÓRICO kg/km	RESISTENCIA Ohm/km C.C A 20°C	SECCIÓN TRANSVERSAL mm ²
CABLE					
37 No. 5 AWG	32.3	64 790	4 170	0.139 3	620.3
37 No. 6 AWG	28.7	54 500	3 307	0.175 7	492.0
37 No. 7 AWG	25.7	45 690	2 622	0.221 6	309.3
37 No. 8 AWG	22.8	38 190	2 080	0.279 4	309.5
37 No. 9 AWG	20.3	30 290	1 649	0.352 4	245.5
37 No. 10 AWG	18.1	24 020	1 308	0.444 2	194.6
19 No. 5 AWG	23.1	33 270	2 128	0.269 8	318.6
19 No. 6 AWG	20.6	27 990	1 688	0.340 2	252.6
19 No. 7 AWG	18.3	23 460	1 339	0.429 1	200.5
19 No. 8 AWG	16.3	19 610	1 062	0.541 0	159.0
19 No. 9 AWG	14.5	15 550	842.0	0.682 1	126.1
19 No. 10 AWG	12.9	12 330	667.7	0.860 2	99.94
7 No. 5 AWG	13.9	12 260	781.8	0.742 8	117.35
7 No. 6 AWG	12.3	10 310	619.5	0.919 6	93.10
7 No. 7 AWG	11.0	8 645	491.1	1.160	73.87
7 No. 8 AWG	9.78	7 226	389.6	1.463	58.56
7 No. 9 AWG	8.71	5 729	308.9	1.844	46.44
7 No. 10 AWG	7.77	4 545	245.1	2.325	36.83
7 No. 11 AWG	6.91	3 604	194.4	2.932	29.18
7 No. 12 AWG	6.15	2 858	154.2	3.697	23.16
3 No. 5 AWG	9.96	5 547	334.1	1.698	50.30
3 No. 6 AWG	8.86	4 663	265.0	2.142	39.90
3 No. 7 AWG	7.90	3 910	210.1	2.701	31.65
3 No. 8 AWG	7.04	3 269	166.7	3.405	25.10
3 No. 9 AWG	6.27	2 592	132.2	4.295	19.90
3 No. 10 AWG	5.59	2 056	104.8	5.417	15.78
ALAMBRE					
4 AWG	5.19	2 305	139.3	4.009	21.15
5 AWG	4.62	1 946	110.5	5.056	16.76
6 AWG	4.11	1 637	87.62	6.375	13.30
7 AWG	3.67	1 372	69.48	8.038	10.55
8 AWG	3.26	1 147	55.11	10.13	8.367
9 AWG	2.91	909	43.71	12.78	6.633
10 AWG	2.59	721	34.66	16.12	5.260
11 AWG	2.30	572	27.49	20.32	4.170
12 AWG	2.05	454	21.80	25.63	3.307

Módulos de Elasticidad: Cable 16.20 kg/mm²; alambre (sólido) 16.50 kg/mm².
 Coeficiente de dilatación lineal: 0.000 013 / °C.

**c) TABLAS DE SELECCIÓN DE CABLES ACSR/AW
CABLE ACSR CON NÚCLEO DE ALUMOWELD CONSTRUCCIÓN BASADA
EN DIÁMETROS IGUALES A LOS ESPECIFICADOS PARA ACSR**

CÓDIGO MUNDIAL ACSR	ÁREA TOTAL DE ALUMINIO EN Kcmil	SECCIÓN TRANSVERSAL		CABLEADO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES mm		DIÁMETRO mm		RESISTENCIA MAX. C.C. A 20°C Ohm/km	CARGA DE RUPTURA kN	PESO NOMINAL kg/km		
		ALUMINIO mm ²	TOTAL mm ²	NÚMERO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES mm		CABLE COMPLETO	NÚCLEO DE ALUMOWELD			TOTAL	ALUMINIO	ALUMOWELD
				ALUMINIO	ALUMOWELD							
Turkey	27 340	13.30	15.52	6 x 1.68	1 x 1.68	5.04	1.68	2.046 1	5	51.04	36.46	14.58
Thrush	34 480	16.76	19.57	6 x 1.89	1 x 1.89	5.67	1.89	1.614 4	7	64.43	45.98	18.45
Swan	43 470	21.15	24.64	6 x 2.12	1 x 2.12	6.36	2.12	1.280 2	8	81.24	58.03	23.21
Swanate	44 370	21.15	26.50	7 x 1.96	1 x 2.61	6.53	2.61	1.246 0	10	93.30	58.03	32.27
Swallow	54 870	26.67	31.12	6 x 2.38	1 x 2.38	7.14	2.38	1.013 8	10	102.52	73.21	29.31
Sparrow	69 170	33.62	39.22	6 x 2.67	1 x 2.67	8.01	2.67	0.804 8	12	129.16	92.26	36.90
Sparate	70 630	33.62	42.17	7 x 2.47	1 x 3.30	8.25	3.30	0.782 8	16	148.65	92.40	56.25
Robin	87 320	42.41	49.48	6 x 3.00	1 x 3.00	9.00	3.00	0.637 5	15	163.08	116.51	46.57
Raven	110 100	53.48	62.40	6 x 3.37	1 x 3.37	10.11	3.37	0.505 6	19	205.65	146.87	58.78
Quail	138 800	67.43	78.65	6 x 3.78	1 x 3.78	11.34	3.78	0.401 2	23	259.21	185.11	74.10
Pigeon	174 700	85.01	99.20	6 x 4.25	1 x 4.25	12.75	4.25	0.318 5	28	326.47	233.17	93.30
Penguin	220 400	107.2	125.07	6 x 4.77	1 x 4.77	14.31	4.77	0.252 5	34	411.88	294.18	117.70
Waxwing	270 300	135.2	142.70	18 x 3.09	1 x 3.09	15.45	3.09	0.208 8	30	421.85	372.45	49.40
Owl	275 400	135.2	152.82	6 x 5.36	7 x 1.79	16.08	5.37	0.204 1	43	488.52	372.75	115.77
Partridge	277 700	135.2	157.19	26 x 2.57	7 x 2.00	16.31	6.00	0.202 4	48	520.21	374.53	154.68
Ostrich	312 100	152.0	176.71	26 x 2.73	7 x 2.12	17.27	6.36	0.180 1	54	584.49	420.96	163.53
Merlin	341 000	170.5	179.96	18 x 3.47	1 x 3.47	17.35	3.47	0.165 5	37	532.26	469.91	62.35
Linnet	350 400	170.5	198.33	26 x 2.89	7 x 2.25	18.31	6.75	0.160 7	60	656.36	472.59	183.77
Oriole	356 100	170.5	210.28	30 x 2.69	7 x 2.69	18.83	8.07	0.157 3	74	736.71	473.33	263.38
Chickadee	403 000	201.4	212.56	18 x 3.77	1 x 3.77	18.85	3.77	0.140 0	44	658.66	585.00	73.66
Ibis	413 400	201.4	234.13	26 x 3.14	7 x 2.44	19.89	7.32	0.136 0	70	774.21	557.55	216.65
Lark	420 600	201.4	248.28	30 x 2.92	7 x 2.92	20.44	8.76	0.133 2	87	870.33	559.19	311.14
Pelican	483 700	241.7	255.16	18 x 4.14	1 x 4.14	20.70	4.14	0.116 7	51	754.72	666.33	88.39
Flicker	493 600	241.7	273.10	24 x 3.58	7 x 2.39	21.49	7.17	0.114 4	72	877.03	669.75	207.28
Hawk	496 800	241.7	281.19	26 x 3.44	7 x 2.68	21.79	8.04	0.113 3	84	930.60	670.05	260.55
Hen	504 900	241.7	288.00	30 x 3.20	7 x 3.20	22.40	9.60	0.111 0	104	1 044.58	671.24	373.34
Osprey	564 000	282.0	297.69	18 x 4.47	1 x 4.47	22.35	4.47	0.100 1	59	880.15	777.03	103.12
Parakeet	574 700	282.0	318.60	24 x 3.87	7 x 2.58	23.22	7.74	0.098 1	86	1 023.00	781.35	241.65
Dove	579 200	282.0	327.92	26 x 3.72	7 x 2.89	23.55	8.67	0.097 0	97	1 087.90	781.05	303.85
Eagle	589 000	282.0	347.82	30 x 3.46	7 x 3.46	24.22	10.38	0.095 1	119	1 218.87	783.13	435.74
Peacock	624 800	306.6	346.38	24 x 4.03	7 x 2.69	24.21	8.07	0.090 2	93	1 112.58	849.50	236.08
Squab	629 300	306.6	356.41	26 x 3.87	7 x 3.01	24.54	9.03	0.090 9	126	1 178.65	848.76	329.89
Teal	639 400	306.6	376.22	30 x 3.61	19 x 2.16	25.25	10.80	0.087 7	127	1 314.21	851.14	463.07
Rock	656 700	322.3	364.18	24 x 4.14	7 x 2.76	24.82	8.28	0.085 8	98	1 168.97	892.80	276.17
Grosbeak	661 900	322.3	374.79	26 x 3.97	7 x 3.09	25.15	9.27	0.084 9	110	1 239.50	892.65	346.85

CÓDIGO MUNDIAL ACSR	ÁREA TOTAL DE ALUMINIO EN Kcmil	SECCIÓN TRANSVERSAL		CABLEADO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES mm		DIÁMETRO mm		RESISTENCIA MAX. C.A 20°C Ohm/km	CARGA DE RUPTURA kN	PESO NOMINAL kg/km		
		ALAMBRAS DE ALUMINIO mm²	TOTAL mm²	ALUMINIO	ALUMOWELD	CABLE COMPLETO	NÚCLEO ALUMOWELD			TOTAL	ALUMINIO	ALUMOWELD
Egret	672 300	322.3	395.84	30 x 3.70	19 x 2.22	25.88	11.10	0.083 4	113	1 382.20	894.88	487.32
Flemingo	688 500	337.8	380.90	24 x 4.23	7 x 2.80	25.40	8.40	0.081 9	103	1 225.66	936.10	289.56
Crow	738 600	362.5	409.38	54 x 2.92	7 x 2.92	26.28	8.76	0.076 3	120	1 314.50	1 004.10	310.40
Starling	774 700	362.5	421.65	26 x 4.21	7 x 3.28	26.70	9.84	0.075 5	122	1 394.70	1 004.40	390.30
Redwing	775 900	362.5	444.91	30 x 3.92	19 x 2.35	27.46	11.76	0.074 1	149	1 553.47	1 005.89	547.58
Tern	808 500	402.8	430.63	45 x 3.38	7 x 2.25	27.00	6.75	0.070 0	94	1 299.62	1 115.55	134.07
Condor	821 600	402.8	454.95	54 x 3.08	7 x 3.08	27.72	9.24	0.068 6	124	1 462.40	1 117.04	345.36
Drake	827 700	402.8	468.24	26 x 4.44	7 x 3.45	28.14	10.35	0.067 9	136	1 550.50	1 116.00	434.50
Mallard	840 500	402.8	494.58	30 x 4.14	19 x 2.48	28.95	12.40	0.066 7	165	1 727.58	1 118.98	608.60
Crane	903 400	443.1	500.46	54 x 3.23	7 x 3.23	29.07	9.69	0.062 4	146	1 608.53	1 229.09	379.44
Canary	927 200	456.0	515.15	54 x 3.28	7 x 3.28	29.52	9.84	0.060 7	138	1 653.17	1 263.31	389.86
Rail	970 500	483.4	516.94	45 x 3.70	7 x 2.47	29.59	7.41	0.058 4	113	1 560.91	1 339.20	221.71
Cardinal	984 700	483.4	545.21	54 x 3.38	7 x 3.38	30.42	10.14	0.057 2	146	1 752.86	1 339.20	413.66
Ortlan	1 052 000	523.7	560.01	45 x 3.85	7 x 2.57	30.78	7.71	0.053 8	121	1 691.86	1 452.29	239.57
Curlew	1 068 000	523.7	592.43	54 x 3.51	7 x 3.51	31.59	10.53	0.052 6	156	1 900.18	1 452.29	447.89
Bluejay	1 113 000	564.0	602.90	45 x 3.99	7 x 2.66	31.98	7.98	0.050 0	130	1 821.31	1 562.40	258.91
Finch	1 149 000	564.0	635.57	54 x 3.65	19 x 2.19	32.84	10.95	0.049 3	167	2 044.51	1 569.84	474.67
Bunting	1 213 000	604.2	646.08	45 x 4.14	7 x 2.76	33.07	8.28	0.046 7	139	1 950.77	1 674.00	276.77
Grackle	1 230 000	604.2	681.09	54 x 3.77	19 x 2.27	33.99	11.35	0.046 0	179	2 188.85	1 681.44	507.41
Bittern	1 294 000	644.5	689.16	45 x 4.27	7 x 2.85	34.16	8.55	0.043 8	149	2 080.22	1 785.60	294.62
Pheasant	1 313 000	644.5	726.21	54 x 3.90	19 x 2.34	35.10	11.70	0.043 1	189	2 336.16	1 794.53	541.63
Dipper	1 375 000	684.6	731.80	45 x 4.40	7 x 2.93	35.20	8.79	0.041 2	158	2 208.19	1 897.20	310.99
Martin	1 394 000	684.6	771.27	54 x 4.02	19 x 2.41	36.17	12.05	0.040 6	201	2 480.50	1 906.13	574.37
Bobolink	1 455 000	725.1	775.57	45 x 4.53	7 x 3.03	36.23	9.09	0.038 9	167	2 339.13	2 007.31	331.82
Plover	1 477 000	725.1	816.88	54 x 4.14	19 x 2.48	37.21	12.40	0.038 4	212	2 627.81	2 019.22	608.58
Nuthatch	1 536 000	765.1	817.93	45 x 4.65	7 x 3.10	37.24	9.30	0.036 1	177	2 470.08	2 120.40	349.68
Parrot	1 563 000	765.1	862.13	54 x 4.25	19 x 2.55	38.23	12.75	0.036 3	224	2 479.59	2 136.77	642.82
Lapwing	1 615 000	805.7	861.30	45 x 4.78	7 x 3.18	38.20	9.54	0.035 1	186	2 595.08	2 227.54	367.54
Falcon	1 641 000	805.7	908.13	54 x 4.36	19 x 2.62	39.24	13.10	0.034 5	236	2 919.46	2 242.42	377.04
Chukar	1 817 000	902.0	975.54	84 x 3.70	19 x 2.22	40.69	11.10	0.031 3	220	2 998.33	2 511.75	486.58
Grouse	86 970	40.54	54.66	8 x 2.54	1 x 4.24	9.32	4.24	0.654 2	23	204.90	111.75	93.15
Petrel	116 600	51.58	81.68	12 x 2.34	7 x 2.34	11.70	7.02	0.490 2	45	341.94	142.85	199.09
Minorca	127 000	56.14	88.87	12 x 2.44	7 x 2.44	12.20	7.32	0.450 5	49	372.30	155.50	216.80
Leghorn	154 200	68.20	108.28	12 x 2.70	7 x 2.70	13.50	8.10	0.370 7	60	452.20	188.83	263.38
Guinea	182 200	80.57	127.45	12 x 2.92	7 x 2.92	14.60	8.76	0.313 8	71	534.19	223.20	310.99
Dottrel	202 600	89.64	141.79	12 x 3.08	7 x 3.08	15.40	9.24	0.282 1	78	594.31	248.20	346.11
Dorking	218 600	96.68	152.98	12 x 3.20	7 x 3.20	16.00	9.60	0.261 5	84	641.18	267.84	373.34
Cochin	242 100	107.07	169.51	12 x 3.37	7 x 3.37	16.85	10.11	0.236 2	91	710.07	296.56	413.51
Brahma	148 600	103.00	194.78	16 x 2.86	19 x 2.48	18.14	12.40	0.230 1	128	896.67	285.25	611.42

**d) CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE
 PARA CABLES ACSR/AW DESNUDOS**

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG/Kcmil	CABLEADO AL/AW	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE* (AMPERES)				RESISTENCIA EN Ohm/km		REACTANCIA A 60Hz 305 mm Espacio	
			SOL NO VIENTO	NO SOL NO VIENTO	SOL VIENTO	NO SOL VIENTO	20°C C.C	75°C C.A.	INDUCTIVA Ohm/km	CAPACITIVA Mohm-km
Waxing/AW	266.8	18/1	300	350	450	485	0.208 8	0.255 4	0.296 4	0.067 7
Partridge/AW	266.8	26/7	310	360	465	500	0.202 4	0.247 3	0.288 9	0.066 5
Ostrich/AW	300.0	26/7	335	395	500	540	0.180 1	0.220 0	0.284 6	0.065 9
Merlin/AW	336.4	18/1	350	410	520	565	0.165 5	0.202 6	0.287 7	0.065 9
Linnet/AW	336.4	26/7	365	425	535	580	0.160 7	0.196 4	0.280 2	0.064 6
Oriole/AW	336.4	26/7	375	435	545	590	0.157 5	0.192 0	0.276 5	0.064 0
Chickadee/AW	397.5	18/1	395	460	580	625	0.140 1	0.171 5	0.280 9	0.064 0
Brant/AW	397.5	24/7	405	475	590	640	0.137 3	0.168 4	0.275 9	0.063 4
Ibis/AW	397.5	26/7	410	480	595	645	0.136 0	0.166 5	0.274 0	0.063 4
Lark/AW	397.5	30/7	420	490	605	660	0.133 2	0.162 8	0.270 3	0.062 8
Pelican/AW	477.0	18/1	450	525	650	705	0.116 7	0.142 3	0.274 0	0.062 1
Flicker/AW	477.0	24/7	460	540	660	720	0.114 4	0.140 4	0.268 4	0.061 6
Hawk/AW	477.0	26/7	465	545	670	725	0.113 3	0.138 6	0.267 2	0.061 3
Hen/AW	477.0	30/7	475	555	680	740	0.111 0	0.136 1	0.263 5	0.060 9
Osprey/AW	556.5	18/1	500	585	715	780	0.100 0	0.123 0	0.268 4	0.061 0
Parakeet/AW	556.5	24/7	510	600	730	795	0.098 1	0.120 5	0.262 8	0.060 2
Dove/AW	556.5	26/7	515	605	735	800	0.097 1	0.119 3	0.261 0	0.060 0
Eagle/AW	556.5	30/7	525	620	750	820	0.095 1	0.116 8	0.257 9	0.059 5
Peacock/AW	605.0	24/7	540	635	770	840	0.090 2	0.110 6	0.259 7	0.059 5
Squab/AW	605.0	26/7	545	645	775	850	0.091 0	0.109 4	0.257 9	0.059 2
Wood Duck/AW	605.0	30/7	560	660	790	865	0.087 5	0.107 5	0.254 8	0.058 7
Teal/AW	605.0	30/19	560	660	790	865	0.087 7	0.107 5	0.254 8	0.058 7
Kingbird/AW	636.0	18/1	545	640	775	845	0.087 5	0.108 1	0.263 5	0.059 7
Rook/AW	636.0	24/7	560	660	795	865	0.085 8	0.105 6	0.257 9	0.059 0
Gosbeak/AW	636.0	26/7	565	665	800	875	0.084 9	0.104 4	0.256 0	0.058 8
Scoter/AW	636.0	30/7	580	685	815	895	0.083 2	0.101 9	0.252 3	0.058 2
Egret/AW	636.0	30/19	575	680	815	890	0.083 4	0.102 5	0.252 3	0.058 2
Swift/AW	636.0	36/1	540	635	770	840	0.088 4	0.108 7	0.264 1	0.059 9
Flamingo/AW	636.0	24/7	580	680	815	895	0.081 8	0.100 7	0.256 0	0.058 6
Gannet/AW	666.5	26/7	585	690	825	905	0.081 0	0.099 4	0.254 1	0.058 3
Stilt/AW	715.5	24/7	605	715	855	935	0.076 2	0.093 8	0.253 5	0.057 9
Starling/AW	715.5	26/7	615	725	865	945	0.075 5	0.092 6	0.251 7	0.057 7
Redwing/AW	715.5	30/19	625	740	875	960	0.074 1	0.091 3	0.247 9	0.057 2
Cuckoo/AW	795.0	24/7	655	770	915	1 000	0.068 7	0.084 5	0.249 8	0.057 0
Drake/AW	795.0	26/7	660	780	920	1 010	0.067 9	0.083 9	0.247 9	0.056 7

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG/Kcmil	CABLEADO AL/AW	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE* (AMPERES)				RESISTENCIA EN Ohm/km		REACTANCIA A 60Hz 305 mm Espacio	
			SOL NO VIENTO	NO SOL NO VIENTO	SOL VIENTO	NO SOL VIENTO	20°C C.C	75°C C.A.	INDUCTIVA Ohm/km	CAPACITIVA Mohm-km
Mallard/AW	795.0	30/19	675	795	935	1 030	0.066 7	0.082 0	0.244 2	0.056 2
Coot/AW	795.0	36/1	630	745	885	970	0.070 7	0.087 6	0.255 4	0.057 9
Tern/AW	795.0	45/7	635	750	890	980	0.070 0	0.086 4	0.251 7	0.057 5
Condor/AW	795.0	54/7	650	770	910	995	0.068 6	0.084 5	0.249 2	0.057 0
Ruddy/AW	900.0	45/7	690	820	965	1 060	0.061 9	0.076 4	0.247 9	0.056 3
Canary/AW	900.0	54/7	705	835	980	1 075	0.060 7	0.075 2	0.244 2	0.055 8
Catbird/AW	954.0	36/1	710	845	990	1 090	0.058 9	0.073 3	0.248 6	0.056 2
Rail/AW	954.0	45/7	720	850	995	1 095	0.058 4	0.072 7	0.245 4	0.055 7
Cardinal/AW	954.0	54/7	735	870	1 015	1 120	0.057 2	0.070 8	0.241 7	0.055 3
Tanager/AW	1 033.5	36/1	750	890	1 040	1 145	0.054 4	0.067 7	0.245 4	0.055 4
Ortolan/AW	1 033.5	45/7	760	900	1 050	1 155	0.053 8	0.067 1	0.242 3	0.055 1
Curlew/AW	1 033.5	54/7	780	925	1 070	1 180	0.052 8	0.065 2	0.239 2	0.054 6
Bluejay/AW	1 113.0	45/7	795	945	1 095	1 210	0.050 0	0.062 8	0.239 9	0.054 3
Finch/AW	1 113.0	54/19	815	965	1 115	1 230	0.049 3	0.061 3	0.236 1	0.053 9
Bunting/AW	1 192.5	45/7	835	995	1 145	1 265	0.046 7	0.058 5	0.237 4	0.053 7
Glackle/AW	1 192.5	54/19	850	1 015	1 165	1 285	0.046 0	0.057 4	0.233 6	0.053 2
Skylark/AW	1 272.0	36/1	860	1 025	1 180	1 305	0.044 2	0.055 9	0.238 0	0.053 5
Bittern/AW	1 272.0	45/7	870	1 040	1 190	1 315	0.043 8	0.055 1	0.234 9	0.053 1
Pheasant/AW	1 272.0	54/19	890	1 060	1 210	1 340	0.043 1	0.054 1	0.231 2	0.052 6
Dipper/AW	1 351.5	45/7	910	1 080	1 235	1 365	0.041 2	0.052 0	0.232 4	0.052 5
Martin/AW	1 351.5	54/19	925	1 105	1 255	1 390	0.040 6	0.051 0	0.228 7	0.052 1
Bobolink/AW	1 431.0	45/7	940	1 125	1 275	1 415	0.038 9	0.049 3	0.230 5	0.052 0
Plover/AW	1 431.0	54/19	960	1 150	1 300	1 445	0.038 4	0.048 3	0.266 8	0.051 5
Nuthatch/AW	1 510.5	45/7	975	1 165	1 320	1 465	0.036 9	0.046 9	0.228 0	0.051 5
Parrot/AW	1 510.5	54/19	1 000	1 195	1 345	1 495	0.036 3	0.045 8	0.224 9	0.051 0
Lapwing/AW	1 590.0	45/7	1 010	1 205	1 360	1 510	0.035 1	0.044 8	0.226 2	0.051 1
Falcon/AW	1 590.0	54/19	1 030	1 235	1 385	1 540	0.034 5	0.043 7	0.222 5	0.050 6
Chukar/AW	1 780.0	84/19	1 095	1 310	1 465	1 630	0.031 3	0.040 3	0.220 6	0.049 9
Bluebird/AW	2 156.0	84/19	1 235	1 485	1 635	1 830	0.025 8	0.034 1	0.213 8	0.048 2
Kiwi/AW	2 167.0	72/7	1 215	1 460	1 610	1 805	0.026 0	0.034 7	0.216 2	0.048 4
Thrasher/AW	2 132.0	76/19	1 275	1 525	1 680	1 885	0.024 3	0.032 6	0.212 5	0.047 7
Joree/AW	2 515.0	76/19	1 340	1 615	1 760	1 975	0.022 4	0.030 4	0.209 4	0.046 9

* Basada en una temperatura máxima en el conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C.

2.5 Conductores aislados para baja tensión

2.5.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN

Se considera como conductor para baja tensión a todo aquel que tenga un aislamiento que le permita operar en tensiones hasta de 1 000 volts en condiciones apropiadas de seguridad.

Los conductores aislados para 600 volts, se clasifican según las propiedades de su aislamiento de acuerdo con las tablas siguientes.

a) CLASIFICACIÓN DE CONDUCTORES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLAMIENTOS

NOMBRE COMERCIAL	TIPO	TEMP. OP. MAX. °C	MATERIAL AISLANTE	CUBIERTA EXTERIOR	UTILIZACIÓN
Hule sintético o matl. Termofijo	RH	75	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor	Resistente a la humedad, retardadora de la flama, no metálica	Lugares secos
Hule sintético o matl. Termofijo	RHH	90	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor y a la flama		Lugares secos o húmedos
Hule sintético o matl. Termofijo	RHW	75	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor, a la humedad y a la flama	Resistente a la humedad y a la propagación de la flama	Lugares secos o mojados
Hule sintético o matl. Termofijo	RHW/RHH	75/90	Material termofijo de etileno propileno, EPR, resistente al calor, a la humedad y a la propagación de la flama	Material elastomérico, termofijo, resistente a la humedad y a la flama	Lugares mojados/ Lugares secos y húmedos
Polietileno vulcanizado	RHW/RHH	75/90	Polietileno vulcanizado resistente al calor, a la humedad y a la flama	Ninguna	Lugares mojados/ Lugares secos y húmedos
Cable para acometida aérea	CCE	60	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	Termoplástico resistente a la humedad y a la intemperie	Lugares secos y mojados
Cable para acometida aérea	BM-AL	75	Termoplástico resistente a la humedad y a la intemperie	Ninguna	Lugares secos y mojados
Termoplástico para tableros	TT	75	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio, de baja emisión de humos y gas ácido	Ninguna	Lugares secos y húmedos. Alabrado de tableros
Termoplástico resistente a la humedad	TW	60	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados
Cable plano acometidas aéreas	TWD	60	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados
Cable plano acometida aérea y sistemas foto voltaico	TWD-UV	60	Termoplástico resistente a la humedad, a la intemperie y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida aérea
Termoplástico resistente al calor y a la flama	THHN	90	Termoplástico resistente al calor y a la propagación de la flama	Nylon o equivalente	Lugares secos solamente

Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio	THW -LS	75	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio, de baja emisión de humos y de gas ácido	Ninguna	Lugares secos y mojados
	THHW -LS	90			
Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la flama	THWN	75	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	Nylon o equivalente	Lugares secos y mojados
Polietileno vulcanizado resistente a la humedad, al calor y a la flama	XHHW	75	Polietileno vulcanizado resistente al calor, a la humedad y a la propagación de la flama	Ninguna	Lugares mojados
		90			Lugares húmedos y secos
Polietileno vulcanizado resistente a la humedad, al calor y a la flama	XHHW-2	90	Polietileno vulcanizado resistente al calor, a la humedad y a la propagación de la flama	Ninguna	Lugares secos y mojados
Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la flama	MTW	90	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, al aceite y a la propagación de la flama	Nylon o equivalente	Alambrado de máquinas herramientas en lugares secos
Polímero sintético resistente al calor	SIS	90	Hule sintético o polietileno vulcanizado resistente al calor	Ninguna	Alambrado de tableros de distribución
Aislamiento mineral	MI	85	Óxido de magnesio	Cobre	Locales húmedos, secos y mojados.
		250			En aplicaciones especiales
Cable para acometida subterránea	BTC	90	Polietileno vulcanizado resistente al calor, a la humedad y a la propagación de flama	Ninguna	Lugares secos y mojados
Cable monoconductor y multiconductor para acometida subterránea	DRS	90	Polietileno vulcanizado resistente al calor, a la humedad y a la propagación de la flama	Ninguna	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida subterránea
Cable silicón - FV	SF	150	Hule silicón	Malla de fibra de vidrio o material equivalente	Lugares secos o húmedos.
		200			Para alta temperatura
Etileno Propileno Fluorado	FEP	90	Etileno Propileno Fluorado	Ninguna	Lugares secos o húmedos
	FEPB	200	Etileno Propileno Fluorado	Malla de fibra de vidrio o material equivalente	Lugares secos y aplicaciones especiales
Cero halógenos	RHH	75	Termofijo del Etileno Propileno	Polioléfina	Lugares mojados. Lugares secos y húmedos
		90			

Basado en la Norma NOM-001-SEDE. Art. 310 y 330, tablas 310 -13

Cable para la construcción VIAKON tipo THW-LS/THHW-LS, RoHS

Los cables con Recubrimiento Altamente Deslizables (RAD®) son el resultado de extensas investigaciones. Los cables con Recubrimiento Altamente Deslizables ofrecen entre otras, las siguientes ventajas:

- Los cables tipo RAD® requieren menor tensión mecánica de jalado y menor tiempo para su instalación gracias a su cubierta, la cual ofrece un bajo coeficiente de fricción contra los ductos de PVC o PEAD.

- Lo anterior repercute en una mayor productividad y menor probabilidad de dañar físicamente el aislamiento.

- La experiencia de los instaladores eléctricos y las ventajas que aportan los cables RAD® se combinan para lograr una mayor confiabilidad y vida para la instalación.

Adicionalmente, la Directiva RoHS que se aplica cada vez más ampliamente en el mundo, se refiere a eliminar la presencia de sustancias que se consideran indeseables en los componentes de los conductores eléctricos, entre las que se cuentan:

- Plomo
- Mercurio
- Cadmio
- Cromo VI (conocido como cromo hexavalente)
- PBB
- PBDE

PBB y PBDE son sustancias retardantes de las llamas usadas en muchos plásticos y aislamientos lo que hace relevante el hecho de que los cables marcados como Viakon RAD[®] RoHS cumplan con esta Directiva, adicionalmente a los requerimientos para los marcados LS.

Viakon RAD[®] RoHS con su marcado LS, es un producto innovador con varios atributos únicos en el mercado, cuyos enfoques de mejorar la satisfacción del cliente al hacerlo deslizable (RAD[®]), llevar la preocupación de nuestras empresas cuidando del medio ambiente (RoHS) y seguir cumpliendo con las características de alta calidad actuales (LS), lo hacen el producto eléctrico innovador por excelencia.

b) CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PERMISIBLE EN CONDUCTORES DE COBRE AISLADOS

No. más de tres conductores activos en una canalización, cable, o directamente enterrados, (Basadas en una temperatura ambiente de 30°C) y Cables de un conductor al aire (Basadas en una temperatura ambiente de 40°C)

VALORES EN AMPERES													
SECCIÓN NOMINAL EN mm ²	CALIBRE AWG o Kcmil	60°C TIPOS TW, TWD, CCE, TWD-UV		75°C TIPOS TT, THW, THW-LS, THHW, THWN, RHW, XHHW		85°C TIPO MI		90°C TIPOS THHN, THWN, THHW-LS, THW-2, THW-LS, THWN-2, RHH, RHW-2, XHHW, XHHW-2, SIS		150°C TIPOS FEP, FEPB, SF		200°C TIPOS FEP, FEPB, SF	
		EN CONDUIT, CABLE, O DI-RECTAMENTE ENTERRADOS	AL AIRE	EN CONDUIT, CABLE, O DI-RECTAMENTE ENTERRADOS	AL AIRE	EN CONDUIT, CABLE, O DI-RECTAMENTE ENTERRADOS	AL AIRE	EN CONDUIT, CABLE, O DI-RECTAMENTE ENTERRADOS	AL AIRE	EN CONDUIT, CABLE, O DI-RECTAMENTE ENTERRADOS	AL AIRE	EN CONDUIT, CABLE, O DI-RECTAMENTE ENTERRADOS	AL AIRE
2.082	14	20	25	20	30	25	30	25	30	34	46	36	54
3.307	12	25	30	25	35	30	40	30	40	43	60	45	68
5.260	10	30	40	35	50	40	55	40	55	55	80	60	90
8.367	8	40	60	50	70	50	70	55	80	76	106	83	124
13.30	6	55	80	65	95	70	100	75	105	96	155	110	165
21.15	4	70	105	85	125	90	135	95	140	120	190	125	220
26.67	3	85	120	100	145	105	155	110	165	143	214	152	252
33.62	2	95	140	115	170	120	180	130	190	160	255	171	293
42.41	1	110	165	130	195	140	210	150	220	186	293	197	344
53.48	1/0	125	195	150	230	155	245	170	260	215	339	229	399
67.43	2/0	145	225	175	265	185	285	195	300	251	390	260	467
85.01	3/0	165	260	200	310	210	330	225	350	288	451	297	546
107.20	4/0	195	300	230	360	235	385	260	405	332	529	346	629
126.7	250	215	340	255	405	270	425	290	455	-	-	-	-
152.0	300	240	375	285	445	300	480	320	505	-	-	-	-
177.3	350	260	420	310	505	325	530	350	570	-	-	-	-
202.7	400	280	455	335	545	360	575	380	615	-	-	-	-
253.4	500	320	515	380	620	405	660	430	700	-	-	-	-
304.0	600	355	575	420	690	455	740	475	780	-	-	-	-
354.7	700	385	630	460	755	490	815	520	855	-	-	-	-
380.0	750	400	655	475	785	500	845	535	865	-	-	-	-
405.4	800	410	680	490	815	515	880	555	920	-	-	-	-
456.0	900	435	730	520	870	555	940	585	985	-	-	-	-
506.7	1 000	455	780	545	935	585	1 000	615	1 055	-	-	-	-

Basado en la Norma NOM-001-SEDE, Art. 310 tablas 316, 317, 318 y 319.

NOTAS A CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN SE CORRIENTE PERMISIBLE EN CONDUCTORES DE COBRE AISLADOS

- En las columnas marcadas “al aire” se da la capacidad de conducción de corriente de los conductores aislados sobre aisladores, en charolas o en ductos abiertos.
- En las columnas “En conduit, cable o directamente enterrados” se incluyen los demás métodos de instalación autorizados.
- **Conductores con varias temperaturas de operación.-** Los conductores se agruparán en cada caso según la clase de circuito y método de instalación utilizado. Cuando en un grupo de conductores existan varias temperaturas de operación, la temperatura límite del grupo estará determinada por la menor de ellas.
- **Factores de Corrección por Temperatura.-** Si la temperatura ambiente es diferente a la considerada para el cálculo de la tabla, (30°C y/o 40°C), las capacidades de corriente deberán afectarse por los factores de corrección por temperatura indicados en la siguiente Tabla c.-
- **Factores de Corrección por Agrupamiento.-** Cuando el número de conductores en un cable o en una canalización excede de 3, la corriente de carga máxima permisible de cada conductor deberá reducirse, multiplicándola por el Factor de Corrección por Agrupamiento correspondiente, el cual se indica en la siguiente tabla.

NÚMERO DE CONDUCTORES	POR CIENTO DEL VALOR INDICADO EN LA TABLA b.-
4 a 6	80
7 a 9	70
10 a 20	50
21 a 30	45
31 a 40	40
41 y más	35

c) FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA

TEMPERATURA AMBIENTE EN °C	PARA TEMPERATURAS AMBIENTE DISTINTAS DE 30°C (En cables con To hasta 90°C) Y DE 40°C (En cables con To de 150 y 200°C), MULTIPLICAR LA CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE DADA EN TABLA b.-, POR EL CORRESPONDIENTE FACTOR DE CORRECCIÓN SIGUIENTE:					
	60°C	75°C	85°C	90°C	150°C	200°C
21 - 25	1.08	1.05	1.04	1.04	—	—
26 - 30	1.00	1.00	1.00	1.00	—	—
31 - 35	0.91	0.94	0.95	0.96	—	—
36 - 40	0.82	0.88	0.89	0.91	1.00	1.00
41 - 45	0.71	0.82	0.85	0.87	0.95	0.97
46 - 50	0.58	0.75	0.80	0.82	0.95	0.97
51 - 55	0.41	0.67	0.71	0.76	0.90	0.94
56 - 60	—	0.58	0.64	0.71	0.90	0.94
61 - 70	—	0.33	0.45	0.58	0.85	0.90
71 - 80	—	—	0.30	0.41	0.80	0.87
81 - 90	—	—	—	—	0.74	0.83
91 - 100	—	—	—	—	0.67	0.79
101 - 120	—	—	—	—	0.52	0.71
121 - 140	—	—	—	—	0.30	0.61
141 - 160	—	—	—	—	—	0.50
161 - 180	—	—	—	—	—	0.35
181 - 200	—	—	—	—	—	—

Basado en la Norma NOM-001-SEDE, Artículo 310, Tablas 310: 16, 17, 18 y 19.

**d) DIMENSIONES DE CONDUCTORES PARA
600 VOLTS, CON AISLAMIENTOS
TERMOPLÁSTICOS O TERMOFIJOS**

CALIBRE AWG o Kcmil	TIPOS ∫ RH, RHH, RHW, RFH-2		TIPOS AF, TF, TW, THW, THW-LS THHW, THHW-LS		TIPOS TFN, THHN, THWN		TIPOS ** FEP, FEPB, TFE, PF, PAF PFA, PFAH, PTF, ZF, ZFF				TIPOS ∫∫ XHH, XHHW XHHW-2, ZW	
	DIÁMETRO APROX. mm	ÁREA APROX. mm ²	DIÁMETRO APROX. mm	ÁREA APROX. mm ²	DIÁMETRO APROX. mm	ÁREA APROX. mm ²	DIÁMETRO APROX. mm	ÁREA APROX. mm ²		DIÁMETRO APROX. mm	ÁREA APROX. mm ²	
18 16	3.45 3.76	9.44 11.1	2.69 3.00	5.16 7.03	2.13 2.44	3.55 4.68	2.18 2.49	3.74 4.84		— —	— —	
14 14	4.14* 4.90	13.5* 18.9	3.38 —	8.97 —	2.82 —	6.26 —	2.87 —	2.62 —	6.45 —	5.35 —	3.38 —	8.97 —
12 12	4.62* 5.38	16.8* 22.8	3.86 —	11.7 —	3.30 —	8.58 —	3.35 —	3.10 —	8.84 —	7.55 —	3.86 —	11.68 —
10 8	5.99 8.28	28.2 53.9	4.47 5.99	15.7 28.2	4.17 5.49	13.6 23.6	3.96 5.23	3.96 4.98	12.3 21.5	12.3 19.5	4.47 5.99	15.68 28.19
6 4 3 2 1	9.25 10.5 11.2 12.0 14.8	67.2 86.0 98.1 113 172	7.72 8.94 9.65 10.5 12.5	46.8 62.8 73.2 86.0 123	6.45 8.23 8.94 9.75 11.3	32.7 53.2 62.8 74.7 100	6.20 7.42 8.13 8.94 10.7	5.94 7.16 8.38 9.19 10.2	30.2 43.3 51.9 62.8 90.3	27.7 40.3 55.2 66.4 81.9	6.96 8.18 8.89 9.70 11.23	38.06 52.52 62.06 73.94 98.97
1/0 2/0 3/0 4/0	15.8 17.0 18.0 19.8	196 226 263 307	13.5 14.7 16.0 17.5	143 169 201 240	12.3 13.5 14.8 16.3	120 143 173 209	11.7 12.9 14.2 15.7	— — — —	108.1 131.3 159.0 193.8	— — — —	12.24 13.41 14.73 16.21	117.74 141.29 170.45 206.26
250 300 350 400 500	22.7 24.1 25.4 26.6 28.8	406 457 508 557 650	19.4 20.8 22.1 23.3 25.5	297 341 384 427 510	18.0 19.5 20.8 21.9 24.1	256 297 338 378 456	— — — — —	— — — — —	— — — — —	— — — — —	17.91 19.30 20.60 21.79 23.95	251.87 292.64 333.29 373.03 450.58
600 700 750 800 900	31.6 33.4 34.2 35.1 36.7	783 875 921 965 1 057	28.3 30.1 30.9 31.8 33.4	628 710 752 792 875	26.7 28.0 29.4 30.2 31.8	560 638 677 715 794	— — — — —	— — — — —	— — — — —	— — — — —	26.75 28.55 29.41 30.23 31.85	561.87 640.19 679.48 717.74 796.84
1 000 1 250 1 500 1 750 2 000	38.2 43.9 47.0 49.9 52.6	1 143 1 515 1 738 1 959 2 175	34.8 39.1 42.2 45.1 47.8	954 1 200 1 400 1 598 1 795	33.3 — — — —	870 — — — —	— — — — —	— — — — —	— — — — —	— — — — —	33.30 37.60 40.70 43.60 46.30	872.19 1 108 1 300 1 492 1 682

Basada en la Norma NOM-001-SEDE, Tabla 10-5

* Dimensiones para los tipos RH, solo en calibres 14 y 12 AWG.

∫ Dimensiones para los tipos RFH-2, solo en calibres 18 y 16 AWG.

** Los valores mostrados para calibres 1 al 4/0 AWG, son para tipos TFE y Z solamente.
Los valores al lado derecho de esta columna, son para los tipos FEPB, Z, ZF, y ZFF únicamente.

∫∫ Solo en calibres 14 al 2 AWG.

e) NÚMERO MÁXIMO DE CONDUCTORES EN TUBO (CONDUIT) METÁLICO, TIPO SEMIPESADO, DE MEDIDAS COMERCIALES

TIPO DE CONDUCTOR	CALIBRE DEL CONDUCTOR AWG - Kcmil	DIÁMETRO NOMINAL mm									
		16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
TW, THW, THHW	14	10	17	27	47	64	104	147	228	304	392
	12	7	13	21	36	49	80	113	175	234	301
	10	5	9	15	27	36	59	84	130	174	224
	8	3	5	8	15	20	33	47	72	97	124
RHW, RHH (sin cubierta exterior) TW, TW-2	14	6	11	18	31	42	69	98	151	202	261
	12	5	9	14	25	34	56	79	122	163	209
	10	4	7	11	19	26	43	61	95	127	163
	8	2	4	7	12	16	26	37	57	76	98
TW, THW, THW-2, THHW, THHW-LS, RHW, RHW-2, RHH, (sin cubierta exterior)	6	1	3	4	9	12	20	28	43	58	75
	4	1	2	4	6	9	15	21	32	43	56
	3	1	1	3	6	8	13	18	28	37	48
	2	1	1	3	5	6	11	15	23	31	41
	1	1	1	1	3	4	7	11	16	22	28
	1/0	1	1	1	3	4	6	9	14	19	24
	2/0	0	1	1	2	3	5	8	12	16	20
	3/0	0	1	1	1	3	4	6	10	13	17
	4/0	0	1	1	1	2	4	5	8	11	14
	250	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	300	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	350	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	400	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	500	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	600	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	750	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	800	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	900	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
THWN, THHN, THHW, XHHW, XHHW-2, FEP (14 a 2), FEPB (14 a 3), PFA (14 a 4/0), PFAH (14 a 4/0)	14	14	24	39	68	91	149	211	326	436	562
	12	10	17	29	49	67	109	154	238	318	410
	10	6	11	18	31	42	68	97	150	200	258
	8	3	6	10	18	24	39	56	86	115	149
	6	2	4	7	13	17	28	40	62	83	107
	4	1	3	4	8	10	17	25	38	51	66
	3	1	2	4	6	9	15	21	32	43	56
	2	1	1	3	5	7	12	17	27	36	47
	1	1	1	2	4	5	9	13	20	27	35
	1/0	1	1	1	3	4	8	11	17	23	29
	2/0	1	1	1	3	4	6	9	14	19	24
	3/0	0	1	1	2	3	5	7	12	16	20
	4/0	0	1	1	1	2	4	6	9	13	17
	250	0	0	1	1	1	3	5	8	10	13
	300	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	350	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	400	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	500	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	600	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	700	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
750	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5	
800	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5	
900	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4	
1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4	
RHH, RHW (con cubierta exterior)	14	4	8	13	22	30	49	70	108	144	186
	12	4	6	11	18	25	41	58	89	120	154
RH, RHH, RHW, RHW-2 (con cubierta exterior)	10	3	5	8	15	20	33	47	72	97	124
	8	1	3	4	8	10	17	24	38	50	65
	6	1	1	3	6	8	14	19	30	40	52
	4	1	1	3	5	6	11	15	23	31	41
	3	1	1	2	4	6	9	13	21	28	36
	2	1	1	1	3	5	8	11	18	24	31
	1	0	1	1	2	3	5	7	12	16	20
	1/0	0	1	1	1	3	4	6	10	14	18
	2/0	0	1	1	1	2	4	6	9	12	15
	3/0	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	4/0	0	0	1	1	1	3	4	6	9	11
	250	0	0	1	1	1	1	3	5	6	8
	300	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	350	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	400	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	500	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	600	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	700	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	750	0	0	0	0	1	1	1	1	3	4
	800	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
900	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	
1 000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	

Basado en la Norma NOM-001-SEDE, Tabla C4

f) CARACTERÍSTICAS DE CORDONES Y CABLES FLEXIBLES DE COBRE

NOMBRE COMERCIAL	TIPO	CALIBRE AWG/Kcmil	NÚMERO DE CONDUCTORES	AISLAMIENTO	CUBIERTA SOBRE CADA CONDUCTOR	CUBIERTA EXTERIOR	UTILIZACIÓN								
							Colgante o portátil	Lugares húmedos	No para uso rudo						
Cordón paralelo de plástico	SPT-0	22	2	Termoplástico	Ninguna	Ninguna	Colgante o portátil	Lugares húmedos	No para uso rudo						
	SPT-1 SPT-2 SPT-3	20-18 18-16 18-10	2 ó 3 2 ó 3												
Cordón uso rudo	SVT	18	2 ó 3	Termoplástico	Ninguna	Termoplástico resistente al aceite	Alimentador de aspiradoras	Lugares húmedos	Uso rudo	Extra rudo					
	SJT	18-10	2, 3, ó 4												
	ST	18-2	2 ó más												
	SVO	18	2 ó 3												
	SJO	18-10	2, 3, ó 4												
SO	18-2	2 ó más													
Cordón paralelo para resistencias	HPN	18-12	2 ó 3	Termofijo	Ninguna	Ninguna	Portátil, alimentador de planchas, calefactores	Lugares húmedos	No para uso rudo						
Cable de energía	G	8-500	2 a 6	Termofijo	Ninguna	Termofijo resistente al aceite	Portátil	Lugares húmedos	Uso extra rudo						
Cable de potencia	W	8-500	1 a 6	Termofijo	Ninguna	Termofijo resistente al aceite	Portátil	Lugares húmedos	Uso extra rudo						
Cable para estufa o secadora	SRD SRDE SRDT	10-4	3 ó 4	Termofijo	Ninguna	Termofijo	Portátil	Lugares húmedos	Estufas, secadoras						
				Elastómero/plástico		Elastómero termoplástico									
				Termoplástico		Termoplástico									
Cable flexible de energía para escenariós	SC SCE SCT	8-250	1 ó más	Termofijo	Ninguna	Termofijo	Suministro de energía para escenariós e iluminación	Lugares húmedos	Uso extra rudo						
				Elastómero/plástico		Elastómero termoplástico									
				Termoplástico		Termoplástico									
				Termofijo (Elastómero)		Tres mallas de algodón, la exterior retardadora de la flama y resist. a la humedad									
Cable para elevador	E EO ET ETLB ETP ETT	20-2	2 ó más	Termoplástico	Malla de algodón	Tres mallas de algodón, la exterior retardadora de la flama y resist. a la humedad	Alumbrado y control en elevadores	Lugares secos	Lugares no peligrosos	Lugares peligrosos					
											Termoplástico	Una de algodón y otra de neopreno	Lugares no peligrosos		
												Tres mallas de algodón, la exterior retardadora de la flama y resist. a la humedad		Lugares no peligrosos	
												Termoplástico			Lugares peligrosos
												Una de algodón y otra de termoplástico			

g) CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CORDONES Y CABLES FLEXIBLES DE COBRE

VALORES EN AMPERES				
SECCIÓN O CALIBRE		TIPOS		TIPOS
mm ²	AWG	Elastómeros: C, E, EO, PD, S, SJ, SJO, SJOO, SO, SOO, SP, SRD, SV, SVO Y SVOO		AFS, AFSJ, HPN, HS, HSJ, HSJO, HSJOO, HSO, Y HSSO.
		Termoplásticos: ET, ETLB, ETP, ETT, SE, SEO, SJE, SJEO, SJT, ST, SRDT, STO, SVT, SPT-1, SPT-2, SPT-3		
		A#	B#	
0.51	20	5**	***	—
0.82	18	7	10	10
—	17	—	12	—
1.30	16	10	13	15
—	15	—	—	17
2.08	14	15	18	20
3.30	12	20	25	30
5.26	10	25	30	35
8.36	8	35	40	—
13.30	6	45	55	—
21.15	4	60	70	—
33.62	2	80	95	—

Basadas en la Norma NOM-001-SEDE, para una temperatura ambiente de 30°C.

** Solo cable para elevadores

*** 7 A solo cable para elevadores, y 2 A para los demás

Los valores de la columna A son para cordones o cables de tres conductores y otros multiconductores conectados a equipos de utilización, de modo que solo tres conductores sean portadores de corriente eléctrica. Los de la columna B, son para cables de dos conductores y otros multiconductores conectados a equipo de utilización, de modo que solo dos conductores sean portadores de corriente eléctrica.

h) DISTANCIA * EN METROS, POR CAÍDA DE TENSIÓN, PARA CONDUCTORES AISLADOS. CALCULADA PARA UNA CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA DE 3 %. CIRCUITOS TRIFÁSICOS BALANCEADOS EN 220 VOLTS

CALIBRE AWG/Kcmil	3 A	6 A	15 A	20 A	25 A	35 A	50 A	70 A	80 A	90 A	100 A	125 A
14	132	66	26	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12	210	105	42	31	—	—	—	—	—	—	—	—
10	334	167	66	50	40	—	—	—	—	—	—	—
8	531	265	106	79	63	45	—	—	—	—	—	—
6	844	422	168	126	101	72	50	—	—	—	—	—
4	1 343	671	268	201	161	115	80	57	—	—	—	—
2	2 135	1 067	427	320	256	183	128	91	80	—	—	—
1/0	3 396	1 698	679	509	407	291	203	145	127	113	101	81
2/0	4 282	2 141	856	642	513	367	256	183	160	142	128	102
3/0	—	2 699	1 079	809	647	462	323	231	202	179	161	129
4/0	—	3 404	1 361	1 021	816	583	408	291	255	226	204	163
250	—	—	1 609	1 207	965	689	482	344	301	268	241	193
300	—	—	1 930	1 448	1 158	827	579	413	362	321	289	231
350	—	—	—	1 689	1 351	965	675	482	422	375	337	270
400	—	—	—	1 931	1 544	1 103	722	551	482	429	386	308
500	—	—	—	—	1 931	1 379	965	689	603	536	482	386
600	—	—	—	—	—	1 654	1 158	827	724	643	579	463
700	—	—	—	—	—	1 930	1 351	965	844	750	675	540
CALIBRE AWG/Kcmil	150 A	175 A	225 A	250 A	275 A	300 A	325 A	400 A	450 A	475 A	500 A	525 A
2/0	85	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3/0	107	92	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4/0	136	116	86	—	—	—	—	—	—	—	—	—
250	160	137	107	96	—	—	—	—	—	—	—	—
300	193	165	128	115	105	—	—	—	—	—	—	—
350	225	193	150	135	122	112	—	—	—	—	—	—
400	257	220	171	154	140	128	118	—	—	—	—	—
500	321	275	214	193	175	160	148	120	—	—	—	—
600	386	330	257	231	210	193	178	144	128	121	—	—
700	450	386	300	270	245	225	207	168	150	142	135	—
800	514	441	343	308	280	257	237	193	171	162	154	147
1 000	643	551	429	386	351	321	297	241	214	203	193	183

*Distancia medida desde el punto de conexión del alimentador hasta el punto de conexión de la carga.

La tabla se calculó considerando la fórmula para determinar la sección transversal de un conductor, tomando el sistema de Dos fases (tres hilos), que aparece en la página 206.

Para otras condiciones aplicar los factores de la siguiente tabla:

EN CIRCUITOS TRIFÁSICOS BALANCEADOS		PARA OTRAS CAÍDAS DE TENSIÓN	
TENSIÓN, VOLTS	MULTIPLIQUE POR:	CAÍDA DE TENSIÓN	MULTIPLIQUE POR:
440	2.000	1%	0.33
480	2.182	2%	0.66
4 160	18.909	3%	1.00
120, circuitos monofásicos	0.545	4%	1.33
	—	5%	1.66

i) CÁLCULO DE RESISTENCIA Y CAÍDA DE TENSIÓN EN UN CONDUCTOR

La resistencia de un conductor comercial de cobre (un alambre de 1m de longitud y una sección transversal de 1mm²), es usualmente de 0.017 a 0.018 ohms a una temperatura de 24°C.

Para estos cálculos se tomará un valor promedio de 0.017 5 ohms por mm²/m.

La resistencia eléctrica de cualquier conductor es:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

$$R = 0.0175 \frac{L}{S}$$

donde:

R= resistencia eléctrica en ohms

ρ = resistividad del cobre: 0.017 5 ohms mm²/m a 24°C
y 0.017 241 ohms mm²/m a 20°C.

S= sección del conductor en mm²

De la Ley de ohm:

$$I = \frac{E}{R}$$

y la caída de tensión (e) en un conductor es:

$$e = RI$$

Substituyendo R en la ecuación anterior es:

$$(e) = \frac{0.0175 L \times I \times 2}{S} \dots(A)$$

también:

$$I = \frac{eS}{0.0175 L \times 2} \dots(B)$$

y:

$$S = \frac{0.0175 L \times 2I}{e} \dots(C)$$

donde:

L = longitud del circuito en metros
(se multiplica por dos para incluir la longitud total del conductor).

La fórmula (A) da la caída de tensión para un calibre determinado y circulando una corriente específica.

La fórmula (B) indica la corriente que produce una caída de tensión en un conductor de calibre dado.

La fórmula (C) indica la sección transversal o calibre exacto para una cierta caída de tensión y una corriente específica.

CÁLCULO DE CONDUCTORES

La corriente alterna de línea en un conductor para los diferentes sistemas de distribución, se puede determinar partiendo de las siguientes fórmulas.

Una fase (2 hilos) $I = \frac{W}{2 E_n \cos \phi}$

Dos fases (3 hilos) $I = \frac{W}{2 E_n \cos \phi}$ (hilo exterior)

Dos fases (3 hilos) $I = \frac{W}{\sqrt{2} E_f \cos \phi}$ (hilo común)

Tres fases (3 hilos) $I = \frac{W}{\sqrt{3} E_f \cos \phi}$

Tres fases (4 hilos) $I = \frac{W}{3 E_n \cos \phi} = \frac{W}{\sqrt{3} E_f \cos \phi}$

PARA CORRIENTE DIRECTA

Dos Hilos $I = \frac{W}{E_f}$

Tres Hilos $I = \frac{W}{2 E_n}$

donde:

I = corriente en el conductor

W = potencia en watts

cos ϕ = factor de potencia

E_f = tensión entre fases

E_n = tensión entre fase y neutro

PARA CORRIENTE ALTERNA

El cálculo de la sección transversal o calibre de un conductor para los diferentes sistemas de distribución en corriente alterna, se hace partiendo de las siguientes fórmulas:

Una fase (dos hilos) $S = \frac{4 L I}{E_n e \%}$

Dos fases (tres hilos) $S = \frac{2 L I}{E_n e \%}$

Tres fases (cuatro hilos) $S = \frac{2 \sqrt{3} L I}{E_f e \%} = \frac{2 L I}{E_n e \%}$

donde:

I = corriente en el conductor

E_f = tensión entre fases

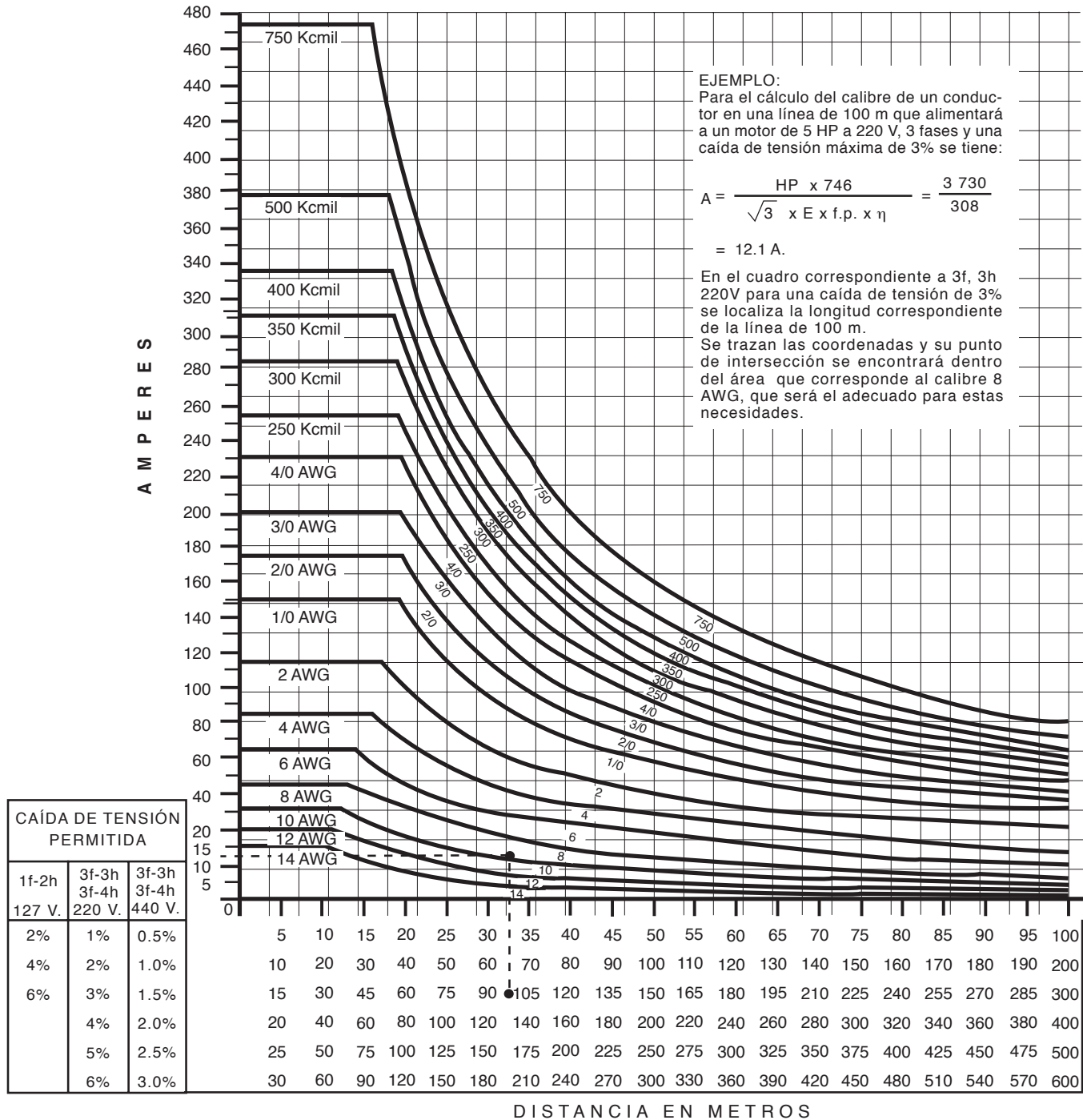
E_n = tensión entre fase y neutro

e% = caída de tensión expresada en porcentaje

S = sección del conductor en (mm²)

L = longitud del circuito en metros

j) GRÁFICAS DE CAÍDA DE TENSIÓN EN CONDUCTORES DE COBRE AISLADOS, TIPO: THW, THHW, THWN Y RHW



NOTAS:

- 1.- El factor de potencia considerado en el cálculo de la gráfica es de 0.8
- 2.- Los valores de capacidad de conducción de corriente están tomados de la tabla 310-16 de la Norma NOM-001-SEDE, para cables de tres conductores o tres conductores activos en una canalización, tipos THW, THHW, THWN y RHW a una temperatura ambiente de 30°C.
- 3.- Los valores de resistencia se tomaron a 75°C y los de la reactancia, se determinaron de la tabla 1.2, página 98 del Industrial Power Handbook de Donald Beeman, para tres cables de 600 volts en tubo (conduit) metálico.

2.5.2 CABLES MULTICONDUCTORES

a) DEFINICIÓN

Los cables multiconductores, son los formados por dos o más conductores aislados individualmente, reunidos bajo una cubierta común o exterior, la cual generalmente es resistente a la humedad, al aceite, a intemperismos y a la propagación de la flama.

CLASIFICACIÓN

Estos cables multiconductores pueden clasificarse como: Cables Control y Cables de Energía. Se utilizan en instalaciones aéreas, charolas, tubo (conduit) metálico o en ductos subterráneos, para el control remoto y alimentación de equipos industriales.

Los conductores aislados se identifican individualmente por medio de un código de colores, o bien, por medio de números secuenciales marcados en su superficie.

CÓDIGO DE COLORES:

Número de conductores	Color base - Color traza
1	Negro
2	Blanco
3	Rojo
4	Verde
5	Naranja
6	Azul
7	Blanco - Negro
8	Rojo - Negro
9	Verde - Negro
10	Naranja - Negro
11	Azul - Negro
12	Negro - Blanco
13	Rojo - Blanco
14	Verde - Blanco
15	Azul - Blanco
16	Negro - Rojo
17	Blanco - Rojo
18	Naranja - Rojo
19	Azul - Rojo
20	Rojo - Verde
21	Naranja - Verde

Este código se repite a partir de 22 conductores.

**b) CABLE CONTROL-LS PARA 600 VOLTS
AISLAMIENTO Y CUBIERTA EXTERIOR
DE PVC, NO PROPAGADOR DE INCENDIO**

NÚMERO DE CONDUCTORES	CAL. 10 AWG (5.260 mm ²)			CAL. 12 AWG (3.307 mm ²)			CAL. 14 AWG (2.082 mm ²)		
	DÍAMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DÍAMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DÍAMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL
	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²
2	13.4	24	1.41	12.1	17	1.15	11.1	14	0.97
3	15.0	33	1.77	12.8	21	1.29	11.8	18	1.09
4	16.4	42	2.11	14.9	29	1.74	12.9	22	1.31
5	18.0	49	2.54	16.2	33	2.06	14.9	28	1.74
6	19.6	58	3.02	17.7	39	2.46	16.2	33	2.06
7	19.6	62	3.02	17.7	41	2.46	16.2	35	2.06
8	21.2	72	3.53	19.1	47	2.87	17.5	40	2.41
9	24.0	88	4.52	20.6	54	3.33	18.9	46	2.81
10	25.7	100	5.19	23.2	66	4.23	20.3	53	3.24
12	26.9	108	5.68	24.2	71	4.60	21.2	56	3.53
14	28.3	123	6.29	25.5	81	5.11	23.4	68	4.30
15	29.9	136	7.02	26.8	90	5.64	24.6	76	4.75
16	29.9	140	7.02	26.8	92	5.64	24.6	77	4.75
19	31.5	161	7.79	28.3	104	6.29	25.9	88	5.27
21	33.1	179	8.60	29.7	115	6.93	27.2	97	5.81
23	34.8	197	9.51	31.2	127	7.65	28.5	107	6.38
24	36.6	213	10.52	32.8	139	8.45	29.9	117	7.02
27	37.7	224	11.16	33.8	144	8.97	30.8	121	7.45
30	39.1	246	12.00	35.0	158	9.62	31.9	132	7.99
33	40.7	271	13.01	36.4	173	10.41	33.2	143	8.66
37	42.3	299	14.05	37.8	190	11.22	34.5	159	9.35

Basados en las Normas NOM-063-SCFI, NMX-J-300, CFE E0000-20. Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.
* Área de la sección transversal total del cable.

**c) CABLE CONTROL PARA 1 000 VOLTS
AISLAMIENTO DE POLIETILENO NATURAL
Y CUBIERTA EXTERIOR DE PVC**

NÚMERO DE CONDUCTORES	CAL. 10 AWG (5.260 mm ²)			CAL. 12 AWG (3.307 mm ²)			CAL. 14 AWG (2.082 mm ²)		
	DÍAMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DÍAMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DÍAMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL
	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²
2	13.4	22	1.41	12.1	17	1.15	11.1	13	0.97
3	15.0	31	1.77	12.8	21	1.29	11.8	16	1.09
4	16.4	38	2.11	14.9	29	1.74	12.9	20	1.31
5	18.0	44	2.54	16.2	33	2.06	14.9	25	1.74
6	19.6	53	3.02	17.7	39	2.46	16.2	30	2.06
7	19.6	57	3.02	17.7	41	2.46	16.2	31	2.06
8	21.2	65	3.53	19.1	47	2.87	17.5	35	2.41
9	24.0	79	4.52	20.6	54	3.33	18.9	40	2.81
10	25.7	89	5.19	23.2	66	4.23	20.3	46	3.24
12	26.9	98	5.68	24.2	71	4.60	21.2	49	3.53
14	28.3	112	6.29	25.5	81	5.11	23.4	60	4.30
15	29.9	124	7.02	26.8	90	5.64	24.6	67	4.75
16	29.9	128	7.02	26.8	92	5.64	24.6	68	4.75
19	31.5	146	7.79	28.3	104	6.29	25.9	77	5.27
21	33.1	162	8.60	29.7	115	6.93	27.2	85	5.81
23	34.8	178	9.51	31.2	127	7.65	28.5	94	6.38
24	36.6	194	10.52	32.8	139	8.45	29.9	103	7.02
27	37.7	203	11.16	33.8	144	8.97	30.8	107	7.45
30	39.1	223	12.00	35.0	158	9.62	31.9	115	7.99
33	40.7	245	13.01	36.4	173	10.41	33.2	126	8.66
37	42.3	270	14.05	37.8	190	11.22	34.5	138	9.35

Basados en las Normas NOM-063-SCFI, NMX-J-300. Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.

* Área de la sección transversal total del cable.

**d) CABLE CONTROL /MULTICONDUCTOR
AISLAMIENTO INDIVIDUAL DE PVC Y SOBRE
CAPA DE NYLON. CUBIERTA EXTERIOR DE
PVC, TIPO THWN/THHN 600 V, 75/90°C**

NÚMERO DE CONDUCTORES	CAL. 10 AWG (5.260 mm ²)			CAL. 12 AWG (3.307 mm ²)			CAL. 14 AWG (2.082 mm ²)		
	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL
	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²
2	11.4	19	1.02	9.6	13	0.72	8.6	10	0.58
3	12.1	25	1.15	10.1	16	0.80	9.1	12	0.65
4	13.2	32	1.37	11.0	21	0.95	9.9	15	0.77
5	15.3	40	1.84	12.0	25	1.13	10.7	18	0.90
6	16.6	48	2.16	13.1	30	1.35	11.7	22	1.08
7	16.6	52	2.16	13.1	33	1.35	11.7	23	1.08
8	17.9	60	2.52	15.0	40	1.77	12.6	27	1.28
9	19.4	69	2.96	16.1	46	2.04	13.5	31	1.43
10	20.8	78	3.40	17.2	52	2.32	15.3	37	1.84
12	21.7	86	3.70	18.0	57	2.54	16.0	40	2.01
14	23.9	104	4.49	18.9	65	2.81	16.8	46	2.22
15	25.2	114	4.99	19.9	71	3.11	17.6	50	2.43
16	25.2	118	4.99	19.9	74	3.11	17.6	52	2.43
19	26.5	136	5.52	20.9	85	3.43	18.5	59	2.69
21	27.9	150	6.11	23.1	99	4.19	19.5	66	2.99
23	29.3	165	6.74	24.2	108	4.60	20.4	72	3.27
24	30.7	177	7.40	25.3	116	5.03	21.4	78	3.60
27	31.7	188	7.89	26.1	123	5.35	23.1	87	4.19
30	32.8	207	8.45	27.0	136	5.73	23.9	95	4.49
33	34.1	228	9.13	28.0	148	6.16	24.8	104	4.83
37	35.4	252	9.84	29.0	164	6.61	25.7	114	5.19

Basados en las Normas NOM-063-SCFI, NMX-J-010. Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.

* Área de la sección transversal total del cable.

e) CABLE CONTROL AISLAMIENTO INDIVIDUAL DE XLPE Y CUBIERTA EXTERIOR DE PVC. 600V, 90°C

NÚMERO DE CONDUCTORES	CAL. 10 AWG (5.260 mm ²)			CAL. 12 AWG (3.307 mm ²)			CAL. 14 AWG (2.082 mm ²)		
	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL
	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²
2	11.8	20	1.09	10.5	15	0.87	9.5	11	0.71
3	12.5	26	1.23	11.1	19	0.97	10.1	14	0.80
4	13.7	33	1.47	12.1	23	1.15	11.0	16	0.95
5	15.8	41	1.96	13.3	27	1.39	12.0	20	1.13
6	17.2	49	2.32	15.3	35	1.84	13.0	24	1.33
7	17.2	52	2.32	15.3	37	1.84	13.0	25	1.33
8	18.6	60	2.72	16.4	42	2.11	14.9	31	1.74
9	20.0	69	3.14	17.7	48	2.46	16.0	35	2.01
10	21.5	77	3.63	19.0	54	2.84	17.1	40	2.30
12	23.6	91	4.37	19.8	60	3.08	17.8	43	2.49
14	24.8	104	4.83	20.9	68	3.43	18.8	49	2.78
15	26.1	114	5.35	23.1	80	4.19	19.8	54	3.08
16	26.1	118	5.35	23.1	83	4.19	19.8	56	3.08
19	27.5	136	5.94	24.3	94	4.64	20.8	63	3.27
21	28.9	150	6.56	25.5	104	5.11	21.9	70	3.77
23	30.3	165	7.21	26.7	114	5.60	24.0	82	4.52
24	31.8	178	7.94	28.0	124	6.15	25.2	89	4.99
27	32.8	188	8.45	28.9	130	6.56	25.9	93	5.27
30	34.0	207	9.08	29.9	143	7.02	26.8	101	5.64
33	35.3	227	9.79	31.0	157	7.55	27.8	111	6.07
37	36.7	251	10.58	32.2	172	8.14	28.9	122	6.56

Basados en las Normas NOM-063-SCFI, NMX-J-300. Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura. Estos cables tienen: identificación por medio de números secuenciales y características de no propagación de la flama.

*Área de la sección transversal total del cable.

**f) CABLE CONTROL CERO HALÓGENOS,
 AISLAMIENTOS TERMIFIJO DE ETILENO
 PROPILENO Y CUBIERTA EXTERIOR
 TERMOFIJA (POLIOLEFINA). 600 V, 90°C**

NÚMERO DE CONDUCTORES	CAL. 10 AWG (5.260 mm ²)			CAL. 12 AWG (3.307 mm ²)			CAL. 14 AWG (2.082 mm ²)		
	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL	DIÁMETRO TOTAL	PESO APROX.	ÁREA* TOTAL
	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²	mm	kg/100 m	cm ²
2	11.8	21	1.09	10.5	15	0.87	9.5	12	0.71
3	12.5	27	1.23	11.1	19	0.97	10.1	14	0.80
4	13.7	34	1.47	12.1	23	1.15	11.0	17	0.95
5	15.8	43	1.96	13.3	28	1.39	12.0	21	1.13
6	17.2	51	2.32	15.3	37	1.84	13.0	25	1.33
7	17.2	55	2.32	15.3	39	1.84	13.0	26	1.33
8	18.6	63	2.72	16.4	45	2.11	14.9	33	1.74
9	20.0	72	3.14	17.7	51	2.46	16.0	38	2.01
10	21.5	81	3.63	19.0	58	2.84	17.1	42	2.30
12	23.6	95	4.37	19.8	63	3.08	17.8	46	2.49
14	24.8	108	4.83	20.9	72	3.43	18.8	52	2.78
15	26.1	119	5.35	23.1	84	4.19	19.8	57	3.08
16	26.1	123	5.35	23.1	87	4.19	19.8	59	3.08
19	27.5	141	5.94	24.3	99	4.64	20.8	67	3.27
21	28.9	156	6.56	25.5	110	5.11	21.9	74	3.77
23	30.3	172	7.21	26.7	120	5.60	24.0	87	4.52
24	31.8	185	7.94	28.0	130	6.15	25.2	94	4.99
27	32.8	196	8.45	28.9	137	6.56	25.9	98	5.27
30	34.0	216	9.08	29.9	150	7.02	26.8	107	5.64
33	35.3	236	9.79	31.0	164	7.55	27.8	117	6.07
37	36.7	261	10.58	32.2	181	8.14	28.9	129	6.56

Basados en las Normas NOM-063-SCFI, NMX-J-486. Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura. Estos cables tienen: identificación por medio de números secuenciales y características de no propagación de incendio, baja emisión de humos y sin contenido de halógenos.

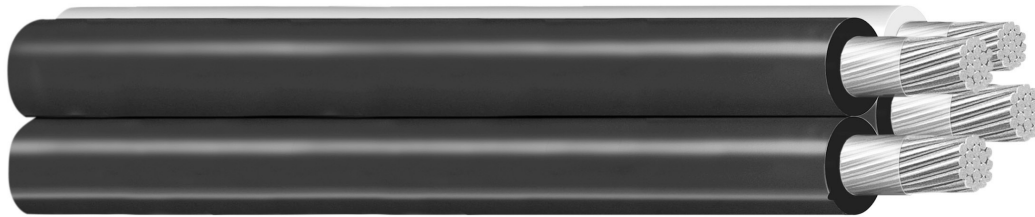
*Área de la sección transversal total del cable.

2.5.3 CABLE PARA DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA TIPO DRS (URD), 600 VOLTS 90°C

Son cables de energía de un conductor, o pueden ser tríplex, o cuádruplex, es decir, formados por dos o tres conductores de cobre o de aluminio 1350, con aislamiento individual de polietileno de cadena cruzada (XLPE) en color negro, reunidos entre sí con un conductor neutro aislado con polietileno de cadena cruzada (XLPE) en color blanco.

Estos cables de energía son para una tensión máxima de operación de 600 V y una temperatura máxima de operación en el conductor de 90°C.

Son para instalación aérea, en ducto, o directamente enterrados. Pueden operar en lugares húmedos, mojados o secos. Satisfacen las Especificaciones: NOM-063-SCFI; NMX-J-451 Y NRF-052-CFE.



a) DIMENSIONES CABLES TRÍPLEX Y CUÁDRUPLEX

CONSTRUCCIÓN	CONDUCTOR DE FASE (COBRE)				CONDUCTOR NEUTRO (COBRE)				PESO TOTAL APROX. kg/100 m
	CALIBRE AWG/Kcmil	SECCIÓN NOMINAL mm ²	NÚMERO DE HILOS	ESPEJOR NOMINAL AISLAMIENTO mm	CALIBRE AWG/Kcmil	SECCIÓN NOMINAL mm ²	NÚMERO DE HILOS	ESPEJOR NOMINAL AISLAMIENTO mm	
2 x 4 + 1 x 4	4	21.15	7	1.58	4	21.15	7	1.58	72
2 x 2 + 1 x 4	2	33.62	7	1.58	4	21.15	7	1.58	97
2 x 1/0 + 1 x 2	1/0	53.48	19	1.98	2	33.62	7	1.58	151
2 x 3/0 + 1 x 1/0	3/0	85.01	19	1.98	1/0	53.48	19	1.98	233
3 x 4 + 1 x 4	4	21.15	7	1.58	4	21.15	7	1.58	96
3 x 2 + 1 x 4	2	33.62	7	1.58	4	21.15	7	1.58	133
3 x 1/0 + 1 x 2	1/0	53.48	19	1.98	2	33.62	7	1.58	209
3 x 3/0 + 1 x 1/0	3/0	85.01	19	1.98	1/0	53.48	19	1.98	322
3 x 350 + 1 x 4/0	350	177.3	37	2.39	4/0	107.2	19	1.98	650

CONSTRUCCIÓN	CONDUCTOR DE FASE (ALUMINIO)				CONDUCTOR NEUTRO (ALUMINIO)				PESO TOTAL APROX. kg/100 m
	CALIBRE AWG/Kcmil	SECCIÓN NOMINAL mm ²	NÚMERO DE HILOS	ESPEJOR NOMINAL AISLAMIENTO mm	CALIBRE AWG/Kcmil	SECCIÓN NOMINAL mm ²	NÚMERO DE HILOS	ESPEJOR NOMINAL AISLAMIENTO mm	
2 x 4 + 1 x 4	4	21.15	7	1.58	4	21.15	7	1.58	31
2 x 2 + 1 x 4	2	33.62	7	1.58	4	21.15	7	1.58	40
2 x 1/0 + 1 x 2	1/0	53.48	19	1.98	2	33.62	7	1.58	61
2 x 3/0 + 1 x 1/0	3/0	85.01	19	1.98	1/0	53.48	19	1.98	89
3 x 4 + 1 x 4	4	21.15	7	1.58	4	21.15	7	1.58	41
3 x 2 + 1 x 4	2	33.62	7	1.58	4	21.15	7	1.58	55
3 x 1/0 + 1 x 2	1/0	53.48	19	1.98	2	33.62	7	1.58	84
3 x 3/0 + 1 x 1/0	3/0	85.01	19	1.98	1/0	53.48	19	1.98	123
3 x 350 + 1 x 4/0	350	177.3	37	2.39	4/0	107.2	19	1.98	238

**b) PROPIEDADES ELÉCTRICAS
(COND. ALUMINIO)**

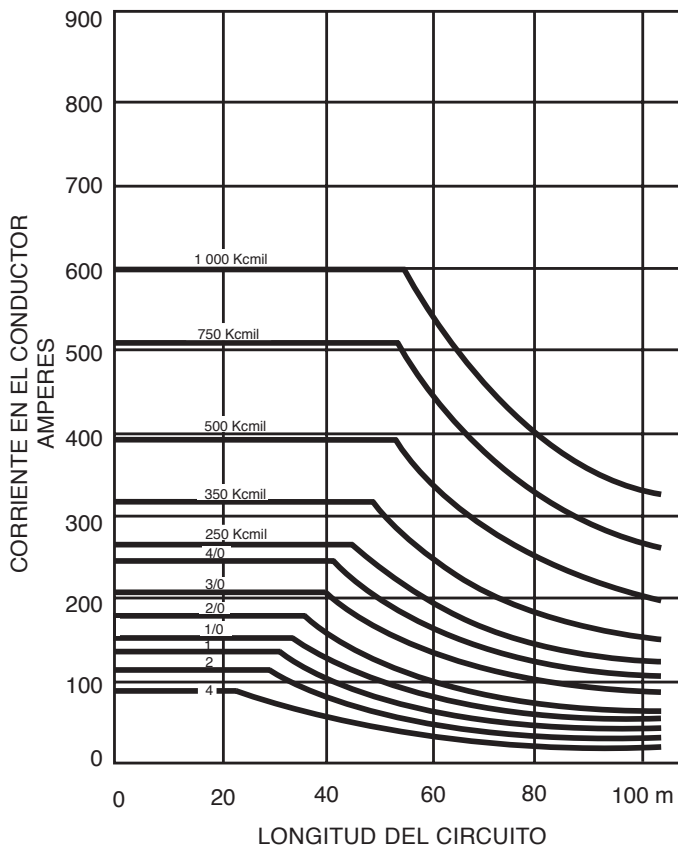
CALIBRE/SECCIÓN			RESISTENCIA A 90°C, C.A. Ohm/km	REACTANCIA INDUCTIVA (TRÍPLEX O CUÁDRUPLEX) Ohm/km	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE* (A)
AWG	Kcmil	mm ²			
4	41.74	21.15	1.744	0.108 7	75
2	66.36	33.62	1.096	0.102 9	100
1/0	105.6	53.48	0.688	0.099 5	135
2/0	133.1	67.43	0.546	0.097 0	150
3/0	167.8	85.01	0.433	0.094 9	175
4/0	211.6	107.2	0.344	0.092 6	205
-	250.0	126.7	0.291	0.093 4	230
-	300.0	152.0	0.242	0.091 7	255
-	350.0	177.3	0.208	0.090 4	280
-	400.0	202.7	0.182	0.089 3	305
-	450.0	228.0	0.162	0.088 5	325
-	500.0	253.4	0.145	0.088 0	350

* Las capacidades de conducción de corriente son para cables a una temperatura del conductor de 90°C, directamente enterrados y una temperatura ambiente de 30°C.

**c) CURVAS DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA
CABLES TRÍPLEX TIPO URD, 600 V
90°C, ALUMINIO**

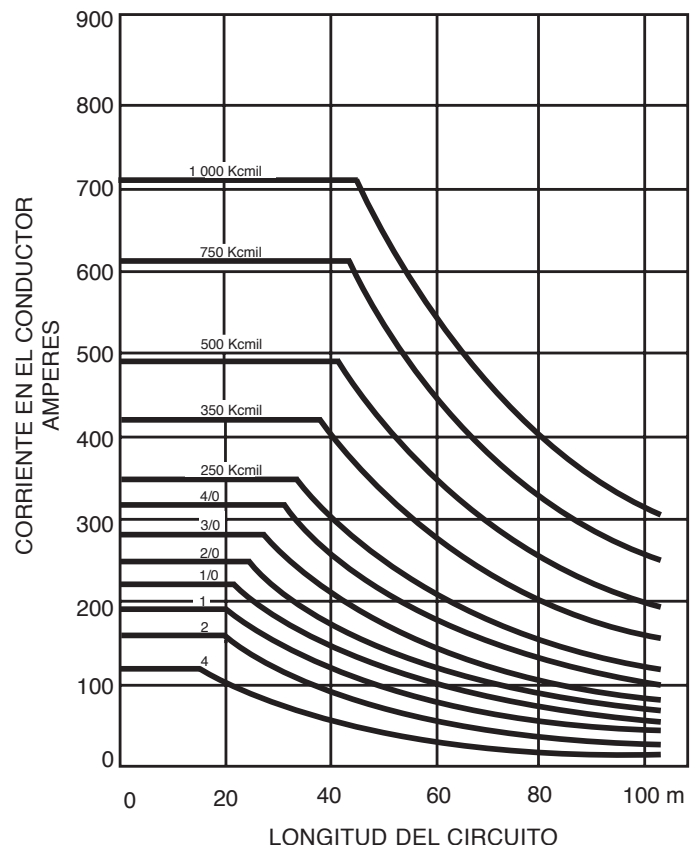
1 FASE, 3 HILOS, 120/240 VOLTS, 3% CAÍDA MÁX. DE TENSIÓN

CONDUCTOR DE ALUMINIO, 90°C EN DUCTO
FACTOR DE POTENCIA 1.0



1 FASE, 3 HILOS, 120/240 VOLTS, 3% CAÍDA MÁX. DE TENSIÓN

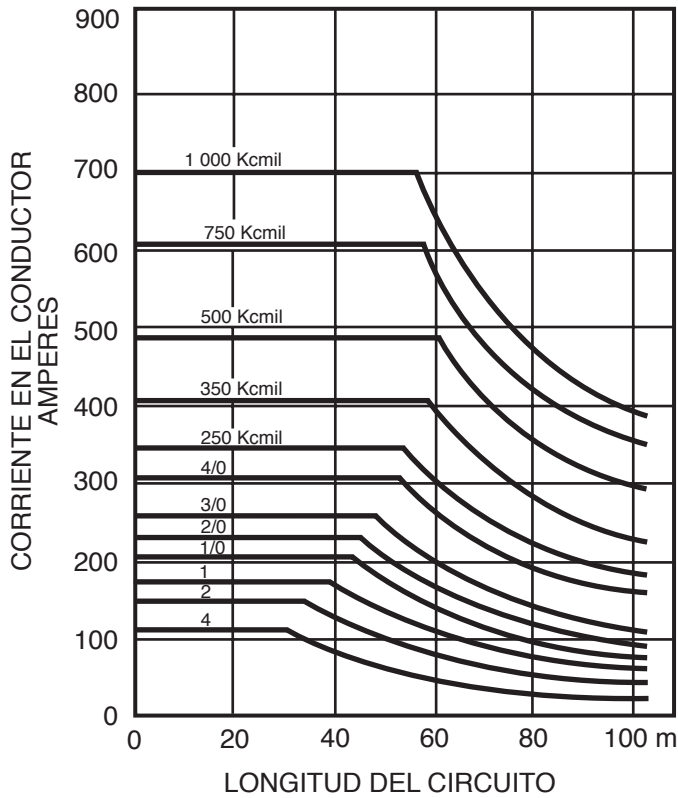
CONDUCTOR DE ALUMINIO, 90°C DIRECTAMENTE ENTERRADOS
FACTOR DE POTENCIA 1.0



**d) CURVAS DE CAÍDA DE TENSIÓN
PARA CABLES TRÍPLEX TIPO
DRS, 600 V 90°C, COBRE**

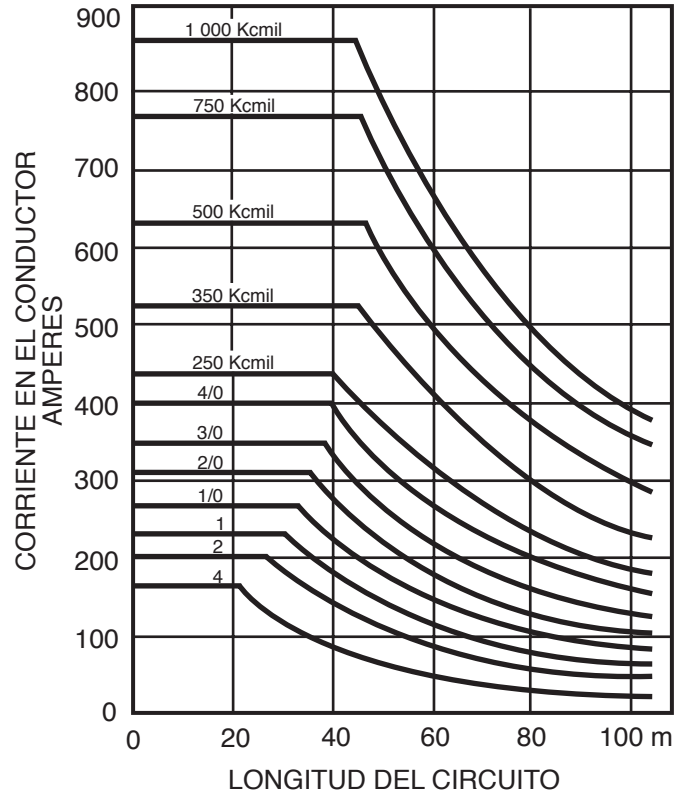
1 FASE, 3 HILOS, 120/240 VOLTS, 3% CAÍDA MÁX. DE TENSIÓN

CONDUCTOR DE COBRE, 90°C EN DUCTO
FACTOR DE POTENCIA 1.0



1 FASE, 3 HILOS, 120/240 VOLTS, 3% CAÍDA MÁX. DE TENSIÓN

CONDUCTOR DE COBRE, 90°C DIRECTAMENTE ENTERRADOS
FACTOR DE POTENCIA 1.0



2.6 Conductores aislados para media y alta tensión

2.6.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN

a) DEFINICIÓN

Se considera como conductor para media y alta tensión, a todo aquél que tenga un aislamiento tal que le permita operar satisfactoriamente en condiciones de seguridad en tensiones superiores de 1 000 volts.

b) CLASIFICACIÓN

Los conductores para instalaciones en alta tensión se clasifican según su aplicación en:

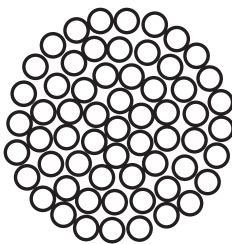
- Conductores para Distribución Comercial e Industrial
- Conductores para Distribución Residencial
- Conductores para Subtransmisión
- Conductores para Transmisión

2.6.2 CONSTRUCCIÓN DE CONDUCTORES PARA MEDIA Y ALTA TENSIÓN

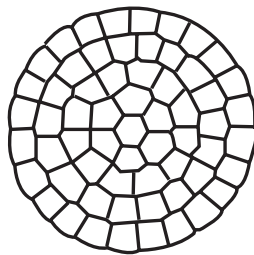
a) CONDUCTOR

Estos pueden ser de cobre suave o de aluminio 1 350 duro, sólidos o cableados en las siguientes construcciones:

CONCÉNTRICOS



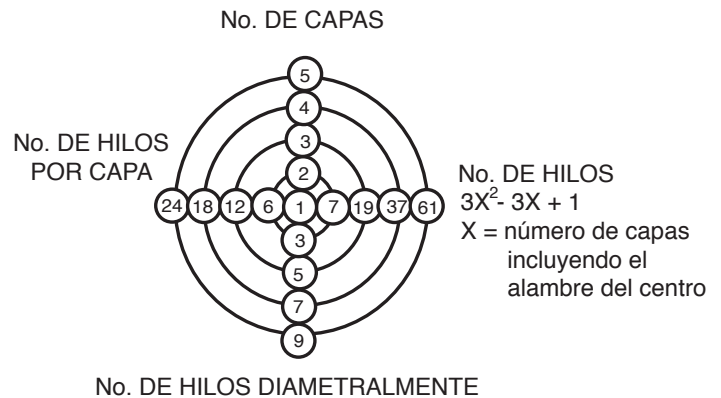
NORMAL



COMPACTADO

Concéntrico Normal.- Cable compuesto por alambres de un mismo diámetro, colocados helicoidalmente en capas concéntricas sobre un alambre central.

Concéntrico Compactado.- Su construcción y número de alambres por capa es igual al cable concéntrico normal. Sin embargo, con el fin de reducir los diámetros y los intersticios entre los alambres, al formar el cable, éste se compacta haciéndolo pasar por una serie de dados y roles donde se reduce el diámetro exterior, sin afectar el área de la sección transversal del material conductor.



b) PANTALLA DE CONDUCTOR

Por especificación, estos cables deben llevar pantalla sobre el conductor a partir de 2 000 V en adelante. Ésta puede darse a base de cinta semiconductor, material semiconductor extruído, o por una combinación de ambos. Su función es la de uniformizar el campo eléctrico.

c) AISLAMIENTO

Los materiales más comunes para el aislamiento de los cables de alta tensión son los termofijos, principalmente el Polietileno de Cadena Cruzada (XLPE) y el terpolímero del Etileno Propileno (EPR). Ambos son para operar en lugares secos, húmedos, o mojados, a una temperatura máxima del conductor de 90°C, 130°C en condiciones de sobrecarga y 250°C en condiciones de cortocircuito.

El espesor del aislamiento está en función de la tensión de instalación y de la categoría del sistema eléctrico en que vaya a operar. Existen tres categorías de sistemas: 100%, 130% y 173% nivel aislamiento. La función del aislamiento es, la de obligar a que la corriente fluya exclusivamente por el conductor y a contener la tensión (volts) dentro de su pared.

d) PANTALLA DE AISLAMIENTO

Esta pantalla está constituida realmente por dos elementos: la semiconductor y la electrostática. La primera, puede darse por medio de cintas semiconductoras o por material semiconductor extruído aplicado directamente sobre el aislamiento. La segunda, electrostática o metálica, normalmente es a base de cintas o alambres de cobre y en ocasiones es una combinación de ambos. La función de la pantalla de aislamiento es la uniformizar el campo eléctrico y la de dar protección al personal que labore en las vecindades del cable.

e) CUBIERTAS EXTERIORES (PROTECTORAS)

Éstas pueden ser de material termoplástico o termofijo, en función del aislamiento de los cables. Las hay de PVC, Polietileno de alta densidad, Neopropeno, o de Hypalon. Su función es la de dar protección a los cables contra ligeros golpes, de la abrasión y del medio ambiente, grasas, aceites, gasolinas. La mayoría de estos materiales para cubierta, pueden tener propiedades de no propagación de la flama o del incendio.

f) ARMADURAS

Para los cables trifásicos o multiconductores, existen varios tipos de armadura para protegerlos de daños mecánicos:

- 1.- Con flejes de acero galvanizado, a base de dos flejes aplicados en hélice abierta, uno cubriendo los espacios libres dejados por el otro y se emplea principalmente en cables para enterrarse directamente.
- 2.- Con armadura engargolada, para cables instalados en charola.
- 3.- Armadura con alambres de acero galvanizado aplicados en hélice a paso muy largo sobre la cubierta del cable, con 100% de cubrimiento. Éstos últimos, generalmente son para instalación vertical.

2.6.3 PRUEBAS EN CABLE TERMINADO

Se efectúan dos tipos de prueba en cables terminados:
 Pruebas de Rutina y Pruebas de Aceptación

a) PRUEBAS DE RUTINA

Características Físicas.- Sobre una placa moldeada de material semiconductor, antes de extruirse, la prueba de Alargamiento por tensión a la ruptura, después de envejecimiento a 121°C durante 168 h, debe ser como mínimo 100% y la temperatura de Fragilidad en Frío, debe ocurrir a no más de -10°C.

Continuidad de las capas semiconductoras.- Las capas semiconductoras extruidas sobre el conductor y sobre el aislamiento deben mostrar continuidad en todo el perímetro de cobertura, cuando se sometan a la prueba de extracción por solventes durante 20 h.

Propiedades Físicas del Aislamiento.- El aislamiento en su estado natural y después de envejecido, debe satisfacer un valor mínimo en MPa y en %, cuando se le someta a las pruebas de Esfuerzo y de Alargamiento por tensión a la ruptura, respectivamente.

Resistividad volumétrica.- La resistividad volumétrica de la capa semiconductor extruida sobre el aislamiento, no debe exceder de 500 $\Omega \cdot m$ medida a 90°C \pm 1°C y a 100°C \pm 1°C.

Adherencia entre el aislamiento y el componente semiconductor extruido sobre el aislamiento.- Para los cables de 5 kV a 46 kV, la fuerza para retirar la capa debe estar entre 30 y 110 N (XLPE) y en el caso de los cables de 69 y 115 kV, el semiconductor debe estar firmemente adherido al aislamiento.

Propiedades Eléctricas del aislamiento.- El XLPE y el EPR deben tener una constante dieléctrica no mayor de 3.5 y 4.0, respectivamente, cuando se prueben a la tensión nominal de fase a tierra, a 60 Hz y a temperatura ambiente. Estos valores deben ser los mismos, cuando se sometan a la prueba de absorción de humedad método eléctrico, después de 24 h en agua a 75°C y determinadas a 3 150 V/mm.

El **factor de ionización** después de 14 días a 75°C, con tensiones de 3 150 V/mm y 1 575 V/mm a 60 Hz, no debe ser mayor de 1% tanto para el XLPE como para el EPR.

Doblez en frío.- Esta prueba se efectúa sobre muestras de cable terminado. La cubierta exterior debe quedar de aspecto uniforme después de la prueba.

Estabilidad Estructural.- Ésta se hace en muestras de cable terminado para tensiones de 69 kV y 115 kV, después de acondicionarlas dentro de un tubo de plástico, a temperatura ambiente, 6 h a 90°C, 6 h a 130°C y nuevamente a temperatura ambiente. Al final de cada etapa se miden las descargas parciales.

Estabilidad Dimensional.- Prueba requerida sólo para cables aislados con XLPE de 69 y 115 kV, en la que la proyección axial del conductor fuera del aislamiento no debe exceder de 4.5 mm.

El resto de las pruebas de rutina son:

Cavidades y contaminantes en el aislamiento e **irregularidades** en las pantallas semiconductoras, **Envejecimiento** en aceite a las cubiertas, **Choque térmico y Agrietamiento en ambiente controlado**.

Base: Norma mexicana NMX-J-142-ANCE.

b) PRUEBAS DE ACEPTACIÓN

Éstas deben realizarse a todos los tramos y a cada uno de los conductores terminados.

Dimensionales.- Espesores de pantallas semiconductoras extruidas; espesor promedio del aislamiento; diámetro sobre el aislamiento; marcado secuencial de la leyenda sobre el retiro de la pantalla semiconductoras antes de la elaboración de uniones y terminales; diseño del componente metálico, y espesor de la cubierta exterior.

Resistencia eléctrica del conductor a corriente directa. Ésta no debe exceder a la máxima especificada en la norma respectiva del conductor desnudo.

Continuidad y resistencia eléctrica del componente metálico, a corriente directa. Los valores obtenidos en esta prueba, se reportan únicamente para información.

Descargas parciales.- Esta prueba debe efectuarse después de la eliminación de los gases de vulcanización del aislamiento y antes de cualquier prueba de corriente alterna y su valor máximo no debe exceder de 5 pC para cables de 5 kV a 46 kV a las tensiones de prueba a corriente alterna.

Para cables de 69 kV y 115 kV, los valores no deben exceder a los indicados en la tabla siguiente:

Tensión de cable, nominal kV	Tensión de cable, a tierra en kV	Tensión de prueba Vt correspondiente a Vt/Vg			
Relación	Vt/Vg	1.0	1.5	2.0	2.5
69 115	39.8 66.4	40 65	60 100	80 135	100 260
Nivel de descarga parcial, máximo permisible en pC		5	5	5	5

Alta tensión corriente alterna.- Las tensiones de prueba para estos cables, están en función de la tensión nominal entre fases del cable y su categoría o nivel de aislamiento. Esta prueba debe realizarse después de la prueba de descargas parciales.

c) PRUEBAS DE CAMPO

Son las pruebas de tensión a corriente directa, que se aplican durante y después de la instalación de los cables, antes de su puesta en servicio y posteriormente cuando el usuario lo requiera.

- Al terminar la instalación. Se aplica durante 5 min consecutivos.
- Después de la instalación. Puede efectuarse una prueba en caso de una falla y después de la reparación, aplicando la tensión de prueba durante 5 min consecutivos.

Base: Norma mexicana NMX-J-142-ANCE.

2.6.4 ESPEORES DE AISLAMIENTO

a) SELECCIÓN DEL ESPESOR DE AISLAMIENTO

La selección del espesor de aislamiento de un cable para emplearse en una instalación particular, debe hacerse considerando la tensión entre fases y la categoría del sistema en que va a operar. Estas categorías son:

Categoría I (100% Nivel de aislamiento). Los cables de esta categoría deben emplearse en sistemas con neutro sólidamente aterrizado y que esté provisto con dispositivos de protección tales, que las fallas a tierra sean despejadas tan rápido como sea posible, pero en cualquier caso dentro de un minuto. También pueden utilizarse en otros sistemas para los cuales sean aceptables, siempre y cuando se cumpla con los requisitos antes mencionados.

Categoría II (133% Nivel de aislamiento). Los cables de esta categoría corresponden a los anteriormente

designados como sistema con neutro aislado. Estos cables se utilizan cuando no puedan cumplirse con los requisitos de eliminación de la falla de la categoría I, (100% Nivel de aislamiento), pero en los que exista una seguridad razonable de que la sección que presente una falla a tierra, será desenergizada en un tiempo no mayor de una hora. También pueden emplearse cuando se requiera de un esfuerzo dieléctrico mayor al de los cables con categoría I.

Categoría III (173% Nivel de aislamiento). Los cables de esta categoría deben emplearse en sistemas donde el tiempo requerido para despejar la sección que presente la falla a tierra sea indefinido. Para el espesor de aislamiento y tensiones de prueba, debe consultarse al fabricante.

b) ESPEORES DE AISLAMIENTO (XLPE O EPR), TENSIONES DE PRUEBA c.a. Y c.c. Y CALIBRE DE CONDUCTORES

TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES kV	DESIGNACIÓN DEL CONDUCTOR		ESPESOR DEL AISLAMIENTO NOMINAL mm		TENSIÓN DE PRUEBA A.C.A. kV*		TENSIÓN DE PRUEBA A.C.C. EN kV			
	SECCIÓN NOMINAL mm ²	CALIBRE AWG/ Kcmil					AL TERMINAR LA INSTALACIÓN 5 min.		DESPUÉS DE LA INSTALACIÓN EN CASO DE FALLA, 5 min.	
			CAT.I	CAT.II	CAT.I	CAT.II	CAT.I	CAT.II		
5	8.4 a 506.7	8 a 1 000	2.30	2.90	18	23	28	36	9	11
	Mayor de 506.7	Mayor de 1 000	3.60	3.60	28	28	28	36	9	11
8	13.3 a 506.7	6 a 1 000	2.90	3.50	23	28	36	44	11	14
	Mayor de 506.7	Mayor de 1 000	4.45	4.45	35	35	36	44	11	14
15	33.62 a 506.7	2 a 1 000	4.45	5.60	35	44	56	64	18	20
	Mayor de 506.7	Mayor de 1 000	5.60	5.60	44	44	56	64	18	20
25	42.4 a 1 013	1 a 2 000	6.60	8.10	52	64	80	96	25	30
35	53.5 a 1 013	1/0 a 2 000	8.80	10.70	69	84	100	124	31	39
46	107.2 a 1 013	4/0 a 2 000	11.30	14.70	89	116	132	172	41	54
69	253.4 a 1 013	500 a 2 000	16.50	16.50	100	100	192	192	61	61
115	380.0 a 1 013	750 a 2 000	20.30	20.30	160	160	**	**	**	**

Los valores de tensión y espesores de aislamiento están basados en la Norma Mexicana NMX-J-142-ANCE.

*La tensión de prueba a corriente alterna se aplica durante 5 min. en cables de 5 kV a 46 kV, mientras que para cables de 69 kV y 115 kV durante 30 min.

** Para cables de 115 kV, las pruebas de campo después de la instalación están sujetas a un acuerdo entre comprador y fabricante.

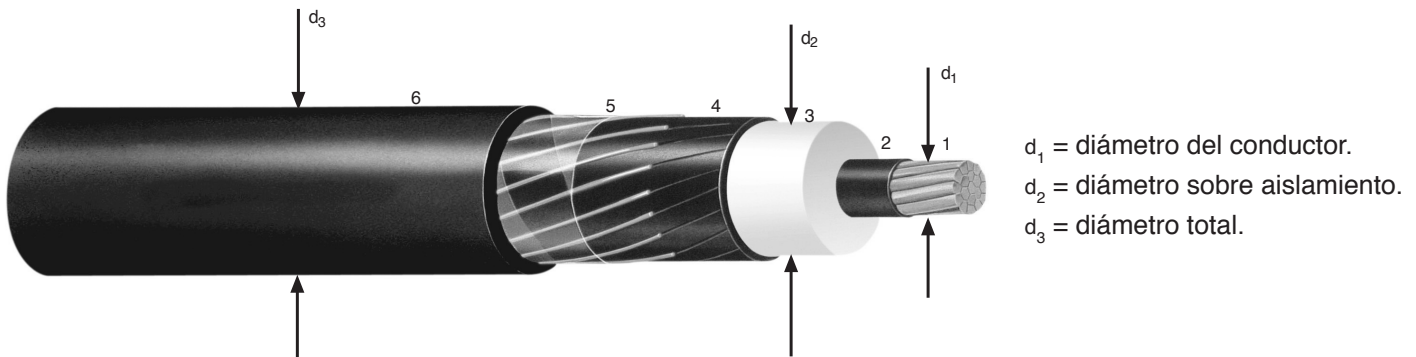
2.6.5 CABLES DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA

a) DIMENSIONES NOMINALES DE CABLES TIPO DS. CATEGORÍA I, (100% N de A)

CONSTRUCCIÓN SEGÚN ESPECIFICACIÓN NRF-024-CFE

Normas de referencia:

NMX-J-012, NMX-J-032, NMX-J-059,
NMX-J-062, NMX-J-142 y NMX-J-292.



CABLE PARA USO EN AMBIENTES SECOS.

- 1.- El conductor puede ser de cobre suave o de aluminio 1 350 clase B, comprimido o compactado, con bloqueador de humedad.
- 2.- El conductor debe llevar una pantalla semiconductora extruida, con espesor promedio no menor de 0.38 mm.
- 3.- El aislamiento puede ser polietileno de cadena cruzada (XLP o XLP-RA). Estos son para operar satisfactoriamente en lugares húmedos o secos, a una temperatura máxima en el conductor de 90°C, 130°C en condiciones de emergencia y 250°C en condiciones de cortocircuito.
- 4.- La pantalla sobre el aislamiento debe ser una capa de material semiconductor extruido y de color negro.
- 5.- Debe llevar una pantalla metálica a base de alambres de cobre aplicados helicoidalmente y en contacto con la pantalla semiconductora del aislamiento.
- 6.- La cubierta exterior debe ser extruida y de un compuesto de policloruro de vinilo (PVC), de color rojo o de polietileno de color negro con tres franjas rojas.

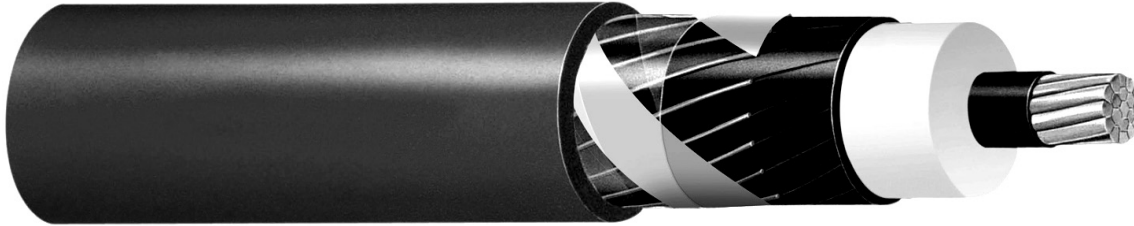
CALIBRE O SECCIÓN NOMINAL		NÚMERO DE ALAMBRES	DIÁMETRO DEL CONDUCTOR mm	DIÁMETRO SOBRE EL AISLAMIENTO mm			DIÁMETRO TOTAL APROXIMADO mm		
AWG/Kcmil	mm ²			15 000 V	25 000 V	35 000 V	15 000 V	25 000 V	35 000 V
2	33.6	7	7.2	17.8	—	—	26.8	—	—
1/0	53.5	19	9.2	19.9	24.4	29.0	29.1	33.8	39.3
2/0	67.4	19	10.3	21.1	25.6	30.1	30.3	35.0	40.5
3/0	85.0	19	11.6	22.4	26.9	31.5	31.7	37.1	41.9
4/0	107.2	19	13.0	23.9	28.4	33.0	33.3	38.7	43.5
250	126.7	37	14.2	25.4	29.9	34.5	34.8	40.2	45.0
300	152.0	37	15.5	26.8	31.3	35.9	37.0	41.7	48.2
350	177.3	37	16.8	28.1	32.6	37.2	38.4	43.1	49.6
400	202.7	37	17.9	29.3	33.9	38.4	39.6	44.4	50.8
500	253.4	37	20.0	31.6	36.1	40.6	42.0	48.4	54.3
600	304.0	61	22.0	33.9	38.4	42.9	44.4	50.8	56.7
750	380.0	61	24.6	36.6	41.1	45.7	48.9	54.8	59.6
1 000	506.7	61	28.4	40.6	45.1	49.6	54.2	59.0	63.8

b) DIMENSIONES NOMINALES PARA CABLES DE EPR 69 kV CATEGORÍA I, (100% Nivel de aislamiento)

CONSTRUCCIÓN SEGÚN ESPECIFICACIÓN CFE E0000-17

Normas de referencia:

NMX-J-012, NMX-J-032, NMX-J-059, NMX-J-062, NMX-J-142 y NMX-J-292.



CABLE PARA USO EN AMBIENTES SECOS.

- 1.- El conductor puede ser de cobre o de aluminio 1 350 duro clase B, comprimido o compactado, con bloqueador de humedad.
- 2.- El conductor debe llevar una pantalla semiconductora extruida.
- 3.- El aislamiento, polímero de etileno propileno, es para operar satisfactoriamente en lugares húmedos o secos y a una temperatura máxima en el conductor de 90°C, a 130°C en condiciones de emergencia, y a 250°C en condiciones de cortocircuito.
- 4.- La pantalla sobre el aislamiento debe ser una capa de material semiconductor extruido y de color negro.
- 5.- Debe llevar una pantalla metálica a base de alambres de cobre de sección 2.61 mm² (13 AWG) y cinta de cobre dispuesta en hélice abierta sobre los alambres. El número de alambre se calcula para cada instalación particular.
- 6.- La cubierta exterior debe ser extruida y de compuesto de policloruro de vinilo (PVC), en color rojo, o de PEAD en color rojo o negro con tres franjas rojas.

CALIBRE AWG/Kcmil	ÁREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL	NÚMERO DE HILOS	DIÁMETRO DEL CONDUCTOR	DIÁMETRO SOBRE EL AISLAMIENTO	DIÁMETRO TOTAL APROXIMADO	PESO TOTAL APROXIMADO kg/100 m	
	mm ²		mm	mm	mm	COBRE	ALUMINIO
500	253.4	37	20.0	56.9	72	678	515
600	304.0	61	22.0	59.2	74	747	552
750	380.0	61	24.6	61.9	79	871	627
1 000	506.7	61	28.4	65.9	83	1 029	703
1 250	633.4	91	32.7	70.8	88	1 196	788
1 500	760.1	91	35.9	74.0	92	1 347	858

Nota:

- La construcción mostrada en la tabla anterior, se calculó con un espesor de aislamiento de 16.51 mm y una pantalla metálica de 45 alambres de 0.653 mm² (19 AWG).
- Los valores dimensionales son nominales y por tanto están sujetos a tolerancias de manufactura. Para efecto de seleccionar accesorios (empates y terminales), favor de consultar al fabricante.

**c) DIMENSIONES NOMINALES PARA
CABLES DE XLPE 69 Y 115 kV
CATEGORÍA I, (100% Nivel de aislamiento)**

CONSTRUCCIÓN SEGÚN ESPECIFICACIÓN CFE E0000-17

Normas de referencia:

NMX-J-012, NMX-J-032, NMX-J-059

MNX-J-062, NMX-J-142 y NMX-J-292.



- 1.- El conductor puede ser de cobre o de aluminio 1 350 duro clase B, comprimido o compactado.
- 2.- El conductor debe llevar una pantalla semiconductora extruida.
- 3.- El aislamiento de cadena cruzada, es para operar satisfactoriamente en lugares húmedos o secos y a una temperatura máxima en el conductor de 90°C, a 130°C en condiciones de emergencia, y a 250°C en condiciones de cortocircuito.
- 4.- La pantalla sobre el aislamiento debe ser una capa de material semiconductor extruido y de color negro.
- 5.- Debe llevar una pantalla metálica a base de alambres de cobre de sección 0.653 mm² (19 AWG) y cinta de cobre dispuesta en hélice abierta sobre los alambres. El número de alambres se calcula para cada instalación particular.
- 6.- La cubierta exterior debe ser extruida y de compuesto de policloruro de vinilo (PVC), en color rojo.

69 kV. 100% Nivel de aislamiento. Espesor de aislamiento = 16.51 mm.

CALIBRE AWG/Kcmil	ÁREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL	NÚMERO DE HILOS	DIÁMETRO DEL CONDUCTOR	DIÁMETRO SOBRE EL AISLAMIENTO	DIÁMETRO TOTAL APROXIMADO	PESO TOTAL APROXIMADO kg/100 m	
	mm ²		mm	mm	mm	COBRE	ALUMINIO
500	253.4	37	20.0	56.9	72	622	459
600	304.0	61	22.0	59.2	74	688	492
750	380.0	61	24.6	61.9	79	808	564
1 000	506.7	61	28.4	65.9	83	960	634
1 250	633.4	91	32.7	70.8	88	1 121	713
1 500	760.1	91	35.9	74.0	92	1 267	778

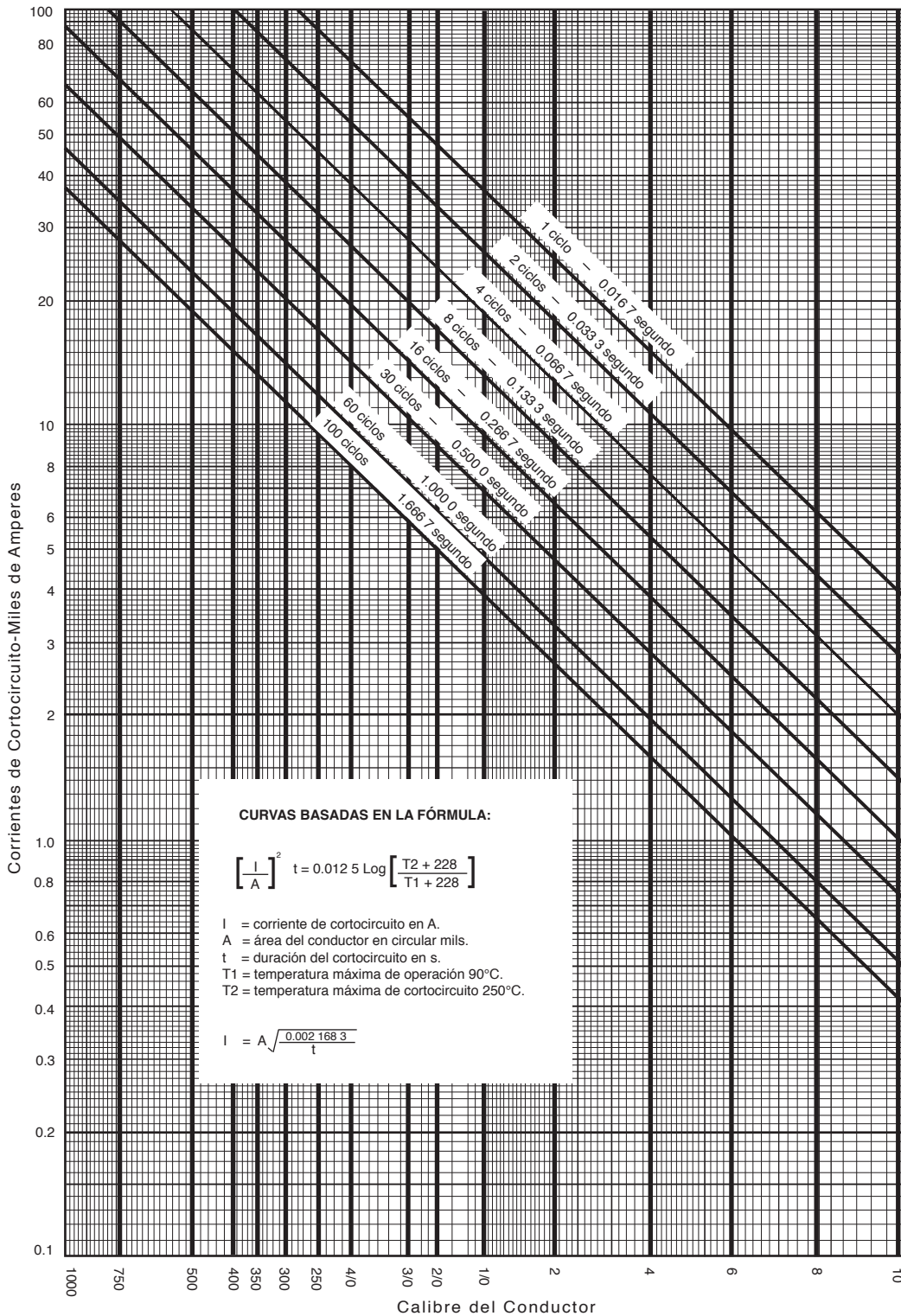
115 kV. 100% Nivel de Aislamiento. Espesor de aislamiento = 20.32 mm.

CALIBRE AWG/Kcmil	ÁREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL	NÚMERO DE HILOS	DIÁMETRO DEL CONDUCTOR	DIÁMETRO SOBRE EL AISLAMIENTO	DIÁMETRO TOTAL APROXIMADO	PESO TOTAL APROXIMADO kg/100 m	
	mm ²		mm	mm	mm	COBRE	ALUMINIO
750	380.0	61	24.6	69.9	87	910	666
800	405.4	61	25.4	70.8	88	942	681
1 000	506.7	61	28.4	73.9	92	1 067	741
1 250	633.4	91	32.7	78.8	97	1 233	826
1 500	760.1	91	35.9	82.0	100	1 384	895

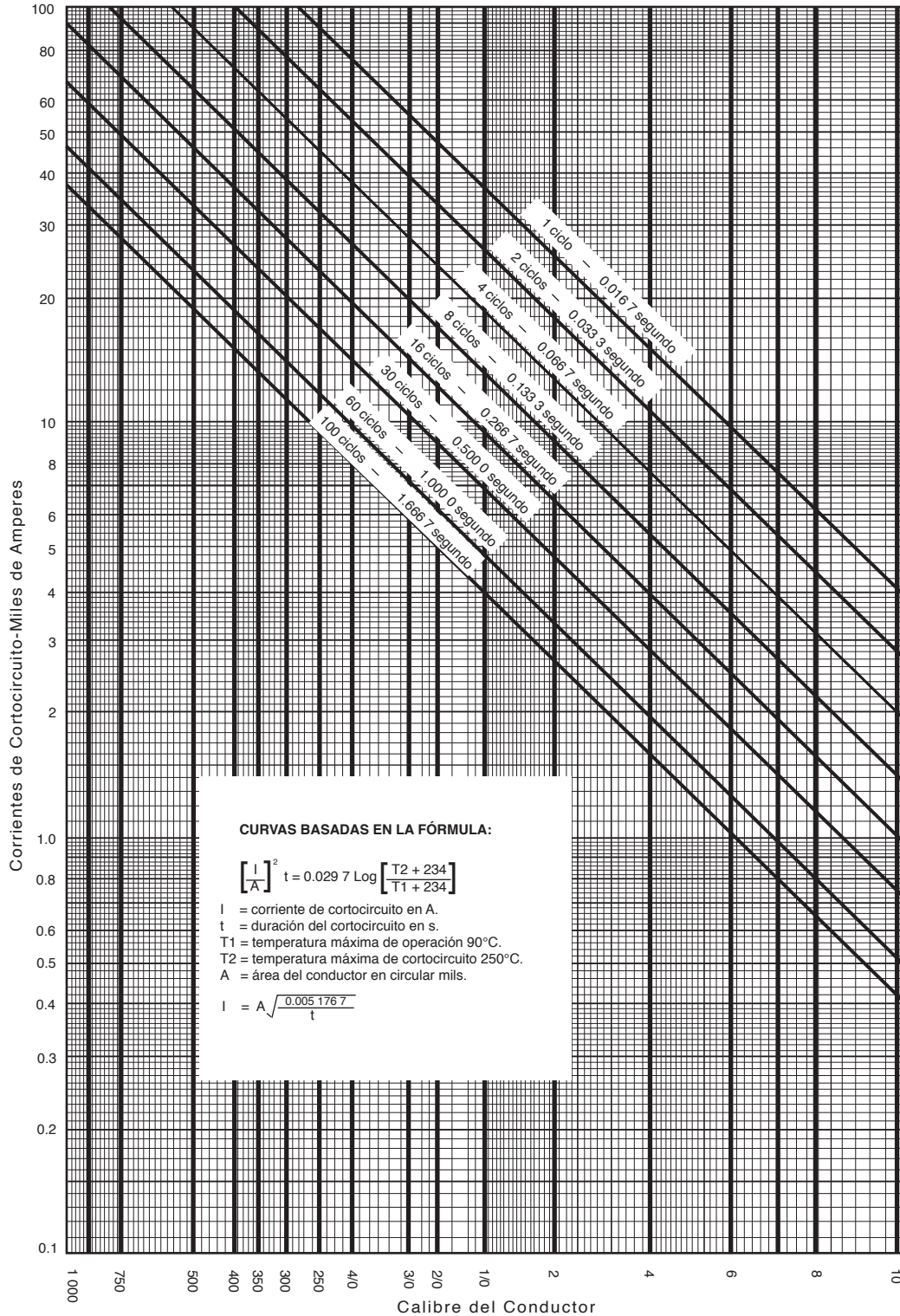
Nota:

- Las construcciones mostradas en las tablas anteriores, se calcularon con una pantalla metálica de 45 alambres de 0.653 mm² (19 AWG).
- Los valores dimensionales son nominales y por tanto están sujetos a tolerancias de manufactura. Para efecto de seleccionar accesorios (empates y terminales), favor de consultar al fabricante.

d) GRÁFICA DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES DE ALTA TENSIÓN, CON CONDUCTOR DE ALUMINIO Y AISLAMIENTO DE POLIETILENO DE CADENA CRUZADA (XLPE) O DE ETILENO PROPILENO (EPR)



e) **GRÁFICA DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES DE ALTA TENSIÓN, CON CONDUCTOR DE COBRE Y AISLAMIENTO DE POLIETILENO DE CADENA CRUZADA (XLPE) O DE ETILENO PROPILENO (EPR)**



2.6.6 INSTALACIÓN BAJO TIERRA DE CABLES TIPO DS

a) TIPOS DE INSTALACIÓN

Existen cuatro formas comunes para instalar cables bajo tierra:

- I.- DIRECTAMENTE ENTERRADOS
- II.- EN DUCTOS ENTERRADOS
- III.- EN TRINCHERAS
- IV.- EN TÚNELES

I. Directamente Enterrados: se abre una zanja, se tienden en ella los cables y se rellena de nuevo con terreno nativo o con arena térmica. Los cables quedan completamente rodeados y en contacto con el terreno. Permite una gran capacidad de corriente en los mismos.

II. En ductos enterrados: se abre una zanja, se colocan y fijan los ductos, y se rellena de nuevo la zanja, ya sea con terreno nativo o con arena térmica. Los ductos pueden también ir embebidos en concreto, en cuyo caso se trata de una instalación en banco de ductos. Colocado todo el sistema de ductos y construídos los registros, se instalan los cables introduciéndolos en ellos. Proporciona una excelente protección a los cables.

III. En Trincheras: se abre una zanja, se recubre interiormente con una capa de concreto y se hace una preparación para colocar tapas a todo lo largo. Las tapas pueden ser de lámina o lozas de concreto que puedan retirarse fácilmente. Los cables se colocan en el fondo de la trinchera. En ésta se permite un rápido acceso a los cables, facilitando el mantenimiento a los mismos.

IV.- En túneles: en este tipo de instalación, los cables de energía eléctrica, así como la tubería de agua, gas, vapor, aire comprimido, etc., van alojados dentro del túnel. Los cables se acomodan en soportes o charolas colocadas en las paredes del mismo. Estos túneles son lo suficientemente amplios que permiten el paso al personal de inspección y de mantenimiento y la circulación del aire de enfriamiento. El costo de este tipo de instalación es elevado.

TENDIDO DE CABLES

Cables directamente enterrados. Considerando que ya se tiene preparada una zanja de dimensiones adecuadas, se recomienda tender en el fondo de ella una cama de arena de río de unos 10 cm de espesor y sobre ésta colocar los cables. La distancia entre centros de cables debe ser de 20 cm aproximadamente. Los cables de energía no deben tenderse tensados, sino que debe permitirseles que serpeteen con objeto de que puedan absorber fácilmente movimientos, dilataciones y contracciones del terreno, o del mismo cable en su ciclo de carga: esfuerzos mecánicos causados por sobrecarga en condiciones de falla. Tendidos los cables, se cubren con otra capa de arena de 10 cm de espesor y el resto de la zanja se rellena con la misma tierra que se sacó al hacerla.

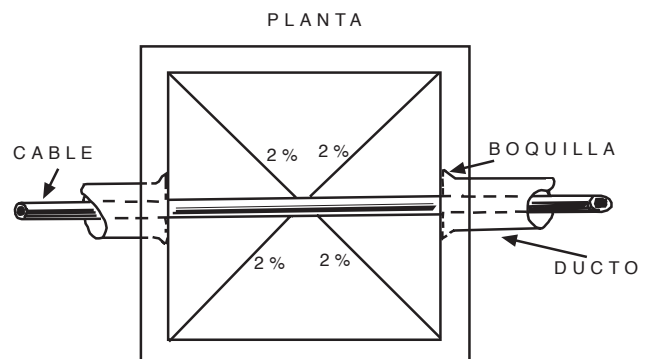
Los pasos de calles, vías, etc., normalmente se hacen con cables instalados en ducto, a fin de que una reparación en ellos pueda efectuarse sin alterar el tráfico.

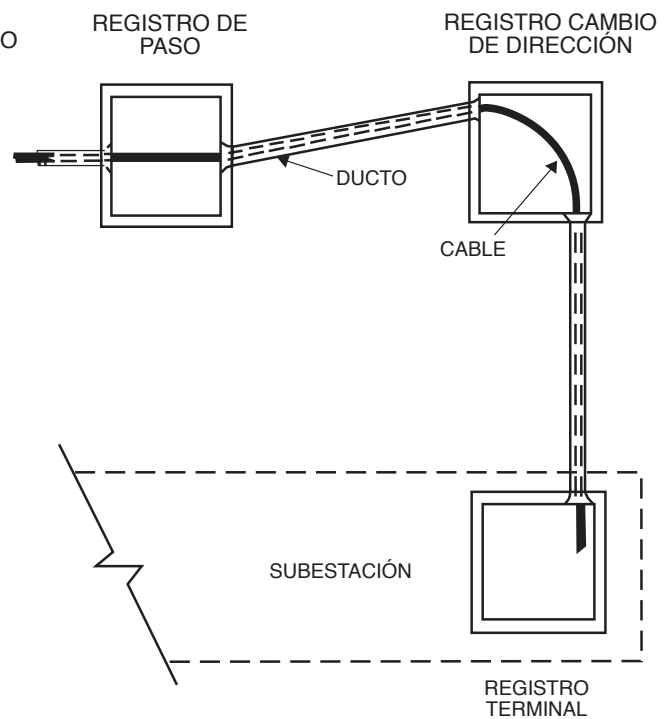
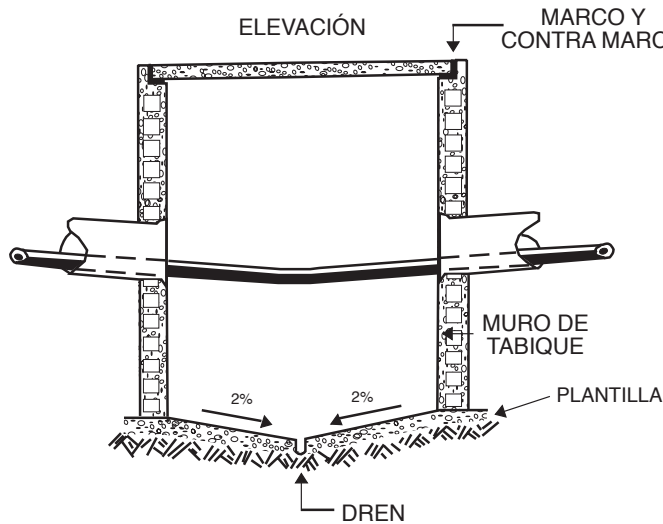
Cables instalados en ductos. Considerando que los ductos se instalaron del tamaño adecuado, en configuración y con distancias entre registros convenientes, nivelados y drenados correctamente, lo primero por hacer es liberar los registros de materiales, madera, etc., para dejarlos limpios.

La colocación de los ductos en los registros es muy importante, así como los radios de curvatura a los que pueden someterse los cables para no dañar su aislamiento.

REGISTROS:

Éstos pueden clasificarse en : Registros de paso y Registros de cambio de dirección. Los registros de paso son aquellos en los cuales los cables se jalan y los ductos van colocados en el centro del registro en caras opuestas y a la misma altura.





Los registros de cambio de dirección, son aquellos en los cuales la dirección de los cables sufre un giro debido a las condiciones del recorrido de la instalación, o que son principio o fin de trayectoria. En estos registros, las tuberías o ductos se instalan cargados a una esquina para facilitar los radios de curvatura de los cables. Ver la figura siguiente:

b) TENSIÓN DE JALADO

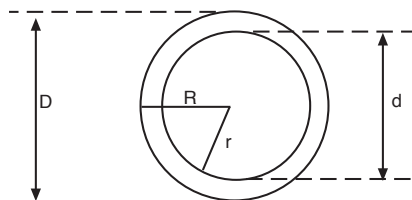
La fuerza requerida para instalar un cable o grupo de cables dentro de un sistema subterráneo de ductos enterados o en un banco de ductos, depende de: peso del cable; longitud del circuito; coeficiente de fricción entre el ducto y los cables; geometría de la trayectoria, (recta, curva, etc.) y del acomodo de los cables.

El valor máximo aceptable de la fuerza o tensión que se puede aplicar a un cable para su instalación, depende del elemento del cable en donde se aplique la fuerza: en el conductor, en la cubierta exterior, o en la armadura de alambres. El valor máximo de la tensión aplicada a un cable, no debe exceder de los indicados en la siguiente tabla:

Tabla b.-

CABLES DE UN CONDUCTOR DE:	TENSIÓN MÁXIMA DE JALADO	
	kg	Lbs.
a).- Con anillo u ojo de tracción		
Cobre	$7.15 \times \text{área del conductor en mm}^2$	$15.76 \times \text{área del conductor en mm}^2$
	$0.003\ 624 \times \text{área del conductor en circular mils.}$	$0.008 \times \text{área del conductor en circular mils.}$
Aluminio 1 350, temple duro	$5.371 \times \text{área del conductor en mm}^2$	$11.84 \times \text{área del conductor en mm}^2$
	$0.002\ 721 \times \text{área del conductor en circular mils.}$	$0.006 \times \text{área del conductor en circular mils.}$
b).- Con manga de malla de acero sobre la cubierta exterior.		
Cable con cubierta polimérica (PVC), Polietileno, Neopreno, etc.)	454	1 000
Cable con cubierta de plomo	$0.070\ 3 \times \text{cada cm}^2 \text{ de área del plomo}^*$	$1\ 500 \times \text{cada pulgada}^2 \text{ de área del plomo}^*$

* El área a considerar será la sección y se determina en la siguiente forma:



El área total del cable incluyendo el plomo es:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} ; A = \pi R^2$$

El área total del cable sin el plomo es:

$$a = \frac{\pi d^2}{4} ; a = \pi r^2$$

De donde el área del plomo será:

$$A_p = A - a$$

$$A_p = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \text{ ó } \pi (R^2 - r^2)$$

$$A_p = 0.785 (D^2 - d^2) \text{ ó}$$

$$A_p = 3.1416 (R^2 - r^2)$$

FÓRMULAS PARA TENSIÓN DE JALADO

TENSIÓN DE JALADO EN: TRAMO RECTO HORIZONTAL

$$T_1 = L W \mu c$$

TRAMO RECTO INCLINADO HACIA ARRIBA

$$T_1 = L W (\mu c \cos \phi + \text{sen } \phi)$$

TRAMO RECTO INCLINADO HACIA ABAJO

$$T_1 = L W (\mu c \cos \phi - \text{sen } \phi)$$

TRAMO CON CURVA

$$T = T_1 e^{a\mu c}$$

Para utilizar esta última fórmula, se deberá tener en cuenta que la tensión (T_1) antecede al tramo con curva, ya sea horizontal, o bien hacia arriba o hacia abajo.

En las fórmulas anteriores se tiene:

ϕ = ángulo de inclinación en grados

T = tensión en kilogramos.

L = longitud del ducto en metros.

W = peso del cable en kilogramos por metro.

μc = coeficiente de fricción.

e = base de logaritmo neperiano (2. 718).

a = ángulo de la curva en radianes.

Para tramos con curvas, la presión sobre las paredes de la curva no debe exceder de 450 kg/m y la fórmula para determinar esta presión es:

$$p = \frac{\text{Tensión en el tramo}}{\text{Radio de curvatura}}$$

Máxima longitud de jalado permisible en tramo recto:

$$L \text{ máx.} = \frac{T \text{ máx.}}{\mu c W}$$

donde:

Lmáx = longitud de jalado, en m.

Tmáx = tensión máxima en kg.

μc = coeficiente de fricción

W = peso del cable en kg/m.

A continuación se dan valores $e^{a\mu c}$ para facilitar la utilización de la fórmula, así como valores para radios de curvatura.

VALORES DE $e^{a\mu c}$

ÁNGULO EN		TIPO DE MATERIAL			
		PLÁSTICO	FIERRO	CEMENTO	BARRO Y OTROS
		COEFICIENTE DE FRICCIÓN (μc)			
GRADOS	RADIANES	0.30	0.40	0.50	0.75
15	0.261	1.08	1.11	1.14	1.22
30	0.523	1.16	1.23	1.30	1.48
45	0.785	1.26	1.37	1.48	1.80
60	1.047	1.36	1.52	1.68	2.19
75	1.308	1.48	1.68	1.92	2.66
90	1.570	1.60	1.87	2.19	3.25
105	1.832	1.73	2.08	2.49	3.95
120	2.090	1.87	2.30	2.84	4.79

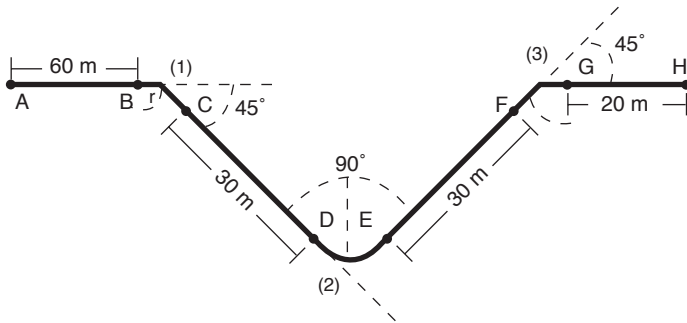
RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA

CABLES CON PANTALLA	
PANTALLA A BASE DE CINTAS	12D*
PANTALLA A BASE DE ALAMBRES	8D*

D* = Diámetro exterior del cable con pantalla metálica.

c) EJEMPLO DE APLICACIÓN

Determinar la tensión máxima de jalado del cable de un conductor de aluminio 1 350 temple duro, VIKON EPR-PVC calibre 500 Kcmil, (253.4 mm²), con anillo de tracción sujeto al conductor. Se instalará en ducto de concreto de 10 cm de diámetro. El peso del cable es de 2.46 kg/m, el coeficiente de fricción es 0.5 y los radios de curvatura de 3 m.



De la tabla b anterior, la tensión máxima de jalado es:

$$T_{\text{máx}} = 5.371 \times 253.4 = 1\,361 \text{ kg.}$$

Jalado de A hacia H.

Normalmente la tensión se calcula en forma progresiva como sigue:

$$\text{Tensión en B (T1)} = L \times W \times \mu c = 60 \times 2.46 \times 0.5 = 73.8 \text{ kg.}$$

$$\text{Tensión en C (T2)} = T_1 e^{a\mu c} = 73.8 \times 1.48 = 109.2 \text{ kg.}$$

$$\text{Tensión en D (T3)} = T_2 + T_1 e^{a\mu c} = 109.2 + (30 \times 2.46 \times 0.5) = 146.1 \text{ kg.}$$

$$\text{Tensión en E (T4)} = T_3 e^{a\mu c} = 146.1 \times 2.19 = 320.0 \text{ kg.}$$

$$\text{Tensión en F (T5)} = T_4 + T_1 e^{a\mu c} = 320.0 + (30 \times 2.46 \times 0.5) = 356.9 \text{ kg.}$$

$$\text{Tensión en G (T6)} = T_5 e^{a\mu c} = 356.9 \times 1.48 = 528.2 \text{ kg.}$$

$$\text{Tensión en H (T7)} = T_6 + T_1 e^{a\mu c} = 528.2 + (20 \times 2.46 \times 0.5) = 552.8 \text{ kg.}$$

Presión sobre las paredes de las curvas:

$$\text{Curva (1)} \quad p = \frac{109.2}{3} = 36.4 \text{ kg.}$$

$$\text{Curva (2)} \quad p = \frac{320.0}{3} = 106.7 \text{ kg.}$$

$$\text{Curva (3)} \quad p = \frac{528.2}{3} = 176.1 \text{ Kg.}$$

Por los datos obtenidos, se observa que los valores de tensiones no son elevados, por lo que es posible hacer el cableado de punto “A” al “H”. Sin embargo, si la instalación lo permite, se deberá calcular la tensión si se jalara por el otro extremo.

Jalado de H hacia A.

Tensión en G (T1) = $L \times W \times \mu c = 20 \times 2.46 \times 0.5 = 24.6 \text{ kg.}$

Tensión en F (T2) = $T1e^{a\mu c} = 24.6 \times 1.48 = 36.4 \text{ kg.}$

Tensión en E (T3) = $T2 + T_1 e^{a\mu c} = 36.4 + (30 \times 2.46 \times 0.5) = 73.3 \text{ kg.}$

Tensión en D (T4) = $T3 e^{a\mu c} = 73.3 \times 2.19 = 160.5 \text{ kg.}$

Tensión en C (T5) = $T4 + T_1 e^{a\mu c} = 160.5 + (30 \times 2.46 \times 0.5) = 197.4 \text{ kg.}$

Tensión en B (T6) = $T5 e^{a\mu c} = 197.4 \text{ kg} \times 1.48 = 292.2 \text{ kg.}$

Tensión en A (T7) = $T6 + T_1 e^{a\mu c} = 292.2 + (60 \times 2.46 \times 0.5) = 366.0 \text{ kg.}$

Presión sobre las paredes de las curvas:

$$\text{Curva (3)} \quad p = \frac{36.4}{3} = 12.1 \text{ kg.}$$

$$\text{Curva (2)} \quad p = \frac{160.5}{3} = 53.5 \text{ kg.}$$

$$\text{Curva (1)} \quad p = \frac{292.2}{3} = 97.4 \text{ kg.}$$

De los resultados anteriores, puede deducirse que resultaría más conveniente cablear del punto "H" hacia el punto "A", ya que la tensión a aplicar es menor.

En ambos cálculos, los valores de tensión obtenidos son inferiores al de la tensión máxima de jalado calculado inicialmente.

**Cables de energía mediana tensión,
con cubierta exterior
altamente deslizable tipo  de PVC, rojo**

Nuestro trabajo de laboratorio y de campo, nos llevaron a la formulación de una cubierta exterior capaz de ofrecer características óptimas: baja absorción de agua, operaciones mejoradas en condiciones de incendio y característica RAD® de ser altamente deslizable.

Así, los cables de energía Viakon para Media Tensión tipo RAD®, cuentan ahora con una cubierta exterior formulada para que el cable pueda deslizar fácilmente durante su proceso de instalación, en ductos de polietileno de PVC. Esta característica permite reducir la tensión mecánica requerida durante la instalación, simplificando procesos, reduciendo esfuerzos, tiempos y riesgos e incrementando la confiabilidad y expectativa de vida del cable. Lo anterior permite aumentar la productividad en la instalación, sin sacrificar las propiedades ni el desempeño de cable.

Capítulo

3

Equipo eléctrico y su aplicación

Contenido

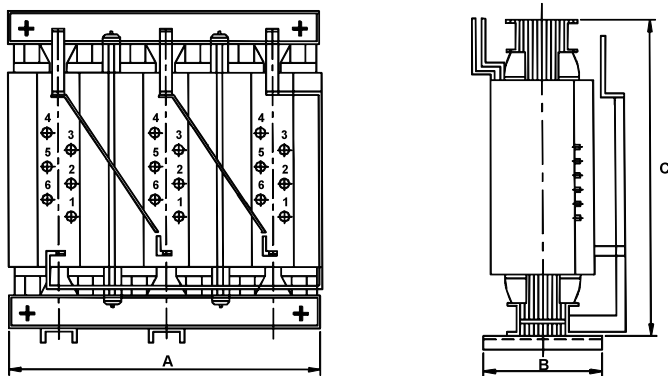
3.1	Transformadores de potencia.	157		
3.1.1	Partes constructivas del transformador.	157	3.3.15	Transformadores en condición de desbalance. 194
3.1.2	El tanque conservador del líquido aislante.	158	3.4	Reglas de seguridad recomendadas para la realización de trabajos de mantenimiento. 197
3.1.3	Secador de aire.	158	3.5	Métodos para la verificación de la continuidad en circuitos eléctricos. 199
3.1.4	El núcleo.	161	3.5.1	Verificación de la continuidad en circuitos energizados. 200
3.1.5	El cambiador de derivaciones.	165	3.5.2	Pruebas y métodos. 201
3.2	Características eléctricas de los transformadores de potencia.	171	3.5.3	Dispositivos e instrumentos de prueba. 201
3.2.1	Pérdidas.	171	3.5.4	Lámpara indicadora o de prueba. 201
3.2.2	Pérdidas en vacío.	172	3.5.5	Aplicaciones. 202
3.2.3	Pérdidas con carga.	174	3.5.6	Lámpara de prueba de neón. 202
3.2.4	La impedancia porcentual de los transformadores.	176	3.5.7	Vóltmetros y ampérmetros. 204
3.2.5	Ábaco para la determinación del rendimiento en transformadores.	177	3.5.8	Multímetros y óhmetros. 206
3.2.6	Regulación de voltaje.	179	3.5.9	Uso del multímetro. 206
3.3	Conexiones para la operación de transformadores.	181	3.5.10	Operación de un multímetro digital. 207
3.3.1	La polaridad de los transformadores.	181	3.5.11	Probadores de resistencia de aislamiento o meggers. 209
3.3.2	Marcación de las terminales.	182	3.5.12	Desarrollo de la prueba de resistencia de aislamiento. 209
3.3.3	El método del golpe inductivo con corriente directa.	182	3.5.13	Pruebas opcionales. 210
3.3.4	Método de la corriente alterna.	183	3.6	Motores de inducción de corriente alterna. 213
3.3.5	El método del transformador patrón.	183	3.6.1	La construcción básica. 213
3.3.6	Polaridad en transformadores trifásicos.	184	3.6.2	El estator. 213
3.3.7	Operación en paralelo de transformadores.	185	3.6.3	El rotor. 214
3.3.8	El método del golpe inductivo.	187	3.6.4	Otras componentes del motor de inducción. 215
3.3.9	La conexión delta/estrella.	188	3.6.5	Principios de operación. 216
3.3.10	La conexión delta/delta.	189	3.6.6	Balance energético. 217
3.3.11	Verificaciones antes de la conexión en paralelo de transformadores.	190	3.6.7	Pérdidas y eficiencia en los motores de inducción. 219
3.3.12	Grupos de conexión e índices horarios.	191	3.6.8	Datos de placa de un motor. 219
3.3.13	Transformadores de cualquier grupo en conexión con el mismo índice.	192	3.6.9	Identificación de terminales y diagrama de conexiones. 219
3.3.14	Transformadores pertinentes a un determinado grupo con índices diferentes.	192		

3.6.10	Conexiones de los motores de C.A.	222	3.10.5	Cables de media tensión.	269
3.6.11	Motor de inducción.	223	3.10.6	Bus ducto de media tensión.	269
3.6.12	Cambio de dirección en motores de C.D.	224	3.10.7	Transformadores de instrumento.	270
3.7	Localización de fallas y mantenimiento de motores eléctricos.	225	3.10.8	Apartarrayos.	270
3.7.1	Acoplamientos de motores.	225	3.10.9	Buses de las estructuras exteriores.	270
3.7.2	Las pruebas eléctricas a los devanados.	229	3.10.10	Máquinas rotatorias.	271
3.7.3	Las técnicas de prueba de aislamiento.	234	3.10.11	Generadores de plantas de emergencia o servicios auxiliares.	271
3.7.4	Prueba de aislamiento de corta duración.	234	3.10.12	Pruebas de mantenimiento.	272
3.7.5	La determinación del índice de polarización (IP).	235	3.11	Introducción a los accionamientos eléctricos.	275
3.8	Estrategia para la localización de fallas en circuitos de control.	237	3.11.1	El concepto de accionamiento eléctrico.	275
3.8.1	Lista de documentos a verificar para la localización de fallas.	237	3.11.2	Variables en varias formas.	276
3.8.2	Ejemplos de localización de fallas.	237	3.11.3	Ecuaciones dimensionales.	276
3.8.3	Los accionamientos eléctricos de velocidad variable.	242	3.11.4	Formas de energía y conversión a trabajo.	278
3.8.4	Protección total y diagnóstico.	243	3.12	Motores de corriente directa.	279
3.8.5	Información del operador y diagnóstico de fallas.	244	3.12.1	Las partes constitutivas de un motor de corriente directa.	279
3.8.6	Arrancadores electrónicos.	246	3.12.2	La armadura.	279
3.8.7	Soft-starters.	246	3.12.3	Escobillas.	280
3.8.8	Principio de funcionamiento.	247	3.12.4	Conmutador.	280
3.9	Pruebas a transformadores.	251	3.12.5	La función de las componentes de los motores de corriente directa.	281
3.9.1	Pruebas de rutina.	251	3.12.6	La carcaza.	282
3.9.2	Pruebas de prototipo.	252	3.12.7	Los polos de campo.	282
3.9.3	Pruebas especiales.	253	3.12.8	Las chumaceras.	282
3.9.4	Localización de fallas en transformadores de potencia.	254	3.13	Determinación de la capacidad y características de arranque y frenado en motores.	285
3.9.5	Administración de mantenimiento.	255	3.13.1	El tamaño y capacidad.	285
3.9.6	Líneas generales para mantenimiento.	255	3.13.2	Estimación de la capacidad del motor.	286
3.9.7	Inspección, reparación, revisión.	258	3.13.3	Distintos tipos de cargas industriales.	286
3.9.8	Mantenimiento preventivo de rutina y reparaciones menores.	258	3.13.4	Características de los ciclos de trabajo de los motores eléctricos.	287
3.9.9	Trabajos de reparaciones mayores y revisión general.	259	3.13.5	Calentamiento de un motor o elevación de temperatura.	288
3.9.10	Frecuencia del mantenimiento (diaria, mensual, anual).	259	3.13.6	Enfriamiento y ventilación de los motores eléctricos.	288
3.9.11	La prueba a aceites aislantes.	261	3.13.7	Efectos del calentamiento.	288
3.9.12	La necesidad de pruebas al aceite de transformadores.	262	3.13.8	Curvas de calentamiento y enfriamiento.	288
3.10	Pruebas de campo.	265	3.13.9	Arranque.	289
3.10.1	Los procedimientos generales de seguridad.	265	3.13.10	El efecto del arranque en la fuente de alimentación, el motor y la carga.	289
3.10.2	Pruebas de campo o transformadores.	266	3.13.11	Métodos de arranque de motores eléctricos.	290
3.10.3	Interruptores.	268	3.13.12	Los diagramas de control.	291
3.10.4	Cuchillas desconectoras en alta tensión.	268	3.13.13	Conexión de arrancadores.	291
			3.13.14	Switch arrancador con estación de botones para motor fraccionario.	291
			3.13.15	Arrancador magnético a voltaje pleno.	292
			3.13.16	Arrancador con autotransformador.	294

3.13.17	Arrancador estrella-delta.	295
3.13.18	Arranque con reactor.	296
3.13.19	Arrancador de estado sólido, controlador de voltaje.	296
3.13.20	Arrancador de resistencia en el rotor.	296
3.14	Convertidores de electrónica de potencia usados en accionamientos de motores eléctricos.	301
3.14.1	Circuitos rectificadores controlados.	301
3.14.2	Los convertidores de potencia.	302
3.14.3	Diodos de potencia.	303
3.15	Controles con arrancador manual de motores.	309
3.15.1	Controles de arranque y paro suave.	309
3.15.2	Los accionamientos eléctricos.	310
3.15.3	El control de velocidad.	310
3.15.4	La tecnología de los controladores de velocidad.	313
3.16	Apartarrayos y aisladores.	321
3.16.1	Las sobretensiones por descargas atmosféricas.	322
3.16.2	Sobretensiones de maniobra.	323
3.16.3	Sobretensiones temporales.	323
3.16.4	Apartarrayos.	323
3.16.5	Características de los apartarrayos tipo autovalvular.	325
3.16.6	Apartarrayos de óxido metálico (MOA).	327
3.16.7	Conexión de los apartarrayos.	328
3.16.8	Selección de apartarrayos.	330
3.16.9	Localización de los apartarrayos.	335

3.1 Transformadores de potencia

Los transformadores de tipo seco se construyen en forma semejante a los transformadores del tipo aislante líquido, el núcleo es de acero al silicio laminado en frío y aislado con material inorgánico.



ASPECTOS DIMENSIONALES DE LOS TRANSFORMADORES

DIMENSIONES DE TRANSFORMADORES TIPO SECO-CLASE DE AISLAMIENTO 15 KV

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS				
POTENCIA	DIMENSIONES (mm)			PESO (APROXIMADO)
KVA	A	B	C	KG
15	1,000	360	710	380
30	1,250	500	910	445
45	1,330	620	1,000	510
75	1,450	640	1,100	535
112.5	1,630	810	1,100	790
150	1,800	850	1,140	815
300	2,010	1,100	1,300	993
500	2,300	1,220	1,530	1,100
750	24,800	1,400	1,730	1,210

3.1.1 PARTES CONSTRUCTIVAS DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores están contruidos de distintas partes cada una con características específicas, una descripción breve de algunas de estas se da a continuación:

EL TANQUE. Se denomina de está manera a la parte metálica del transformador que contiene al núcleo y el aceite aislante. Transmite al medio exterior el calor generado en la parte activa en donde se fijan los soportes de sustentación (en el caso de transformadores de distribución para montaje en poste). Algunas veces al tanque se le conoce también como **carcaza** y se puede construir de distintas formas dependiendo de la potencia del transformador.

Los transformadores de capacidades pequeñas denominados tipo distribución con una potencia del orden de 15 kVA, generalmente tienen un tanque con formato ovalado, que normalmente es responsable de la transferencia de calor hacia el medio exterior, arriba de esta potencia es necesario usar radiadores con un área total de transferencia de calor de acuerdo con la potencia del transformador. Para el caso de los transformadores de distribución, la construcción del tanque debe ser lo suficientemente robusta para soportar tanto la suspensión como la fijación del transformador (caso de los transformadores de distribución). Los valores del espesor típico de las chapas que se usan en la construcción de las distintas partes del tanque de los transformadores de distribución son:

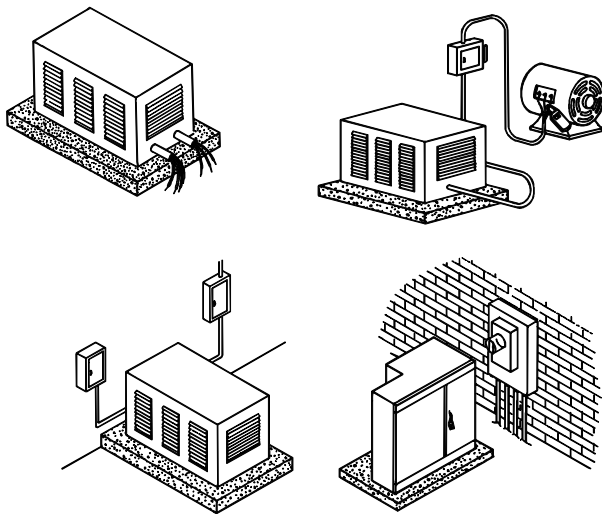
ESPESOR DE PLACAS DEL TANQUE

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	ESPESOR MÍNIMO (mm)		
	KVA	TAPA	CUERPO FONDO
$P \leq 15$		1.90	1.90 1.90
Mayor de 15 y menor o igual a 225		2.65	2.65 3.15
Mayor o igual a 300		3.15	3.15 3.15

Una opción para la utilización de radiadores en tubo o en chapa de acero, es una función de las características del proyecto, normalmente para los transformadores con potencia superior a 500 kVA, los radiadores se construyen de chapa de acero, para potencias menores se encuentran con radiadores tanto en tubo como en chapa de acero.

El área de disipación de los radiadores sumada al área del tanque propiamente dicho debe ser suficiente para disipar todo el calor generado por las pérdidas internas del transformador, el espesor mínimo de los tubos radiadores es de 16 mm para transformadores normalizados.

El tanque de los transformadores está sujeto a un proceso acelerado de corrosión, principalmente cuando están cercanos al mar, en estos casos se usan chapas de acero apropiadas con recubrimientos adecuados a las condiciones ambientales, es decir, con acabados anticorrosivos.



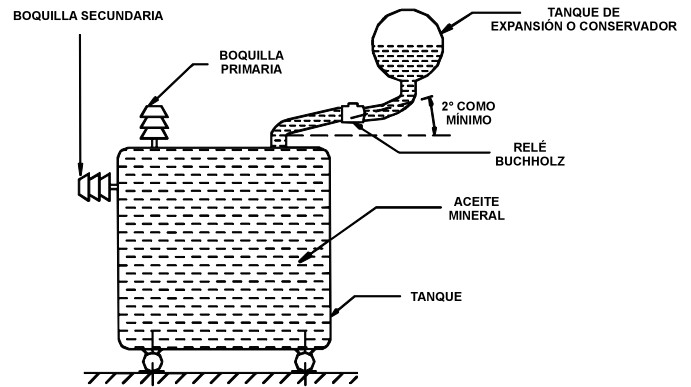
TRANSFORMADORES TIPO BÓVEDA PARA APLICACIONES INDUSTRIALES

3.1.2 EL TANQUE CONSERVADOR DE LÍQUIDO AISLANTE

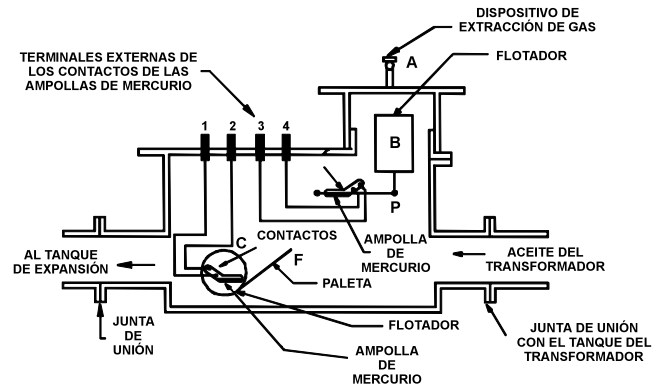
Este tanque consiste de un recipiente fijo a la parte superior del transformador sobre el tanque o carcasa. Está destinado a recibir el aceite del tanque cuando éste se expande, debido al efecto del calentamiento por pérdidas internas. Por lo tanto, algunos transformadores de potencia necesitan una cámara de compensación de expansión del líquido aislante.

En unidades en general superiores a 2000 kVA el tanque se construye para permanecer completamente lleno, lo que implica la utilización del conservador de líquido. En unidades de menor potencia, generalmente el tanque recibe el líquido aislante hasta aproximadamente 15 cm de su nivel o borde, dejando un espacio vacío destinado a la cámara de compensación. Los transformadores que no poseen el tanque de expansión se denominan transformadores sellados.

Los transformadores con tanque conservador, permiten el uso del relevador Buchholz que se usa para la detección de fallas internas normalmente en transformadores grandes.



LOCALIZACIÓN DEL RELEVADOR BUCHHOLZ

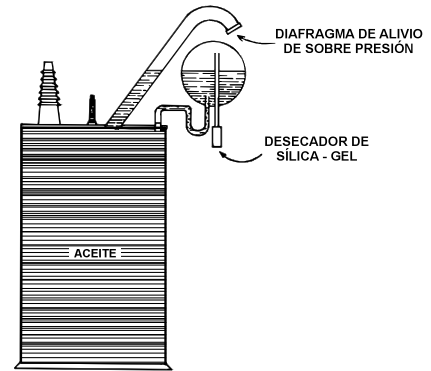


COMPONENTES DE UN RELEVADOR DE BUCHHOLZ

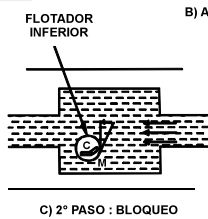
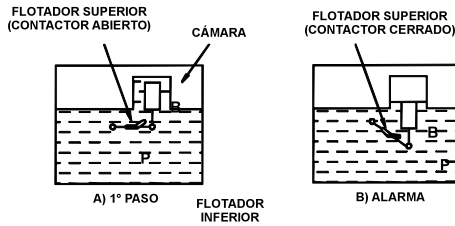
3.1.3 SECADOR DE AIRE

Los transformadores operan normalmente con un ciclo de carga variable, produciendo calentamiento del líquido aislante en los periodos de carga máxima y de enfriamiento del mismo en periodos de carga ligera, de esta manera siempre que el líquido aislante se ha calentado, se expande, expulsando el aire que queda contenido en la cámara de compensación o en el conservador de aceite. Por el contrario, durante el periodo de baja carga el líquido se enfría provocando la entrada de aire en el interior del tanque, excepto en los transformadores sellados que son en baja potencia, de esta forma se puede decir que respira el transformador.

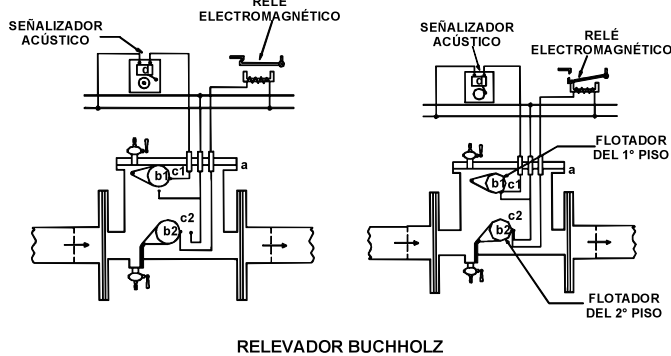
Los transformadores sellados son aquellos que tienen una capa de gas inerte entre la tapa y el nivel del líquido aislante, y cuando éste se expande, como consecuencia de un calentamiento debido a la carga, la capa de gas se comprime ejerciendo un gran esfuerzo sobre el tanque. El límite práctico para la construcción de 2000 kVA, son propios para operar en ambientes agresivos o extremadamente húmedos, donde el uso de secador de aire no es recomendable.



SISTEMA DE PRESERVACIÓN DE ACEITE AISLANTE CON DESECADOR DE SÍLICA - GEL

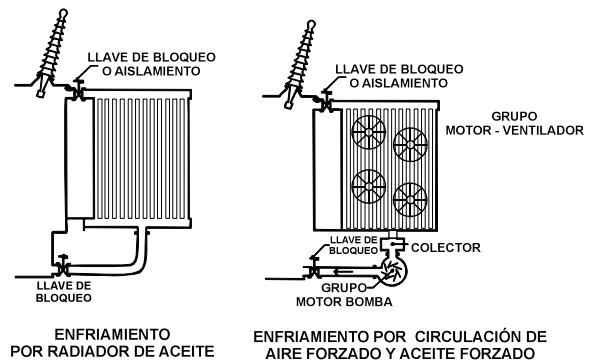


DISTINTOS PASOS DE LA ACTUACIÓN DEL RELEVADOR BUCHHOLZ



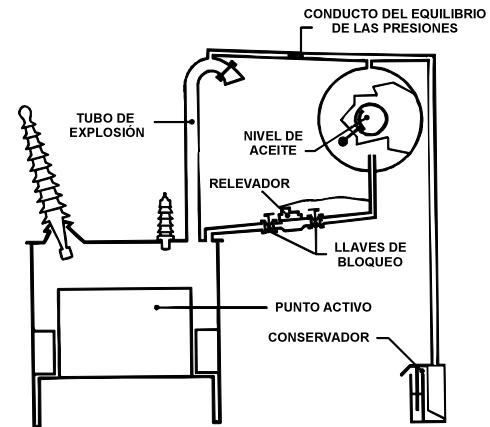
RELEVADOR BUCHHOLZ

La penetración de la humedad en el interior del transformador reduce sustancialmente las características dieléctricas del líquido aislante, dando como resultado pérdida de aislamiento de las partes activas, y en consecuencia, quema de equipo. Para evitar la penetración de aire húmedo en el interior del transformador, se instala un recipiente que contiene silica-gel, que sirve de comunicación entre el interior del tanque y el ambiente exterior, de manera que durante el proceso de respiración del transformador, la humedad del aire que penetra en el secador es absorbida por la silica-gel, que es un producto químico con una gran capacidad de absorción de humedad.



ENFRÍAMIENTO POR RADIADOR DE ACEITE

ENFRÍAMIENTO POR CIRCULACIÓN DE AIRE FORZADO Y ACEITE FORZADO



CONSERVACIÓN DE ACEITE



RADIADOR TUBULAR

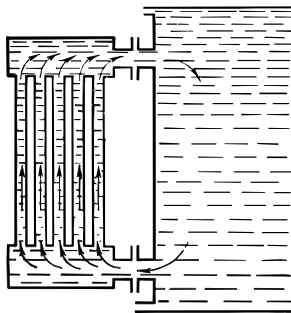
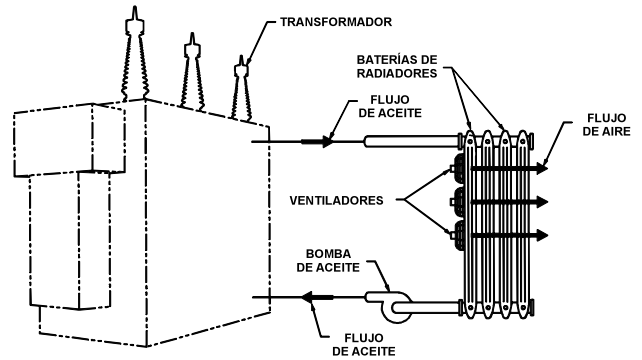
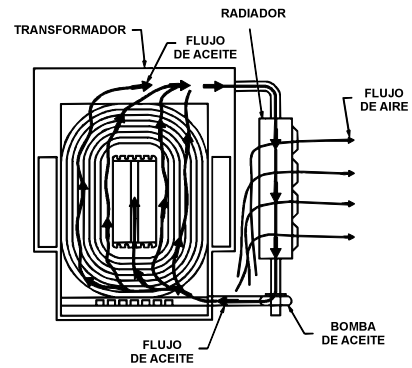


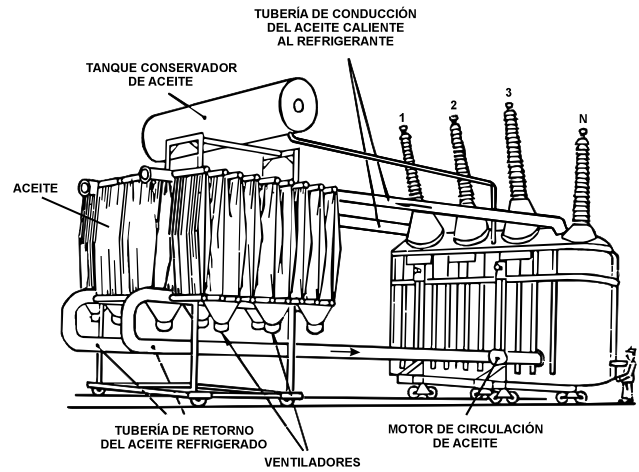
DIAGRAMA DE CIRCULACIÓN DE ACEITE EN LOS TUBOS RADIADORES



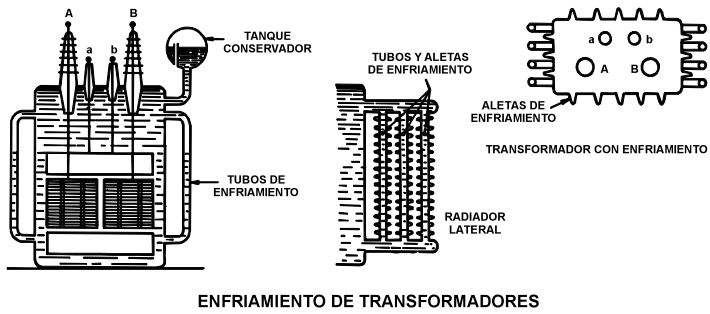
EL CALOR ADICIONAL SE PUEDE DISIPAR AGREGANDO BATERÍAS DE RADIADORES, CIRCULACIÓN DE AIRE Y ACEITE



EN LOS TRANSFORMADORES CON CIRCULACIÓN FORZADA DE ACEITE, POR BOMBA EL CALOR SE LLEVA AL EXTERIOR



ENFRIAMIENTO CON CIRCULACIÓN FORZADA DE ACEITE (FOA)



ENFRIAMIENTO DE TRANSFORMADORES

laminación y de las uniones. En transformadores de gran potencia se aplica un baño de un compuesto de resina epóxica para reducir las vibraciones magnéticas que pueden producir daños a la fina capa aislante que cubre a las placas; las vibraciones se detectan por lo general por un ruido intermitente en el interior del transformador.

Cuando el aislamiento de las placas se ve afectado, las pérdidas del transformador aumentan en forma significativa debido a las corrientes de Foucault.

3.1.4 EL NÚCLEO

El núcleo de un transformador de potencia consiste básicamente de un laminado de acero al silicio, los devanados primario y secundario, los accesorios para cambio de tensión (cambiador de derivaciones) y básicamente las siguientes partes:

a) Núcleo de acero

Este núcleo está constituido de una gran cantidad de placas de acero al silicio de granos orientados, montadas en superposición, estas chapas de acero tienen un espesor variable y se fabrican de acuerdo con estándares internacionales, cuya nomenclatura más común es la de la **Armco**, que presentan códigos dados por los números 5, 6, 7 y 8. El número más bajo expresa placas que requieren menor corriente de excitación y menores pérdidas por histéresis. Las placas de acero al silicio son aleaciones que contienen alrededor del 5% de silicio, cuya función es reducir las pérdidas por histéresis y aumentar la resistencia del acero, permitiendo con esto reducir las corrientes parásitas.

Las placas de acero al silicio son laminadas en frío, seguidas de un tratamiento térmico adecuado que permite que los granos magnéticos se orienten en el sentido de la laminación, están cubiertas por una fina capa de material aislante y se fabrican dentro de los límites máximos de pérdidas electromagnéticas, que varían entre 1.28 W/Kg y una densidad de flujo de 1.50 Tesla a 1.83 W/Kg, que corresponde a una densidad de flujo de 1.7 Tesla a la frecuencia industrial (60 Hz).

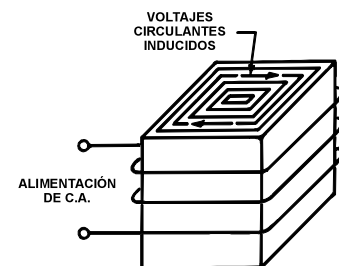
En la tabla siguiente, se muestran las pérdidas específicas de las placas de acero al silicio de **Armco** usadas en la fabricación de transformadores y referidas a una inducción magnética de 15000 Gauss (15000 líneas/cm²) o bien 1.5 T. La eficiencia magnética del transformador depende en mucho de la calidad de la mano de obra en el armado del núcleo, el corte de la

PÉRDIDAS ESPECÍFICAS DE PLACAS DE ACERO MARCA ARMO-W/KG

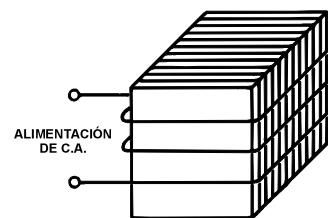
TIPO DE DESIGNACIÓN	INDUCCIÓN MAGNÉTICA B=15,000 GAUSS			
	50 Hz		60 Hz	
	ESPESOR			
	0.304	0.356	0.304	0.356
M5	0.97	---	1.28	---
M6	1.07	1.11	1.41	1.46
M7	1.19	1.22	1.57	1.61
M8	---	1.36	---	1.76

TIPO DE DESIGNACIÓN	INDUCCIÓN MAGNÉTICA B = 15,000 gauss			
	50 Hz		60 Hz	
	ESPESOR			
	0.304	0.356	0.304	0.356
M5	0.97	---	1.28	---
M6	1.07	1.11	1.41	1.46
M7	1.19	1.22	1.57	1.61
M8	---	1.36	---	1.76

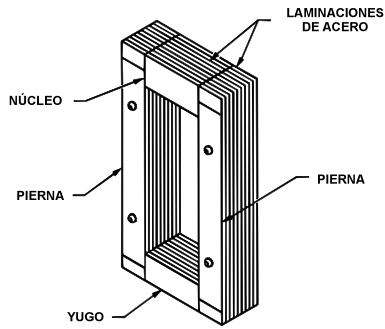
PÉRDIDAS ESPECÍFICAS DE PLACAS DE ACERO MARCA ARMCO - W/kg



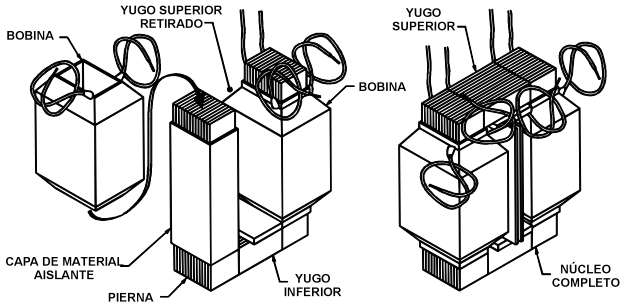
A) CORRIENTE CIRCULANTE EN NÚCLEO SÓLIDO



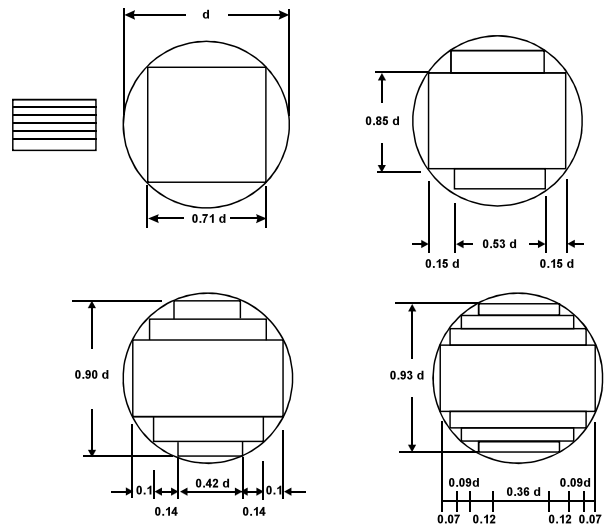
B) NÚCLEO LAMINADO



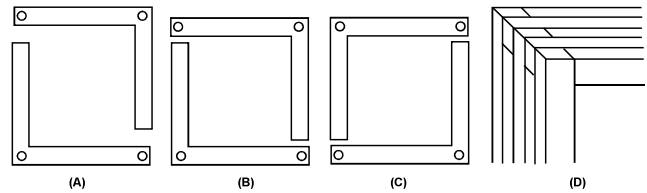
NÚCLEO DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO



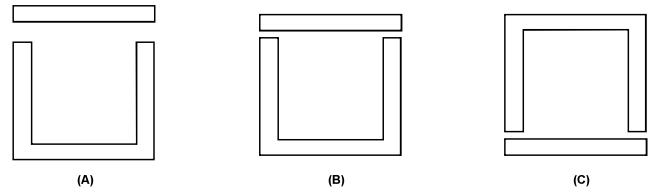
LAS PIERNAS DEL NÚCLEO ESTÁN CUBIERTAS CON UNA CAPA DE MATERIAL AISLANTE PARA PREVENIR CONTACTO ELÉCTRICO ENTRE LOS ALAMBRES DE LA BOBINA Y EL NÚCLEO DE ACERO



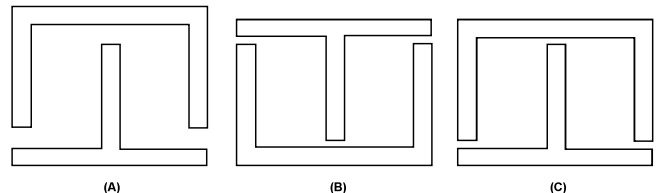
DISTINTOS TIPOS DE SECCIONES DE NÚCLEO RECTANGULAR Y CRUCIFORME



LAMINACIONES TIPO "L" PARA ARMADO DE NÚCLEO

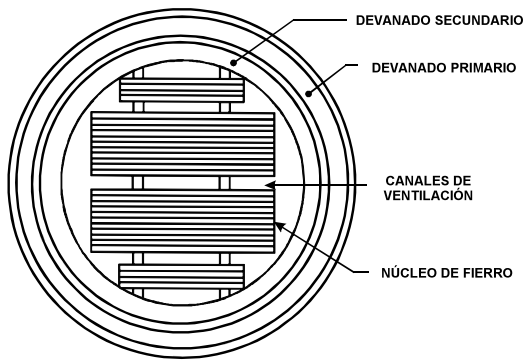


LAMINACIONES TIPO "U" PARA ARMADO DE NÚCLEO



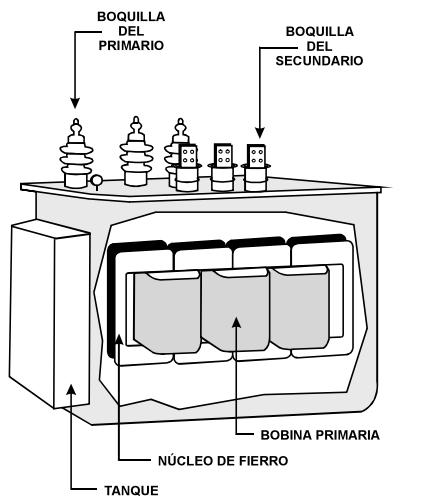
LAMINACIONES TIPO "T" PARA ARMADO DE NÚCLEO

Las dimensiones del núcleo magnético se deben hacer equilibrando el número de espiras de la bobina con las dimensiones del núcleo de hierro. **Si se usan bobinas con pocas espiras, entonces se debe emplear un núcleo magnético de grandes dimensiones.** Por el contrario, si se usan bobinas con muchas espiras entonces el núcleo de acero reduce sus dimensiones.



VISTA DE UNA COLUMNA DEL NÚCLEO

Los núcleos de los grandes transformadores se fabrican con láminas empacadas en varios grupos o conjuntos que, cuando se montan, forman los canales de refrigeración cuyo objetivo es disipar el calor resultante de las corrientes de Foucault y de las pérdidas por histéresis.



NÚCLEO DE UN TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

El uso de aislamiento de algodón implica un aumento en el espesor de la sección del conductor que llega a 0.5 mm para conductores de hasta 25 mm² de sección y de 1 mm para conductores de sección de 95 mm² aproximadamente, con el esmalte del aislamiento aumenta alrededor de 0.15 mm. Los devanados de alta tensión o primarios se pueden construir en discos o en ocasiones de bobina única, el devanado en discos se construye en varios segmentos con un determinado gradiente de tensión. Las especificaciones técnicas de algunas empresas eléctricas exigen que sus transformadores de distribución de clase 15 kV se suministren con sus devanados primarios divididos en **cuatro discos**, resultando un gradiente de tensión de 3,450 V, es decir: 13800 V/4=3450 V.

El devanado tipo disco facilita el mantenimiento del transformador en caso de daño en la bobina, ya que permite que sea recuperada sólo la fracción dañada. En los transformadores que usan el sistema de bobina única es necesario sustituirla por completo, con lo cual se encarece el mantenimiento. Por lo general, los devanados secundarios o de menor tensión se construyen de bobina única.

La sección de los conductores de las bobinas primaria y secundaria es función de la densidad de corriente que se establece para el diseño del transformador. Los transformadores de potencia elevada requieren una densidad de corriente inferior a la de los transformadores de menor potencia; esto se debe al hecho de que mientras mayor sea el volumen del transformador, mayores son las dificultades de refrigeración, necesitando de esta manera reducir las pérdidas por efecto Joule, para lo cual se reduce la densidad de corriente. Algunos valores de densidad de corriente usados en la práctica se dan en la tabla siguiente, estos valores son de referencia, los fabricantes adoptan cantidades reales alrededor de estos valores.

DENSIDAD DE CORRIENTE

POTENCIA KVA	DENSIDAD DE CORRIENTE A/mm ²
10 - 15	3.2
30 - 45	2.9
75 - 112.5	2.8
150 - 500	2.6
1,000 - 2,500	2.0

DEVANADOS

Estos devanados están formados por bobinas primaria y secundaria, y en algunos casos de terciarias. Los conductores son normalmente de cobre electrolítica, aislados con esmalte y cubiertos con cintas de algodón o papel especial, eventualmente se usa conductor de aluminio. De acuerdo con la clase de aislamiento pueden ser:

- Clase A – Límite 105 °C
- Clase E – Límite 120 °C
- Clase B – Límite 130 °C
- Clase F – Límite 155 °C
- Clase H – Límite 180 °C

Cuando se conoce la densidad de corriente, la sección de los conductores de los devanados se calcula de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

Para el primario o de alta tensión: $S_1 = \frac{I_1}{D} (mm^2)$

Para el secundario o de baja tensión: $S_2 = \frac{I_2}{D} (mm^2)$

Donde:

S_1 = Sección del conductor del devanado primario en mm^2 .

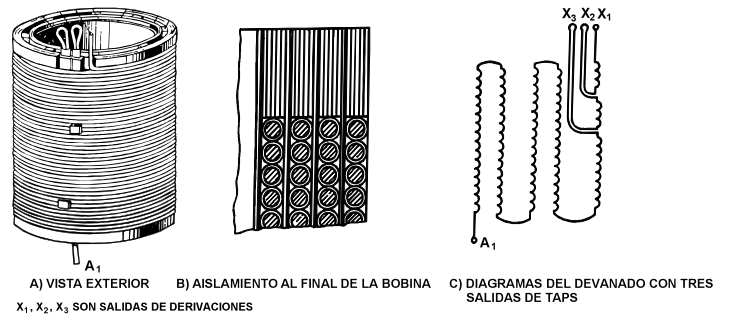
S_2 = Sección del conductor del devanado secundario en mm^2 .

I_1 = Corriente nominal primaria en Amperes.

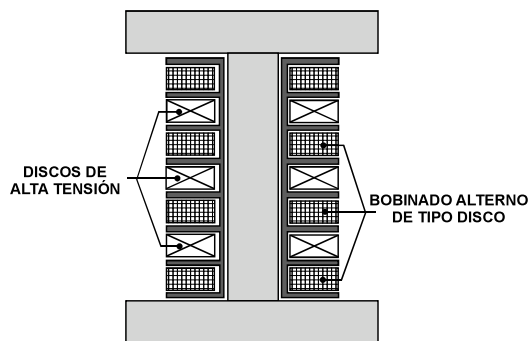
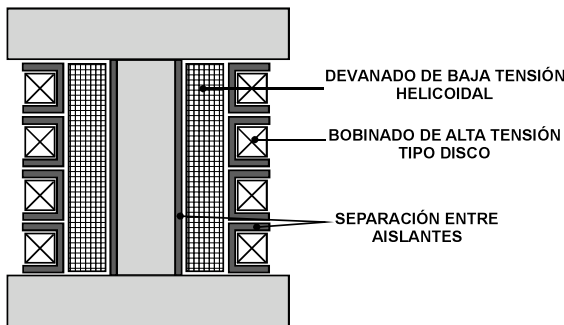
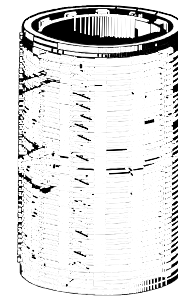
I_2 = Corriente nominal secundaria en Amperes.

D = Densidad de corriente en A/mm^2

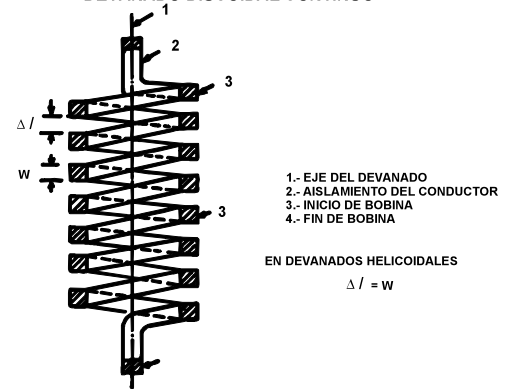
Cuando se obtienen secciones de $10 mm^2$ ó mayores, se acostumbra usar barras de cobre rectangulares o cuadradas.



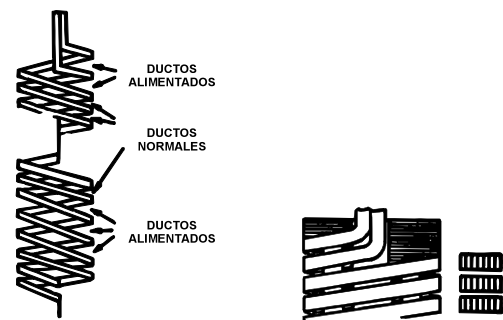
DEVANADO CILÍNDRICO DE MULTICAPAS



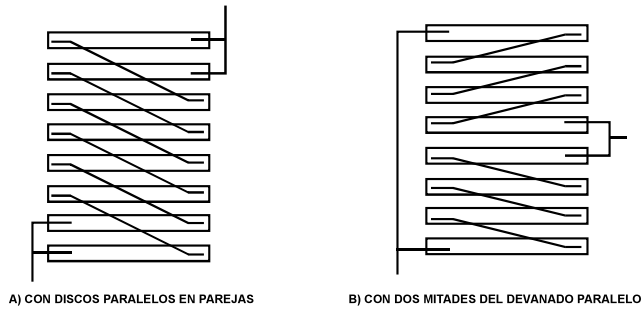
DEVANADO DISCOIDAL CONTINUO



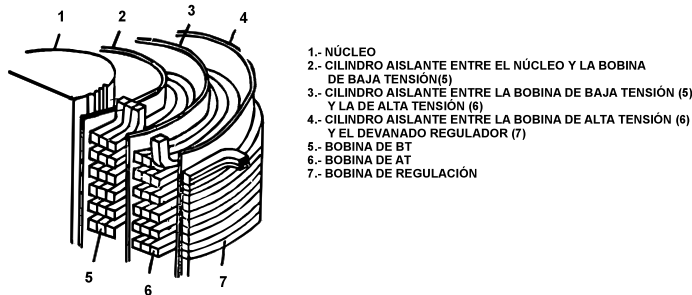
BOBINA HELICOIDAL CON HELICES SENCILLA Y CONDUCTOR SENCILLO



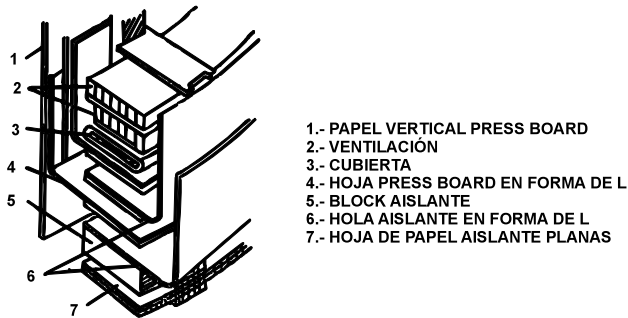
DOBLE CONDUCTOR EN DEVANADO HELICOIDAL TIENE 2 CONDUCTORES EN PARALELO DEVANADOS SIMULTÁNEOS



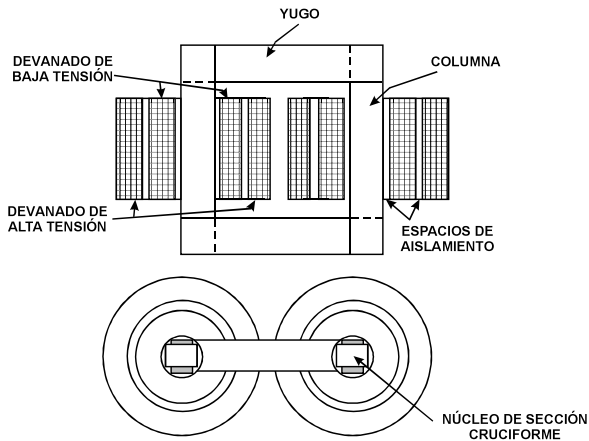
DEVANADO DESCOIDAL



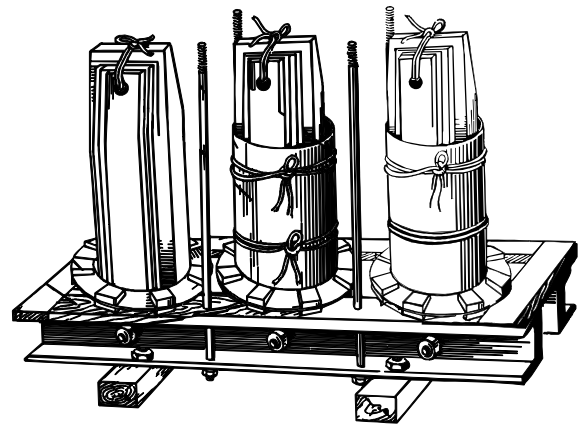
AISLAMIENTO PRINCIPAL EN FORMA CILINDRICA



AISLAMIENTO PRINCIPAL ENTRE EL DEVANADO Y EL NÚCLEO, HERRAJE Y OTRO DEVANADO



ASPECTO CONSTRUCTIVO DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE TIPO DE COLUMNAS



MONTAJE DE BOBINAS EN EL NÚCLEO PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

3.1.5 EL CAMBIADOR DE DERIVACIONES

En la actualidad, normalmente todos los transformadores de distribución están dotados de una o más derivaciones en los devanados primario o de alto voltaje, ya sea para redes aéreas de distribución o subterráneas, el número de derivaciones es función de las relaciones de transformación que se establecen de acuerdo con la parte normativa como se indica en la tabla siguiente:

DERIVACIÓN DE TENSIÓN

TENSIÓN MÁXIMA DEL EQUIPO KV EFICAZ	DERIVACIÓN	TENSIÓN (V)			
		PRIMARIO		TRIFÁSICO	MONOFÁSICO
		TRIFÁSICO Y MONOFÁSICO (FF)	MONOFÁSICO (FN)		
15	1	13,800	7,960	380/220	2 Terminales 220/127
	2	13,200	7,621		
	3	12,600	7,275		
24.2	1	23,100	13,337	380/220	2 Terminales ó 3 Terminales
	2	22,000	12,702		
	3	20,900	12,067		
36.2	1	34,500	19,919	220/127	440/220 254/127 240/120 230/115
	2	33,000	19,053		
	3	31,500	18,187		

En el conmutador de taps más simple para cambiar la posición del tap, es necesario levantar la tapa de inspección del transformador localizada en su parte superior e introducir la mano con una herramienta para cambiar la posición de la placa de conexión de las

terminales de los taps, en la actualidad la mayoría de los transformadores que usan Tap de operación sin carga, como es el caso de los transformadores de distribución, son del tipo de manija rotatoria con accionamiento simultáneo para las tres fases (en el caso de transformadores trifásicos).

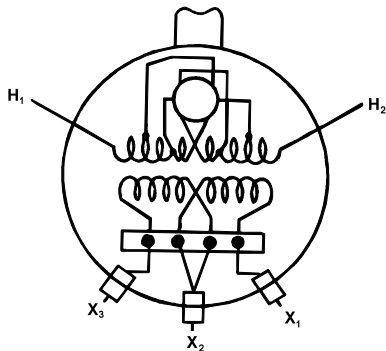
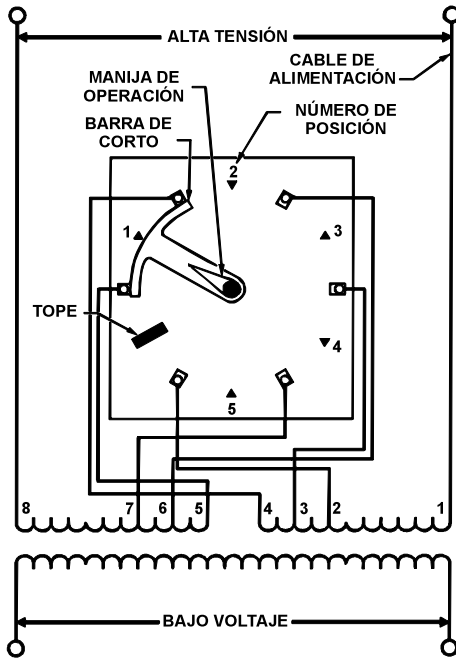
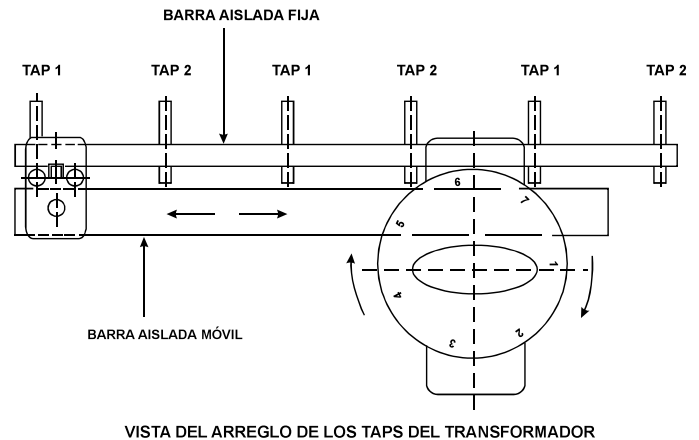


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE UN CAMBIADOR DE DERIVACIÓN SIN CARGA

Para que el aceite del transformador no sea contaminado, el comando del conmutador se debe instalar arriba de la superficie del nivel de aceite, el acceso al control se debe hacer a través de la ventana de inspección, localizada en la tapa del transformador.

Como el sistema de cambio de derivaciones o taps del transformador es una pieza móvil, constituye un punto sujeto a mayor índice de fallas, por esta razón algunos fabricantes diseñan sus transformadores con tensión única en el primario, esto puede ser inconveniente para la aplicación de redes de transmisión de gran extensión.



El cambiador de derivaciones (Taps) tiene la función básica de elevar o reducir la tensión secundaria del transformador de acuerdo al nivel de tensión en el primario. El cambiador de derivaciones no corrige la falta de regulación de un sistema, cuando la variación de tensión es muy grande en una red, considerando los distintos puntos de la curva de carga diaria, el cambio de derivación se debe tomar con cautela, para que no se tenga en un determinado momento niveles de tensión intolerables en el secundario del transformador. Por lo tanto, la utilización correcta del cambiador de derivaciones, se hace cuando la tensión está permanentemente baja. Los cambiadores de derivación se clasifican como: con carga y sin carga. Los cambiadores con carga sólo se usan en transformadores de gran potencia en las redes de transmisión, en tanto que los cambiadores sin carga se usan en los transformadores de potencias bajas usados en las redes de distribución o en aplicaciones industriales.

TERMÓMETRO

Normalmente los transformadores de potencia con potencias mayores de 500 kVA disponen de un termómetro localizado en su parte superior, para que se tenga información de la potencia instantánea y de la máxima que se registre en el período de operación.

Los termómetros tienen contactos auxiliares que posibilitan el accionamiento de la señalización de advertencia o de la apertura del interruptor cuando la temperatura supera los niveles preestablecidos.

INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE

Los indicadores magnéticos de nivel tienen como finalidad indicar el nivel de los líquidos y también cuando están previstos de contactos para alarma sirve también

como protección para los transformadores con los que operan los transformadores de potencia están generalmente dotados de dispositivos externos que permiten indicar el nivel de aceite en el tanque, por lo general se construyen con cubierta de aluminio con las partes móviles de latón, las agujas establecen dos contactos, siendo uno para el nivel mínimo y el otro para el nivel máximo.

BASE PARA ARRASTRES

Los transformadores de distribución tienen una base con las laterales dobladas de manera que no permita que el fondo del mismo toque el piso. Los transformadores de potencia tienen unas trabes transversales fijas a su base, permitiendo con esto que se puedan arrastrar sin afectar su base.

BASE CON RUEDAS BIDIRECCIONALES

Con el fin de permitir el desplazamiento de los transformadores de potencia elevada (Mayores de 1000 kVA) estos equipos se dotan de ruedas orientables hechas de acero y cuyo propósito es facilitar los movimientos bidireccionales sobre gatos, cuya distancia entre centros está normalizada.

DISPOSITIVO PARA TOMA DE MUESTRA DE ACEITE

Los transformadores generalmente están dotados por medio de un dispositivo para retirar muestras de aceite, este dispositivo está localizado en la parte inferior, que es donde se concentra el volumen de aceite contaminado este dispositivo consta de una válvula de drenaje.

VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN

Los transformadores de potencia deben poseer un dispositivo que sea accionado cuando la presión interna del equipo alcance un valor superior al límite máximo admisible, permitiendo una eventual descarga del aceite. Las válvulas utilizadas para esta finalidad deben tener contactos eléctricos auxiliares con el fin de permitir la desconexión del interruptor de protección. La diferencia entre un relevador de súbita presión y una válvula de alivio de presión, es que el primero actúa durante la ocurrencia de una variación instantánea de presión interna, en tanto que la segunda opera en la eventualidad de que la presión rebasa un límite establecido.

Las válvulas de alivio de presión de cierre automático se instalan en transformadores inmersos en líquido aislante con la finalidad de proteger los contra posibles deformaciones o ruptura de tanque, en casos de fallas internas con presencia de presión elevada, son muy rápidas y operan aproximadamente en 2 m segundos, cerrándose en forma automática después de su operación e impidiendo así la entrada de cualquier agente externo al transformador.

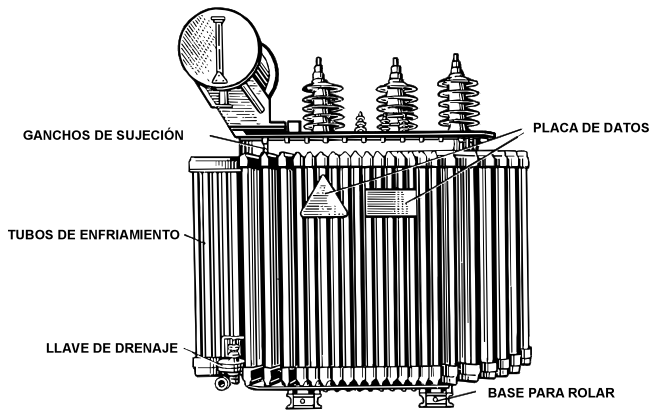
PLACA DE CARACTERÍSTICAS

Todos los transformadores deben tener una placa que identifique sus principales características eléctricas y funcionales, esta placa de características en general tiene un formato rectangular con un espesor de 0.8 mm y debiendo tener los datos impresos bastante legibles, debe ser resistente a la corrosión, por lo que pueden ser de aluminio anodizado o de acero inoxidable y estar montadas en una base que impida su deformación.

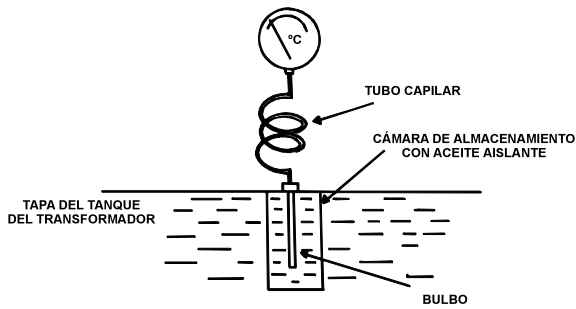
Las características preferentes para transformadores monofásicos y trifásicos para transformadores de distribución y de potencia.

CAPACIDADES PREFERENTES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS

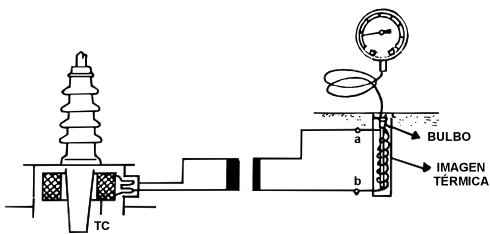
MONOFÁSICO 1Ø	MONOFÁSICOS CONTINUOS 1Ø	TRIFÁSICOS 3Ø	TRIFÁSICOS CONTINUOS 3Ø
25	4,000	75	10,000
37.5	5,000	112.5	12,000
50	6,667	150	15,000
75	8,333	225	20,000
100	10,000	300	25,000
167	12,500	500	30,000
250	16,667	750	37,000
333	20,000	1,000	50,000
500	25,000	1,500	60,000
667	33,000	2,000	75,000
833	40,000	2,500	100,000
1,000	50,000	3,000	120,000
1,250	66,670	3,750	150,000
1,667	83,333	5,000	200,000
2,000	100,000	6,000	250,000
3,333	---	7,500	300,000



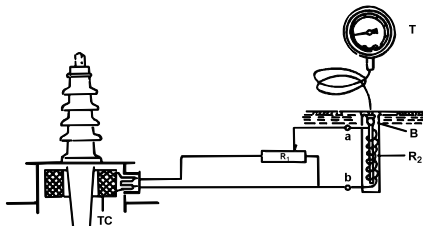
ASPECTO DE UN TRANSFORMADOR



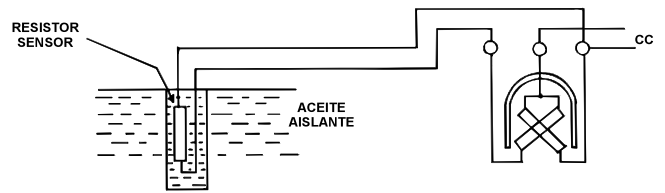
MEDIDOR DE TEMPERATURA DEL BULBO



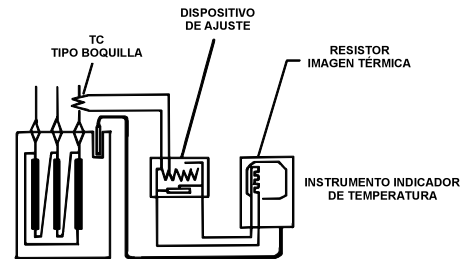
DISPOSITIVO DE IMAGEN TÉRMICA CON BULBO METÁLICO Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE AJUSTE



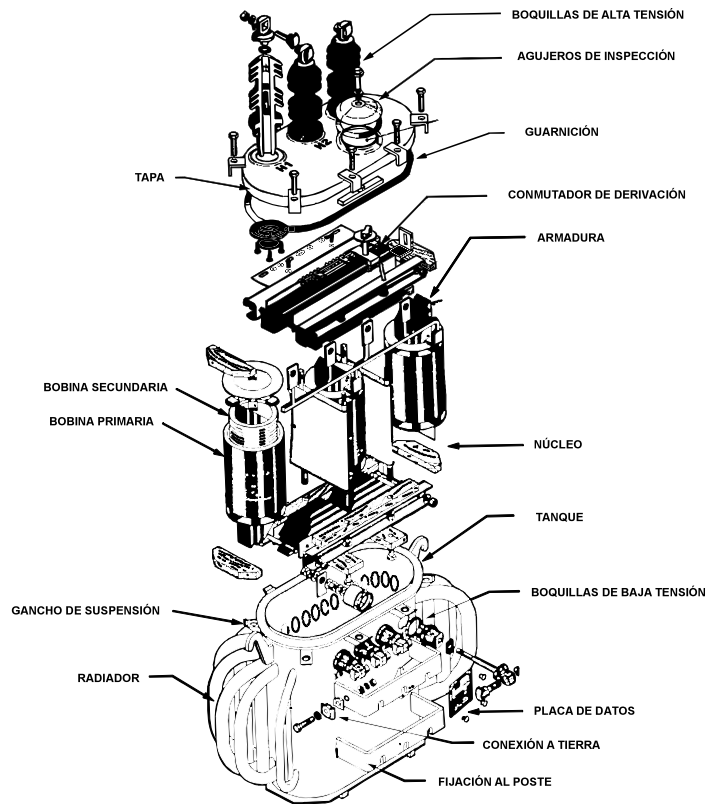
DISPOSITIVO DE IMAGEN TÉRMICA CON BULBO METÁLICO Y RESISTOR DE AJUSTE



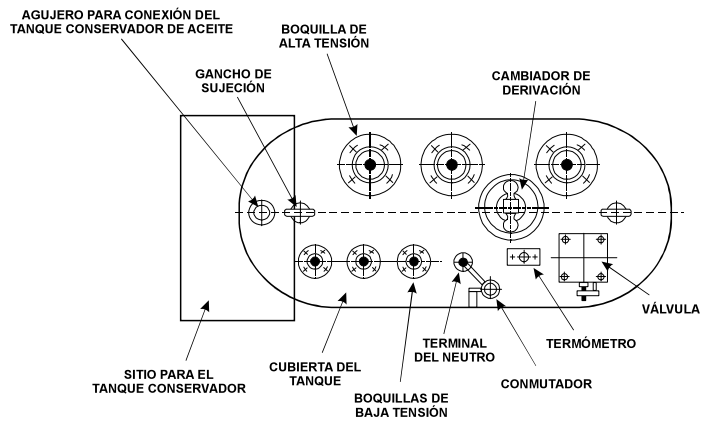
INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR A DISTANCIA CON INSTRUMENTO DE BOBINAS CRUZADAS



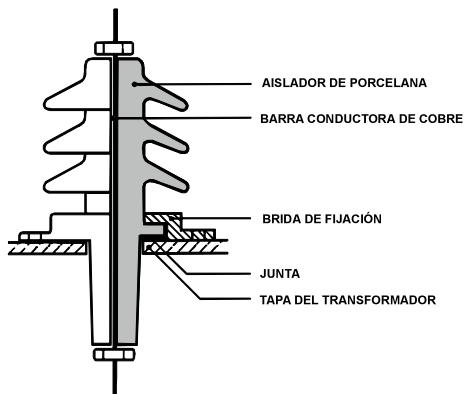
INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE DE TRANSFORMADOR CON RESISTOR DE IMAGEN TÉRMICA EN INSTRUMENTO INDICADOR



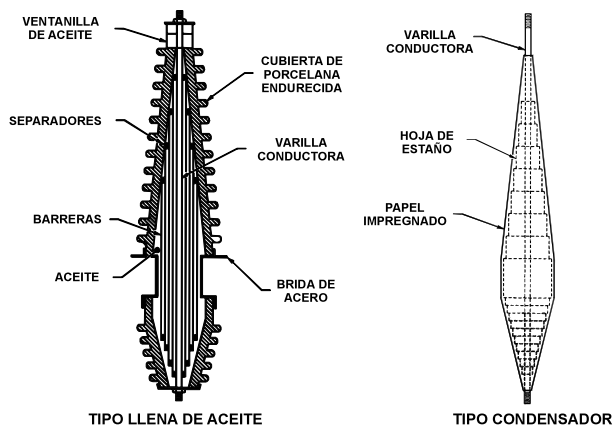
COMPONENTES DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO



TAPA DEL TANQUE DE UN TRANSFORMADOR



BOQUILLA O AISLADOR PARA TRANSFORMADOR
SIRVE PARA ASEGURAR LA CONEXIÓN ELÉCTRICA
ENTRE LOS DEVANADOS Y LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS EXTERIORES



LAS BOQUILLAS DE ALTA TENSIÓN
PUEDEN SER LLENAS DE ACEITE O TIPO CONDENSADOR

3.2 Características eléctricas de los transformadores de potencia

Los transformadores tienen características eléctricas que se deben estudiar cuidadosamente antes de la aplicación de los mismos, buscando con esto una operación segura y económica. Algunas de estas características relevantes son las que se mencionan a continuación:

POTENCIA NOMINAL

La potencia nominal de un transformador es el valor convencional de potencia aparente que sirve de base para su diseño, las pruebas y las garantías del fabricante, que determinan la corriente nominal que circula a tensión nominal en las condiciones específicas.

Si un transformador tiene algún sistema de enfriamiento, como ya se ha mencionado antes, a su potencia nominal, se define como la máxima potencia que puede suministrar en las condiciones específicas. Si el transformador tiene varios devanados, se debe indicar la potencia nominal de cada uno de ellos.

Si se consideran los límites prácticos de construcción de los transformadores, se puede afirmar que las potencias nominales crecen más rápidamente que sus pesos, otro dato importante nos dice que los transformadores de mayor potencia tienen mejores eficiencias que aquellos de menor potencia nominal, es decir, entre más grande es la potencia del transformador, mejor es su rendimiento.

TENSIÓN NOMINAL

Es el valor de la tensión que se aplica a las terminales de línea de los devanados del transformador. En los transformadores trifásicos, si las bobinas están conectadas en delta o triángulo, la tensión nominal de los devanados coincide con la tensión del transformador, si están conectados en estrella, la tensión nominal de los devanados es $\sqrt{3}$ veces inferior a la tensión nominal del transformador.

CORRIENTE NOMINAL

Es la corriente que circula en la terminal de línea de los devanados, su valor se calcula de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

- Transformadores monofásicos (fase a neutro) o bifásicos (fase a fase):

$$I_{nt} = \frac{P_{nt}}{V_{nt}} (A)$$

- Transformadores trifásicos:

$$I_{nt} = \frac{P_{nt}}{\sqrt{3} V_{nt}}$$

Donde:

P_{nt} = Potencia nominal del transformador en kVA.

V_{nt} = Tensión entre las terminales de línea del transformador en kV.

- Frecuencia nominal:

Es la frecuencia con la cual se determinarán todos los parámetros eléctricos del transformador y debe ser la misma que la de la red de energía donde el transformador va a conectarse y operar.

3.2.1 PÉRDIDAS

Las pérdidas y la potencia absorbida por el transformador se disipa en forma de calor por los devanados primario y secundario (terciario en su caso) y también por el núcleo de hierro. Las pérdidas de un transformador se pueden analizar bajo dos formas de operación diferentes, como se expone a continuación:

3.2.2 PÉRDIDAS EN VACÍO

Las pérdidas en vacío son aquellas absorbidas por el transformador cuando se alimenta a tensión y frecuencia nominal, estando sus devanados secundario y terciario (en su caso) abiertos, es decir, sin tener carga conectada.

Las pérdidas en vacío del transformador se resumen a las pérdidas en el núcleo de hierro, que están caracterizadas por las pérdidas producidas por las corrientes parásitas o de foucault y por el efecto de histéresis magnética. La relación entre estas corrientes se da en los siguientes diagramas vectoriales:

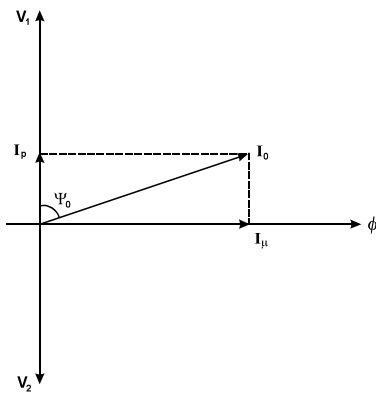


DIAGRAMA VECTORIAL DE LA CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN

El complemento de este diagrama se da en la siguiente figura, donde se relacionan las corrientes durante la operación en vacío del transformador.

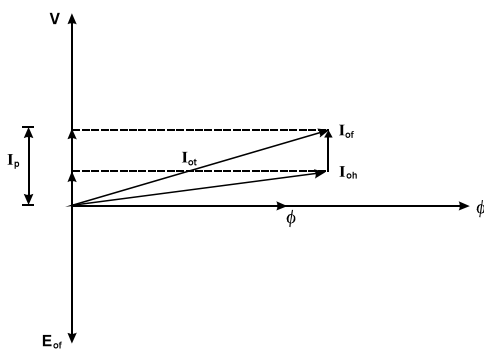


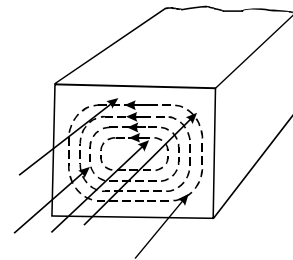
DIAGRAMA DE LAS CORRIENTES EN OPERACIÓN EN VACÍO

Del diagrama anterior, se puede observar que el flujo ϕ que es senoidal es responsable por las corrientes de foucault I_{of} y está adelantada 90° eléctricos con respecto a la fuerza electromotriz E_{of} . La corriente que es absorbida por el primario del transformador I_{0t} es la

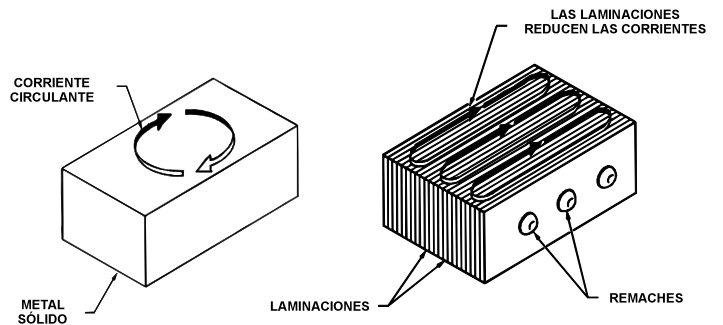
resultante de la corriente I_{of} , de la corriente en vacío por efecto de histéresis I_{oh} y la corriente de magnetización I_μ .

a) Las pérdidas por corrientes parásitas de Foucault

Cuando un campo metálico está sometido a una variación del flujo magnético y generada por una fuerza electromotriz E que da lugar a corrientes eléctricas en su interior, provocando con esto **pérdidas** que se transforman en calor generado en el interior del núcleo de hierro del transformador. Para que las corrientes de foucault se reduzcan sensiblemente, los núcleos se construyen de placas de acero al silicio de pequeño espesor separadas por una fina capa de material aislante.



CORRIENTES CIRCULANTES O DE FOUCAULT EN UN NÚCLEO MAGNÉTICO



LAS PÉRDIDAS POR CORRIENTES CIRCULANTES SE PUEDEN REDUCIR CONSTRUYENDO EL NÚCLEO LAMINADO

Para obtener de manera general el valor de las pérdidas por corrientes de foucault en su forma simplificada referidas a 1 Kg de acero al silicio:

$$P_{cf} = 2.0 \times 10^{-11} \times B_m^2 \times f^2 \times E_c^2 \times K \quad (W / Kg)$$

Donde:

B_m = Inducción magnética máxima en las laminaciones, en Gauss.

F = Frecuencia del sistema al que se conecta el transformador en Hertz.

K = Coeficiente que depende del material de que están hechas las laminaciones del núcleo. Para láminas de acero al silicio, su valor es de aproximadamente 1.10 considerando $B_m = 16000$ Gauss y $f = 60$ Hz

E_c = Espesor de la chapa en mm.

Otra expresión para calcular las pérdidas foucault es la que indica a continuación:

$$P_{cf} = \frac{\pi^2}{6\rho} \text{ vol.} \cdot f^2 \cdot E_c^2 \cdot B_m^2$$

Donde:

- ρ = Resistividad del material ferro magnético.
- Vol = Volumen del núcleo del material ferromagnético.
- F = Frecuencia de la tensión de alimentación en Hertz.
- E_c = Espesor de las laminaciones en mm.
- B_m = Densidad del flujo magnético del núcleo en Gauss.

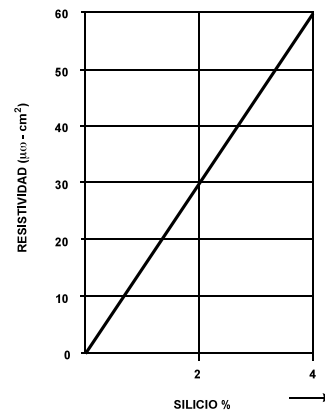
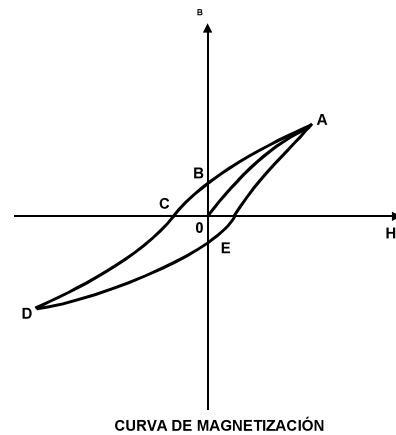
b) Pérdidas por histéresis magnética

Todos los materiales ferromagnéticos presentan una estructura molecular que se asemeja a pequeños imanes, teniendo un polo norte y un polo sur. Cuando estos materiales se someten a un campo magnético, sus pequeños imanes tienden a alinearse con el campo de referencia, resultando de esta manera un campo magnético mayor del producido por la bobina, considerando que la permeabilidad de estos materiales sea superior a la unidad.

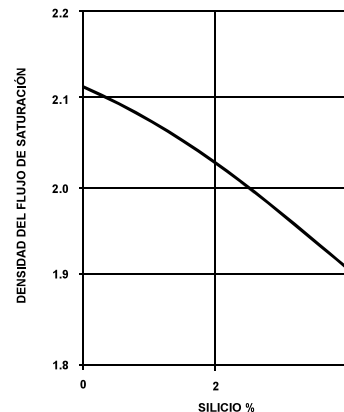
Para explicar mejor este fenómeno, se acostumbra dibujar una gráfica con los valores de la intensidad del campo magnético H y del flujo magnético correspondiente B, entendiéndose como intensidad del campo magnético H a la fuerza magnetomotriz que se desenvuelve por unidad de longitud del conductor de la bobina que la produce y que corresponde también a los ampere-espira generados por unidad de longitud de la referida bobina.

El ciclo de histéresis que produce las llamadas “**pérdidas por histéresis**” se representan en la siguiente figura. En la medida que se aumenta la corriente en la bobina, se produce una intensidad de campo magnético H mayor, iniciando en el punto O y terminando en el punto A (curva de magnetización inicial). Al ser removido el campo magnético, los

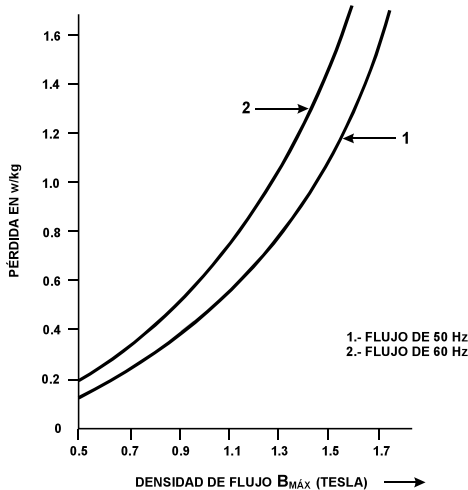
materiales ferromagnéticos retienen parte del magnetismo, llamándose a este magnetismo residual y que corresponde al punto B de la figura:



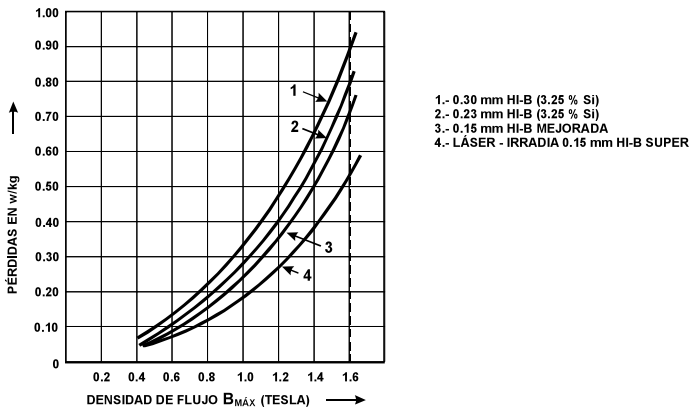
SE INCREMENTA LA RESISTIVIDAD CON UN AUMENTO EN EL PORCENTAJE DE SILICIO



LA DENSIDAD DEL FLUJO DE SATURACIÓN SE REDUCE CON EL INCREMENTO DEL CONTENIDO DE SILICIO



SE TIENEN UN INCREMENTO EN LAS PÉRDIDAS ESPECÍFICAS DEL NÚCLEO CON EL INCREMENTO DE B_m



COMPARACIÓN DE PÉRDIDA ESPECÍFICA EN EL NÚCLEO watt/kg PARA GRADOS DE LAMINADO DE ACERO AL SILICIO

Cuando se invierte el sentido del campo magnético se puede anular el flujo magnético, con lo que se obtiene el punto **C** de la misma figura. Si se aumenta la intensidad del campo magnético en el sentido inverso, el material se magnetiza nuevamente, ahora en el sentido inverso hasta saturarse en el punto **D**, retirándose el campo magnético el material retiene parte del magnetismo, lo que corresponde al punto **E**. Si se aumenta ahora el referido campo, se puede saturar nuevamente el material ferromagnético hasta el punto **A**, completándose de esta manera el ciclo de histéresis.

El cálculo de las pérdidas por histéresis en forma simplificada en el núcleo de un transformador para 1 Kg de acero al silicio, se puede hacer de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Phm = 2 \times 10^{-10} \times Bm^{1.8} \times f \times K \text{ (Watts/Kg)}$$

3.2.3 PÉRDIDAS CON CARGA

Las pérdidas con carga son aquellas que corresponden a la potencia activa absorbida a la frecuencia nominal, cuando en las terminales del primario circula la corriente nominal y las terminales del devanado secundario están en corto circuito.

Las pérdidas con carga son producidas únicamente por el valor de la resistencia de las bobinas del transformador, por lo que en algunos casos se les conoce también como pérdidas en el cobre, aún cuando hay transformadores que usan devanados de aluminio. Estas pérdidas tienen su valor máximo cuando el transformador opera a plena carga y son despreciables cuando opera en vacío. Para fines de cálculos de orden de magnitud, en forma simplificada las pérdidas en los devanados de un transformador ($R I^2$), tratándose de conductores de cobre se pueden calcular para 1 Kg de conductor de cobre como:

$$Pcu = 2.43 \times D^2 \text{ (Watts/Kg)}$$

Donde:

D = Densidad de corriente en A/mm² y representa la media de las densidades de los devanados primario y secundario.

La densidad de corriente se puede determinar con base a la sección transversal de los conductores de los devanados primario y secundario.

Las pérdidas totales de un transformador para cualquier condición de carga se obtienen con la ecuación:

$$Pt = Pfe + Fc^2 \times Pcn$$

Donde:

Pt = Pérdidas totales en el transformador en W.

Fc = Factor de carga.

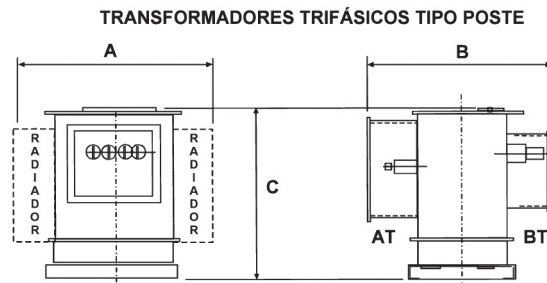
Pft = Pérdidas totales en el núcleo están dadas como:

Pfe = Pcfn+Phmm

**DATOS CARACTERÍSTICOS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS EN ACEITE PARA
INSTALACIÓN TIPO INTERIOR O EXTERIOR.**

**CLASE DE TENSIÓN 15 kV – PRIMARIO EN ESTRELLA O TRIÁNGULO
Y SECUNDARIO EN ESTRELLA-FRECUENCIA 60 Hz**

POTENCIA KVA	TENSIÓN SECUNDARIA (V)	PÉRDIDAS		RENDIMIENTO Cos=0.8 %	RELACIÓN Cos=0.8 %	IMPEDANCIA A 75 °C %
		EN VACÍO P _{Fe} (W)	COBRE P _{Cu} (W)			
15	220 a 440	120	300	96.24	3.22	3.5
30	220 a 440	200	570	96.85	3.29	3.5
45	220 a 440	260	750	97.09	3.19	3.5
75	220 a 440	390	1,200	97.32	3.15	3.5
112.5	220 a 440	520	1,650	97.51	3.09	3.5
150	220 a 440	640	2,050	97.68	3.02	3.5
225	220		2,950	97.88	3.67	4.5
	380 ó 440	900	2,800	97.96	3.63	4.5
300	220		3,900	97.96	3.66	4.5
	380 ó 440	1,120	3,700	98.04	3.61	4.5
500	220		6,400	98.02	3.65	4.5
	380 ó 440	1,700	6,000	98.11	3.60	4.5
750	220		10,000	98.04	4.32	5.5
	380 ó 440	2,000	8,500	98.28	4.20	5.5
1,000	220		12,500	98.10	4.27	5.5
	380 ó 440	3,000	11,000	98.28	4.19	5.5
1,500	220		18,000	98.20	4.24	5.5
	380 ó 440	4,000	16,000	98.36	4.16	5.5



CLASE OA, EN ACEITE, ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DE 65 °C A 2,300 m S.N.M.
CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA, DEVANADO COBRE - COBRE,
SECUNDARIO EN 220 Y / 127 V ó 440 Y / 254 V

CLASE AT 15 kV

kVA	A	B	C	PESO TOTAL kg
225	1,370	1,450	1,550	1,300
250	1,550	1,470	1,550	1,400
300	1,840	1,470	1,580	1,600
400	1,850	1,500	1,650	1,900
500	1,900	1,500	1,700	2,100

CLASE AT 25 kV

kVA	A	B	C	PESO TOTAL kg
225	1,470	1,550	1,550	1,350
250	1,470	1,550	1,550	1,450
300	1,840	1,570	1,570	1,700
400	1,840	1,580	1,700	2,100
500	2,000	1,600	1,700	2,300

CLASE AT 34.5 kV

kVA	A	B	C	PESO TOTAL kg
225	1,780	1,550	1,550	1,400
250	1,800	1,570	1,550	1,500
300	1,850	1,580	1,570	1,750
400	2,000	1,600	1,700	2,200
500	2,200	1,600	1,700	2,400

CAPACIDAD EN KVA	PÉRDIDAS EN EL FIERRO (WATTS)		PÉRDIDAS EN EL COBRE A 75 °C (WATTS)
	ACERO ROLADO EN CALIENTE	ACERO ROLADO EN FRÍO	
16	155	120	500
25	195	155	700
40	260	200	975
50	295	225	1,180
63	350	260	1,400
75	385	290	1,600
80	400	300	1,650
100	450	355	2,000

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

CAPACIDAD EN kVA	PÉRDIDAS EN VACÍO A VOLTAJE Y FRECUENCIA NOMINAL (WATTS)	PÉRDIDAS A PLENA CARGA A 75 °C (WATTS)
100	500	2,000
125	570	2,350
160	670	2,840
200	900	3,400
250	950	4,000
315	1,150	4,770
400	1,380	5,700
500	1,660	6,920
630	1,980	8,260
800	2,400	9,980
1,000	2,800	11,880

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

3.2.4 LA IMPEDANCIA PORCENTUAL DE LOS TRANSFORMADORES

El valor de la impedancia de un transformador cuando se expresa en por ciento se le conoce como **impedancia porcentual** y representa el valor del voltaje de cortocircuito que numéricamente es la impedancia del transformador como porcentaje de la tensión de prueba de cortocircuito, con relación a la tensión nominal.

Se mide cuando se pone en cortocircuito las terminales del secundario del transformador y aplicando una tensión en las terminales del primario que haga circular la corriente nominal, esta definición se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$Z\% = \frac{V_{ncp}}{V_{np}} \times 100$$

Donde:

V_{ncp} = Tensión nominal de cortocircuito aplicada en las terminales del devanado primario.

V_{np} = Tensión nominal del primario del transformador.

$Z\%$ = Impedancia porcentual del transformador.

Así por ejemplo, cuando se dice que un transformador trifásico de 300 kVA, con 13800 volts en el devanado primario, tiene una impedancia de 4.5%, se quiere decir que cuando se produce un cortocircuito en sus terminales secundarias y se aplica en las terminales de su devanado primario un voltaje de:

$$\frac{4.5}{100} \times 13800 = 621 \text{ volts}$$

Se hace circular en sus devanados primario y secundario sus respectivas corrientes nominales que son:

$$I_p = \frac{300}{\sqrt{3} \times 13.8} = 12.55 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{300}{\sqrt{3} \times 0.380} = 455.80 \text{ A}$$

De tal forma que 4.5 es el porcentaje de la tensión primaria de cortocircuito, es decir:

$$Z\% = \frac{621}{13800} \times 100 = 4.5\%$$

La impedancia porcentual del primario y secundario en valor es la misma.

De la misma forma, se pueden representar las resistencias y las reactancias primaria y secundaria, como se indica:

$$R\% = \frac{I_p \times R_{ep}}{V_p} \times 100$$

$$X\% = \frac{I_p \times X_{ep}}{V_p} \times 100$$

Donde:

R_{ep} = Resistencia equivalente referida al primario en Ω .

X_{ep} = Reactancia equivalente referida al primario en Ω .

V_p = Voltaje primario.

Las resistencias y reactancias equivalentes se pueden determinar a partir de las siguientes expresiones:

$$R_{ep} = R_p + \left(\frac{N_p}{N_s}\right)^2 \times R_s$$

$$X_{ep} = X_p + \left(\frac{N_p}{N_s}\right)^2 \times X_s$$

Los valores de R_{ep} y X_{ep} son importantes debido a la dificultad de determinar por separado los valores de R_p y X_p del transformador.

A partir de la prueba de cortocircuito, se pueden determinar los valores de la resistencia e impedancia equivalentes de un transformador. Los diagramas

elementales para la realización de esta prueba se muestran en las siguientes figuras, ya sea que se efectuó la medición directa o a través de los transformadores de instrumento.

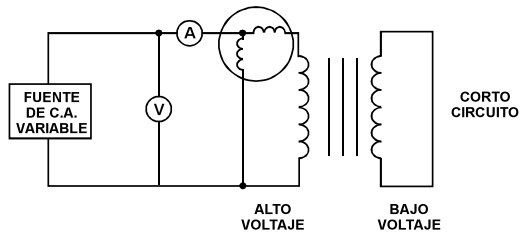
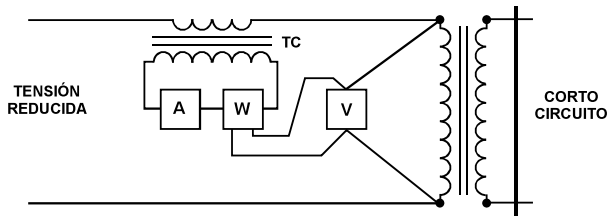


DIAGRAMA PARA LA PRUEBA DEL CORTO CIRCUITO DE UN TRANSFORMADOR



CONEXIONES PARA LA PRUEBA DE CORTO CIRCUITO

El valor de la resistencia equivalente del transformador referida al primario se puede determinar en base a la siguiente ecuación como resultado de la prueba de corto circuito.

$$R_{ep} = \frac{P_{cu}}{I_p^2} (\Omega)$$

También se acostumbra hacer: $I_p = I_1$ para designar la corriente de primarios como se usó la nomenclatura en el capítulo anterior y también $I_s = I_2$ = corriente en el secundario.

Asimismo, con base a la prueba de cortocircuito se puede determinar la impedancia equivalente de acuerdo con la ecuación:

$$Z_{ep} = \frac{V_{cc}}{I_p} (\Omega)$$

Donde:

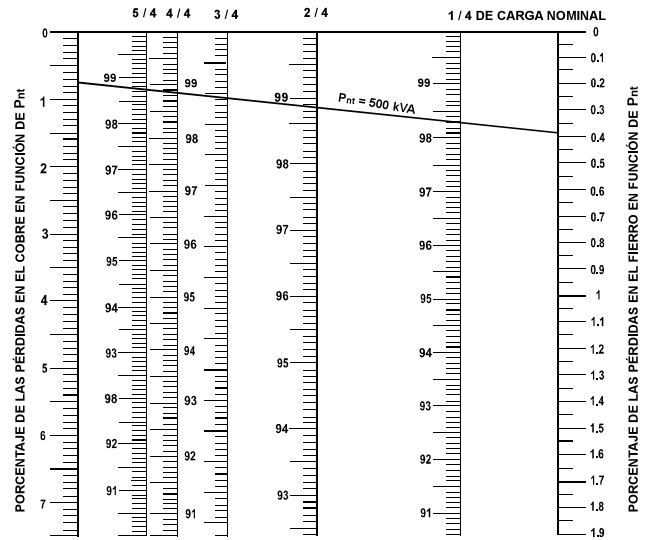
V_{cc} = Voltaje aplicado en la prueba de cortocircuito para hacer circular corriente nominal en el devanado primario.

En la prueba de cortocircuito, la potencia registrada y disipada en los devanados, denominada potencia de cortocircuito, mide aproximadamente las pérdidas en el cobre (P_{cu}).

Las resistencias y reaktancias equivalentes generalmente se expresan referidas al lado primario del transformador, pero se pueden referir al lado secundario, para esto es suficiente multiplicar los valores equivalentes referidos al primario por $(N_2/N_1)^2$ ó $(N_s/N_p)^2$, o bien por la relación de transformación $(V_p/V_s)^2$.

3.2.5 ABACO PARA LA DETERMINACIÓN DEL RENDIMIENTO EN TRANSFORMADORES

En la siguiente figura, se muestra un ábaco que permite que se calcule el rendimiento de transformadores tomando como base la fracción de carga que está conectada a su devanado secundario, las pérdidas en el núcleo (fierro) como porcentaje de esta potencia.



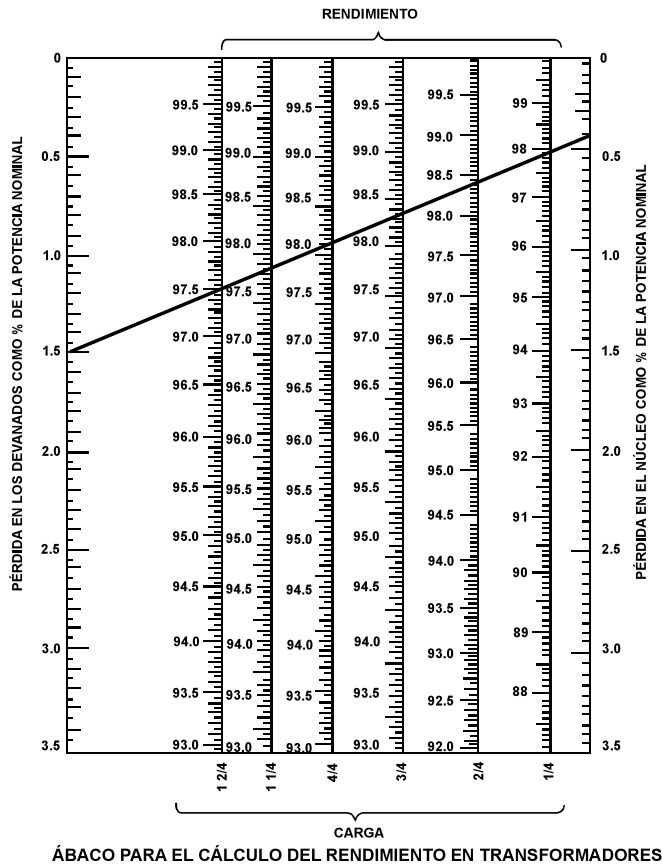
GRÁFICA PARA LA DETERMINACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

Por ejemplo, para un transformador de 500 kVA que opera al 50% de su capacidad nominal, que tiene como pérdidas en el núcleo (vacío) $P_o = P_{fe} = 1900W$ y pérdidas en el cobre: $P_{cu} = 4300 W$, estas pérdidas como porcentaje de la potencia nominal valen:

$$P_{fe} = P_o = \frac{1.9}{500} \times 100 = 0.38\%$$

$$P_{cu} = \frac{4.3}{500} \times 100 = 0.86\%$$

Entrado al ábaco anterior, con estos datos en la línea correspondiente a 2/4 de carga (50%) e interceptando en las líneas correspondientes a Pfo= 0.38% y Pcu=0.86% se encuentra que la eficiencia es $\eta=98.85\%$.



Para que un transformador trabajando en su régimen de plena carga tenga su **rendimiento máximo**, se debe modular la carga de modo que se cumpla con la condición de que el **factor de carga** esté dado por la ecuación:

$$F_c = \sqrt{\frac{P_{fe}}{P_{cu}}}$$

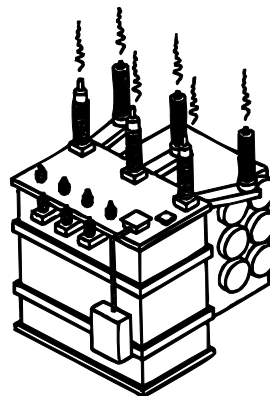
De esta ecuación, se deduce que para que un transformador operando a plena carga tenga un rendimiento máximo, es necesario que las pérdidas nominales en el hierro sean iguales a las del cobre, es decir: $P_{fe}=P_{cu}$. El transformador debe estar con carga relativamente baja para que las pérdidas en el cobre, normalmente mayores a las del hierro (que son

constantes) sean reducidas a un punto de donde sean iguales; en estas condiciones el transformador estaría subutilizado, lo que económicamente no es viable.

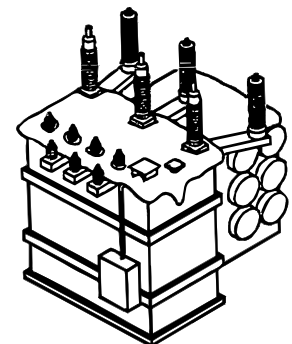
El rendimiento de un transformador se reduce cuando el factor de potencia de la carga disminuye, manteniéndose constante. Si se mantiene fijo el factor de potencia, el rendimiento varía en función de la modulación de la carga. Como ejemplo, en la tabla siguiente se proporciona el rendimiento de un transformador en función de su potencia nominal, para un factor de potencia igual a 0.85, un factor de carga = 1.0 y valores normalizados de pérdidas.

RENDIMIENTO DE TRANSFORMADORES ($F_c=1eF_p=0.85$)

CLASE (KV)	POTENCIA NOMINAL								
	TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS								
	15	30	45	75	112.5	150	225	300	500
15	96.52	97.07	97.35	97.66	97.88	98.04	98.15	98.27	98.42
25.8	96.08	96.74	94.06	97.4	97.88	97.81	98.01	98.15	98.48
38	96.08	96.74	97.06	97.4	97.65	97.81	98.01	98.15	98.36
Transformadores monofásicos (F-N)									
	5	10	15	25	37.5	50	75	100	--
15	96.26	96.92	97.18	97.52	97.76	98.02	98.15	98.21	--
25.8	95.94	96.59	96.88	97.25	97.52	97.68	98	98.15	--
38	95.94	96.59	96.88	97.25	97.52	97.68	96	98.15	--



CON PÉRDIDAS ELEVADAS SE INCREMENTA EL CALENTAMIENTO



CON BAJAS PÉRDIDAS OPERA A TEMPERATURA NORMAL

EFEECTO DE LAS PÉRDIDAS EN EL CALENTAMIENTO

3.2.6 REGULACIÓN DE VOLTAJE

La regulación representa la variación de tensión en el secundario del transformador desde su condición de operación en vacío hasta su operación a plena carga, suponiendo que la tensión en el devanado primario es constante, también se le conoce como la caída de tensión industrial y se puede calcular en función de las componentes activa y reactiva, de la impedancia porcentual del transformador, del factor de potencia y del factor de carga, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Reg \%} = Fc \times \left[R\% \times \cos\varphi + X\% \times \text{sen}\varphi + \frac{(X\% \times \cos\varphi - R\% \times \text{sen}\varphi)^2}{200} \right]$$

Donde:

Reg % = Regulación del transformador en %.

R % = Resistencia porcentual el transformador.

X% = Reactancia porcentual del transformador.

φ = Angulo del factor de potencia de la carga.

El valor de la tensión en el secundario del transformador corresponde a las condiciones de carga a que esta sometido y esta dado por la ecuación:

$$V_{Sr} = V_{NS} \times \left(1 - \frac{\text{Reg \%}}{100} \right) \text{ (volts)}$$

Donde:

V_{NS} = Tensión nominal del secundario en volts.

En tanto, sea mayor la caída de tensión interna del transformador, mayor es el valor de la regulación, **lo que significa impedancias de valor elevado.**

3.3 Conexiones para la operación de transformadores

Los transformadores de potencia operan normalmente formando parte de las subestaciones eléctricas, por lo tanto son parte del diseño de la subestación, y como otros equipos eléctricos, deben cumplir con ciertas especificaciones, satisfacer pruebas y también estar sometidos a pruebas de puesta en servicio. Todo esto debe estar correlacionado de tal forma que se cubra en forma integral la solución a problemas específicos, por lo que es necesario tomar en consideración aspectos convencionales del estudio de los transformadores.

3.3.1 LA POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

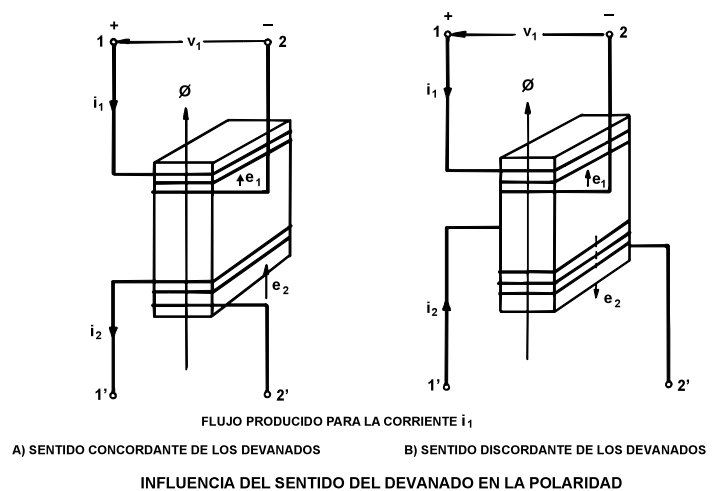
La marca de polaridad de las terminales de los devanados de un transformador indican cuáles son las terminales positivas y negativas en un determinado instante, esto es, la relación entre los sentidos momentáneos de la fuerza electromotriz (f.e.m.) en los devanados primario y secundario. Por otro lado, el ángulo de defasamiento entre las tensiones del primario y del secundario es importante que se determine para las siguientes situaciones:

- a) Conexión de transformadores en paralelo.
- b) Conexión de transformadores de corriente y potencial en los circuitos de medición y/o protección.

POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

La polaridad de los transformadores monofásicos depende fundamentalmente de cómo son devanadas las espiras del primario y del secundario. Como se muestra en la siguiente figura, pueden tener sentidos concordantes o discordantes, éstos tienen implicación directa en cuanto a la polaridad de la f.e.m. y la f.c.e.m.. Por ejemplo, si se aplica una tensión V_1 al primario de los dos transformadores monofásicos con la polaridad indicada, se presentará una circulación de corriente en los devanados según el sentido mostrado, admitiendo que las tensiones y en consecuencia las corrientes están creciendo, entonces los correspondientes flujos serán crecientes y los sentidos indicados (observar en la

figura el sentido de ϕ) como se sabe de la teoría de los transformadores, debido al flujo, aparecen f.e.m. en el devanado secundario, los cuales de acuerdo con la Ley de Lenz son contrarios a la causa de su origen.



Para el caso A) se tiene una f.e.m. inducida que tiende a producir la corriente i_2 indicada, por lo tanto, sería inducida una f.e.m. e_2 en el sentido indicado, o sea de $2'$ hacia $1'$, que va a ser responsable de un flujo (ϕ') contrario al flujo ϕ .

En el caso (B) tal f.e.m. debe tener un sentido exactamente opuesto al anterior, con el propósito de continuar produciendo un flujo contrario al inductor.

En forma análoga a lo que acontece en el secundario, estando el mismo flujo ϕ cortando también al primario, se tiene una tensión inducida en el circuito del primario, siendo denominada f.c.e.m. y que tiene el sentido indicado en las figuras A y B anteriores. Una vez que la tensión aplicada (V_1) tiene la misma polaridad, en ambos casos se debe tener la misma polaridad para la f.c.e.m. e_1 , de manera que se tenga el efecto de caída de tensión. Conectando ahora las terminales 1 y $1'$ en corto y colocando un voltmetro entre 2 y $2'$, se verifica que las tensiones inducidas (e_1 y e_2) se van a restar (caso A) o sumar (caso B), originando de aquí una designación para los transformadores.

Caso A: Polaridad sustractiva (mismo sentido de los devanados).

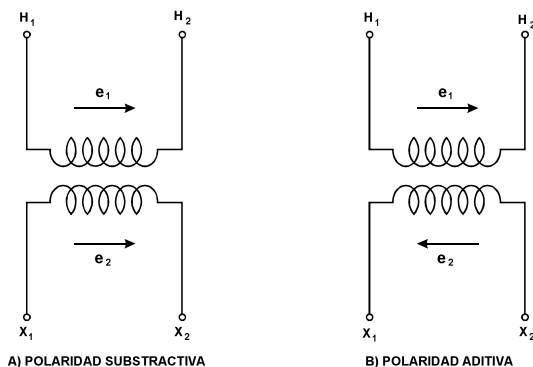
Caso B: Polaridad aditiva (sentido contrario de los devanados).

3.3.2 MARCACIÓN DE LAS TERMINALES

Se ha recomendado que las terminales de alta tensión se marquen como H_1 y H_2 para los transformadores monofásicos y H_1, H_2, H_3 para los transformadores trifásicos y como X_1, X_2 las terminales de baja tensión para los monofásicos y X_1, X_2, X_3 para los trifásicos, X_0 se usa para designar el neutro en la conexión estrella. Siguiendo esta notación se tienen los arreglos de la siguiente figura, con esto se puede observar que en la polaridad sustractiva las terminales con índice 1 son adyacentes y lo mismo ocurre con los índices 2 en la polaridad aditiva, estos índices son opuestos entre sí.

Otro tipo de distinción entre los dos transformadores presentados se puede hacer en términos del defasamiento entre los dos fasores representativos e_1 y e_2 .

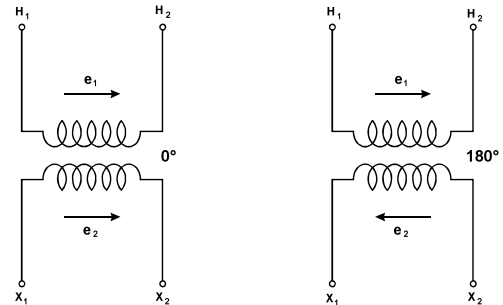
Considerando las direcciones y los sentidos de los fasores indicados en la siguiente figura, se verifica que en el primer caso, el ángulo entre los mismos es de **cero grados** y en el del segundo caso de **180°**. Así cuando se marquen las terminales de aquellos transformadores, y se puede hacer sin preocuparse realmente con los sentidos correctos, esto es, si los mismos índices son adyacentes o no.



POLARIDAD DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Evidentemente que si las terminales de los transformadores se marcan como se indica en la siguiente figura, de acuerdo con la primera notación, los mismos serían introducidos como dos sustractivos. Por lo tanto se sabe que el segundo no ha surgido de la necesidad del suministro de otro elemento que los

identifique o los diferencie, este elemento podría ser el propio ángulo entre e_1 y e_2 que tienen el mismo sentido (por lo tanto sustractivo) y pasa que colocándose a **180°** con respecto al segundo estará la f.e.m. defasada el ángulo correspondiente que representa la polaridad aditiva.



OTRA FORMA PARA LA MARCACIÓN DE LA POLARIDAD DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

MÉTODOS DE PRUEBA PARA DETERMINAR LA POLARIDAD EN TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Existen básicamente tres métodos para determinar la polaridad en transformadores monofásicos: *El del golpe inductivo, el de la corriente alterna y el del transformador patrón.*

3.3.3 EL MÉTODO DEL GOLPE INDUCTIVO CON CORRIENTE DIRECTA

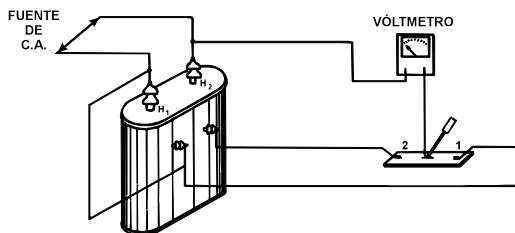
Se conectan las terminales de alta tensión a una fuente de corriente continua y se instala un voltmetro de corriente continua entre esas terminales, de manera que se obtenga una deflexión positiva al conectar la fuente de C.D. En la figura siguiente, cuando está la cuchilla de dos polos dos tiros en la posición 1 se observa una tensión entre las terminales H_1 y H_2 , enseguida se coloca la cuchilla en la posición 2 y entonces se transfiere cada terminal del voltmetro para la baja tensión del transformador.

Enseguida, se desconecta la corriente de alimentación, observándose el sentido de deflexión del voltmetro. **Cuando las dos deflexiones son en el sentido opuesto, la polaridad es sustractiva, cuando son en el mismo sentido, la polaridad es aditiva.** Estas conclusiones se basan en la Ley de Lenz.

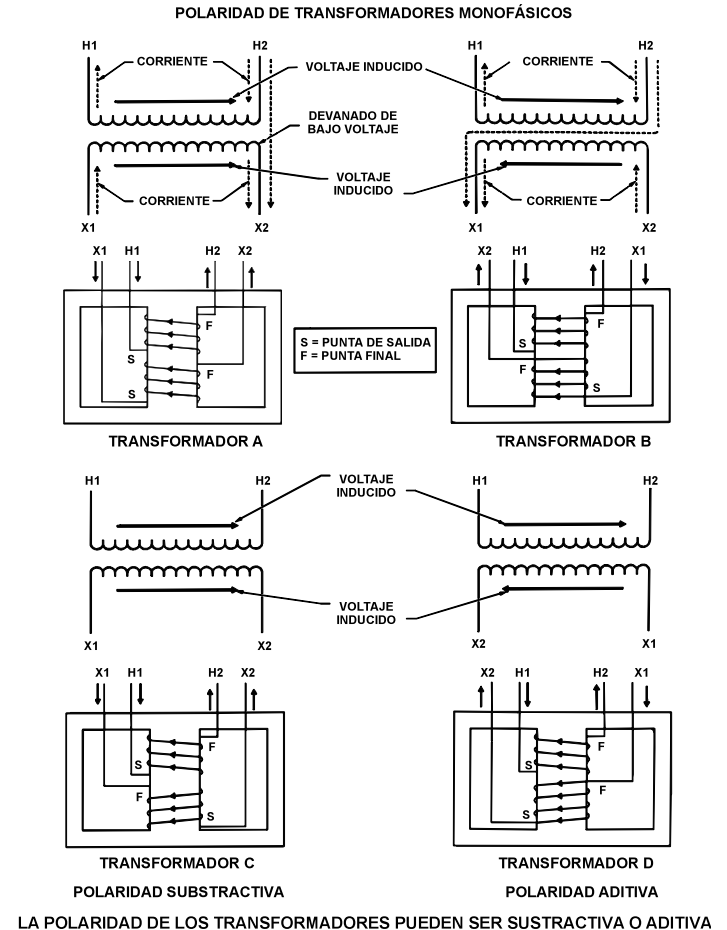
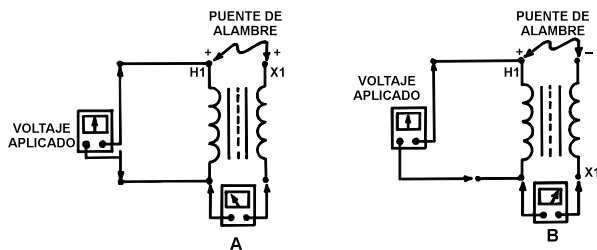
3.3.4 MÉTODO DE LA CORRIENTE ALTERNA

Este método se encuentra prácticamente limitado a transformadores cuya relación de transformación no sea mayor de 30:1. Se aplica una tensión de corriente alterna de valor conveniente a las terminales de alta tensión y se toman las lecturas de un voltmetro que se conecta primero entre las terminales de alta tensión (cuchilla en la posición 1) y después entre las terminales adyacentes (cuchilla en la posición 2). como se muestra en la siguiente figura:

Si la primera lectura es mayor que la segunda, la polaridad es sustractiva, en caso contrario es aditiva esta conclusión se obtiene de la propia definición de transformadores aditivo y sustractivo.



DETERMINACIÓN DE LA POLARIDAD POR EL MÉTODO DE LA CORRIENTE ALTERNA

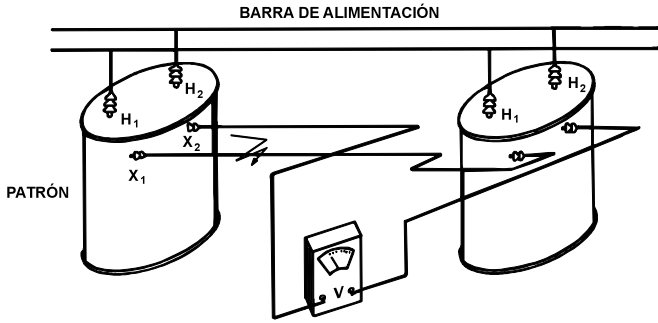


LA POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES PUEDEN SER SUSTRACTIVA O ADITIVA

3.3.5 EL MÉTODO DEL TRANSFORMADOR PATRÓN

Este método consiste en comparar el transformador a probar con un transformador denominado **PATRÓN** de polaridad conocida que tenga la misma relación de transformación, la conexión se hace de acuerdo con lo indicado en la siguiente figura.

Se aplica una tensión reducida a los devanados de alta tensión que deben estar conectados en paralelo (con esto se definen H_1 y H_2 del segundo transformador), una vez que están eléctricamente conectados a las correspondientes terminales del primer transformador, se registra el valor medido por el voltmetro. Si este valor fuera cero o prácticamente cero, los dos transformadores tienen la misma polaridad, fijando de esta forma conocida la marcación de las terminales del transformador en prueba, si la lectura difiere de la fem del secundario de uno de los dos transformadores o tiene un valor próximo a éste, se sabe que la marcación de las terminales del segundo transformador es en secuencia opuesta al primero.

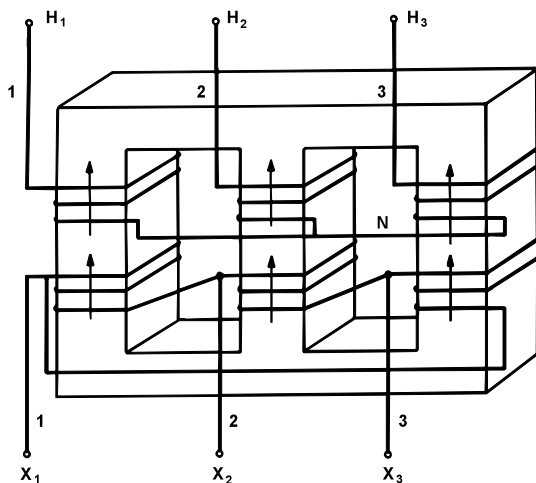


DETERMINACIÓN DE LA POLARIDAD POR EL MÉTODO DEL TRANSFORMADOR PATRÓN

3.3.6 POLARIDAD EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

En los transformadores trifásicos la polaridad correspondiente a cada fase se puede definir y determinar del mismo modo que para los transformadores monofásicos. Como se sabe, la principal finalidad de la determinación de la polaridad de un transformador es para su conexión en paralelo con otro, para el caso de un transformador trifásico se tiene la situación ilustrada en la siguiente figura, donde se percibe fácilmente que cuando se desea conectar el transformador en paralelo con otro, esto se hace conectando las fases 1 de ambos, 2 y 3, así como se hace para los monofásicos.

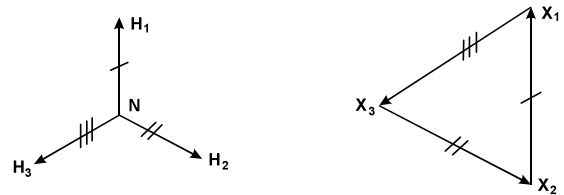
Pero en el caso de los trifásicos, se deben comparar las tensiones entre las fases de uno y otro transformador, que pueden no corresponder a la misma polaridad y adicionalmente a los defasamientos de las conexiones mismas.



CONCEPTUALIZACIÓN DE LA POLARIDAD DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

En el caso de los transformadores trifásicos, se ha establecido una convención de manera que si se coloca un observador del lado de alta tensión, el primer aislador correspondiente a una fase, a su derecha queda designado como H_1 y así sucesivamente, esta convención es la aplicada en la figura anterior.

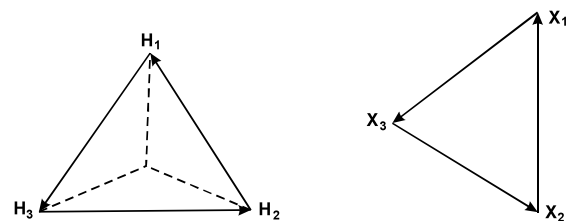
Para determinar el defasamiento, se pueden trazar los diagramas de la siguiente figura, en que **los lados paralelos** se podrán dibujar de esta manera, debido a la definición de polaridad por fase (en el caso sustractivo).



DIAGRAMAS FASIALES PARA TS y TI

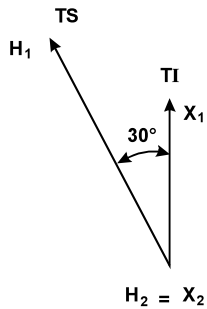
Los diagramas de la figura anterior representan tensiones entre fase y neutro, a partir de éstos se construyen los diagramas de las siguientes figuras, en donde se debe considerar que por la secuencia impuesta en la marcación H_1 , H_2 y H_3 se está admitiendo la secuencia de fases 1, 2 y 3, esto es, que un observador parado en una determinada posición observa a los vectores con una secuencia 1, 2, 3, girando en el sentido contrario al de las manecillas de un reloj, pasando por este punto en la secuencia 1, 2, 3.

Algo importante a considerar es que **un transformador no puede alterar su secuencia de fases**, y este es con frecuencia uno de los errores que se cometen en la representación de las terminales al indicar el primario con una secuencia y el secundario con otra.



DIAGRAMAS RESULTANTES PARA ANÁLISIS

A partir de la figura anterior, si se coloca el vector representativo de la tensión entre las fases 1 y 2 del TS y de la correspondiente TI en un mismo origen, se tiene el diagrama siguiente:



DEFASAMIENTO ANGULAR

Aquí se verifica la hipótesis de que siendo el neutro de la estrella inaccesible, el diagrama se puede obtener en forma experimental y sólo se puede formar por la figura geométrica correspondiente a las tensiones entre fases. Como se sabe, cuando se obtienen un diagrama en delta, se puede encontrar la correspondencia entre los devanados conectados en delta o estrella. Por lo tanto, la prueba proporciona el conocimiento del desfase, pero no permite saber el tipo de conexión del transformador.

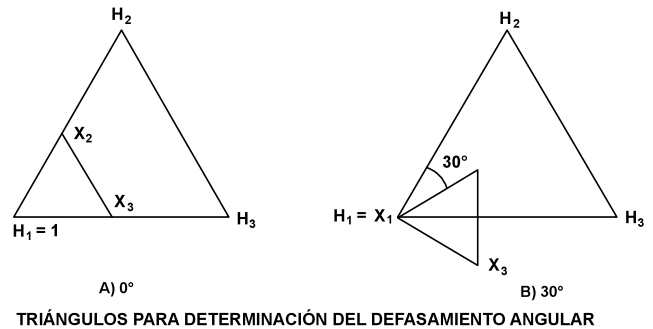
A partir de la figura anterior, el desfase angular está definido como el sentido existente entre X_1X_2 y H_1H_2 marcado de TI a TS en el sentido contrario a las manecillas del reloj.

Dentro de esta definición, el desfase angular del transformador considerado es de 30° , en el caso de que el mismo transformador fuera aditivo por fase, el ángulo hubiera sido 210° .

Las condiciones de operación anteriores son reales, como se muestra en las siguientes figuras. La superposición de los diagramas fasoriales del primario y del secundario (la superposición de los triángulos se debe al corto entre H_1 y X_1 , cuando se hace la determinación experimental del desfase).

En caso de que sean aditivos, se tiene que H_1 y H_2 y X_1X_2 estarán defasados de 180° a 210° y así sucesivamente para otras tensiones entre fases.

En cada uno de los diagramas siguientes representan particularidades, por ejemplo en (A) se tienen X_3H_2 y X_2H_3 iguales (simetría de la figura) y para (B) $X_2H_3 = X_3H_2$, es decir, al menos una condición siendo cierta para uno no lo es para el otro grupo.



TRIÁNGULOS PARA DETERMINACIÓN DEL DEFASAMIENTO ANGULAR

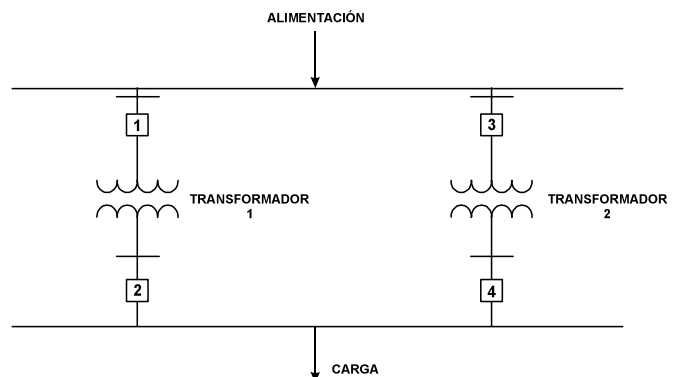
3.3.7 OPERACIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES

Cuando se desea alimentar una carga que excede o puede exceder la capacidad de un transformador existente, entonces se puede conectar un segundo transformador en paralelo, esto puede ocurrir con transformadores monofásicos o trifásicos.

Los requerimientos esenciales para una correcta operación en paralelo de dos o más transformadores son los siguientes:

1. La polaridad debe ser la misma.
2. La relación de transformación debe ser igual.
3. La impedancia porcentual (en porcentaje) debe ser la misma.
4. La rotación de fases (desfase) debe ser igual.
5. Los diagramas vectoriales y los desfases deben ser los mismos.

El concepto general de operación en paralelo de los transformadores se muestra en la siguiente figura, que generaliza casos de transformadores monofásicos y trifásicos.



TRANSFORMADOR EN PARALELO

Una condición deseable también para la conexión en paralelo de transformadores, es que en los transformadores que tienen distinta potencia en KVA, la impedancia equivalente debe ser inversamente proporcional al valor de la capacidad individual en KVA, para prevenir de esta manera la presencia de corrientes circulantes.

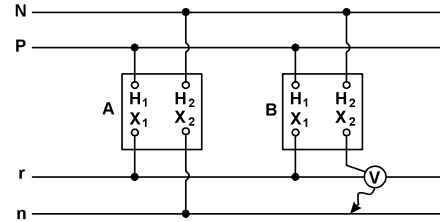
LA POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES EN PARALELO

El término polaridad en la operación en paralelo de los transformadores se refiere a una relación de fase entre dos o más transformadores. Se puede aplicar para indicar la relación direccional de los voltajes primario y secundario en las terminales de cada unidad individual. Cualquier transformador monofásico tiene la misma polaridad cuando sus voltajes terminales instantáneos están en fase. Con la condición de que un voltmetro conectado a través de terminales similares indique cero.

Los transformadores monofásicos son sencillos de probar, para un par de transformadores dados hay sólo dos posibles grupos de conexiones externas, si se designan por A y B los transformados que se van a conectar para operar en paralelo, el primero paso es conectar tanto las terminales primaria y secundaria del transformador A a sus barras correspondientes y entonces conectar las terminales primarias del transformador B a sus barras.

Si los dos transformadores tienen la misma polaridad correspondiendo a sus terminales del secundario, estarán entonces al mismo potencial, para verificar si esto está bien realizado, se requiere conectar una terminal del secundario del transformador B. Para determinar si es correcto, se conecta un voltmetro a la barra, **el voltaje a través de la terminal del secundario desconectada B y la otra barra A se mide de esta manera, y si la lectura del voltmetro es cero, los transformadores tienen la misma polaridad y se puede efectuar la conexión.**

Si en cambio, al voltaje medido **es dos veces el voltaje normal del secundario** significa que los dos transformadores **tienen polaridad opuesta**, para corregir esto sólo es necesario cruzar las terminales **conectadas del secundario del transformador B a las barras**, si se cruzan las terminales del primario da el mismo resultado.



VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS PARA CONEXIÓN EN PARALELO

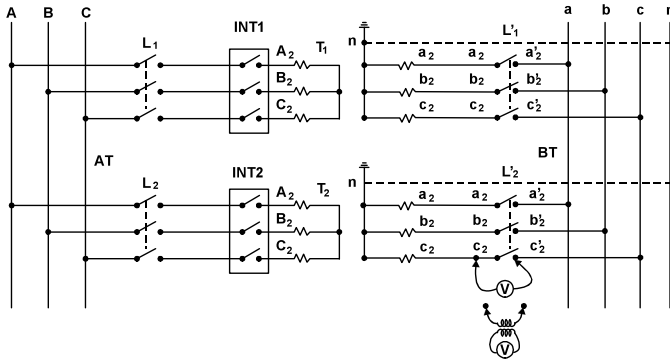
En el caso de los transformadores trifásicos, antes de conectarlos en paralelo se tienen que verificar lo siguiente:

- Que la secuencia de fase sea la misma
- Que la polaridad sea la misma

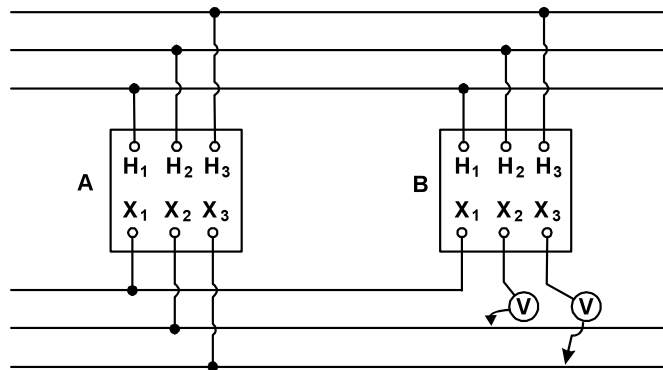
Para verificar esto en los transformadores trifásicos se puede hacer referencia a los diagramas de conexiones de los fabricantes y se conectan las terminales como sigue: $H_1H_2H_3$ del transformador A y $H_1H_2H_3$ del transformador B para ser conectados al bus primario A,B,C respectivamente. De igual forma, se debe conectar $X_1X_2X_3$ del transformador A y $X_1X_2X_3$ del transformador B al bus secundario a,b,c. Este método sólo se puede aplicar a transformadores idénticos que tengan el mismo grupo vectorial y marcas en las terminales.

Otro método consiste en conectar las dos terminales primarias $H_1H_2H_3$ del transformador A y $H_1H_2H_3$ del transformador B a los buses primarios A,B,C. A continuación, se conectan las terminales $X_1X_2X_3$ de únicamente en transformador. Por ejemplo, el A al secundario de las barras abc, suponiendo que ambos neutros del secundario no están conectados a tierra, sólo las terminales del transformador B al correspondiente bus secundario.

Ahora se mide el voltaje a través de las terminales del secundario y las barras correspondientes del secundario sea entre c, b y a. Si las polaridades están correctas, los voltmetros leerán cero, y cuando están incorrectas las polaridades no es lectura cero.



VERIFICANDO POLARIDAD ANTES DE CONECTAR EN PARALELO LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS



MEDICIÓN DEL DEFASAMIENTO

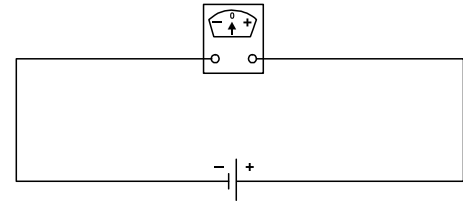
La medición del defasamiento angular se puede hacer normalmente con un **medidor digital del ángulo de fase**, por medio de este instrumento se comparan las tensiones entre fase y neutro de uno y otro diagrama fasorial correspondientes a una misma fase.

3.3.8 EL MÉTODO DEL GOLPE INDUCTIVO

Empleando el método del golpe inductivo que se ha presentado en párrafos anteriores, es posible también la determinación del defasamiento angular de un transformador trifásico. Para seguir este método en forma práctica se presentan las siguientes etapas:

- a) **Equipo:** Una batería y un amperímetro para corriente continua con cero en el centro.
- b) **Preparación de la prueba:** Se toma la batería y el amperímetro y se conecta el polo positivo de la misma a uno de los dos bornes del instrumento, con el propósito de determinar o verificar el positivo del instrumento. Si al conectar la batería a un determinado borne la

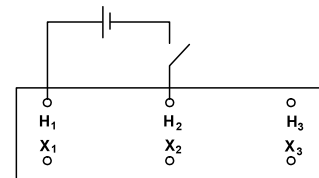
aguja o puntero **deflexiona a la derecha, el borne conectado al positivo de la batería, es positivo**, en caso contrario es negativo.



VERIFICACIÓN DEL POSITIVO DEL AMPÉRMETRO

Hecho esto, se procede a desarrollar la prueba, que es conectar el instrumento a las dos terminales del transformador. Si la aguja deflexiona hacia la derecha, **la terminal conectada al positivo es positivo**.

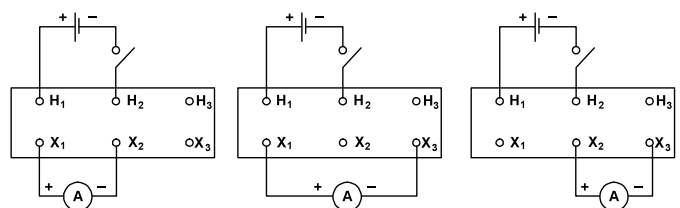
- c) **Descripción de la prueba.** Se conecta la batería a TS como en el diagrama siguiente:



CONEXIÓN DE LA FUENTE DEL TS

Se conecta al amperímetro en tres posiciones a las terminales de TI.

- 1ª Posición: X_1X_2
(positivo del instrumento X_1)
- 2ª Posición: X_1X_3
(positivo del instrumento X_1)
- 3ª Posición: X_2X_3
(positivo del instrumento X_2)



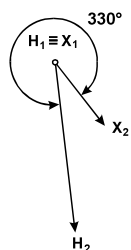
CONEXIÓN PARA TI

Se cierra el interruptor en TS haciendo de esta manera $H_1^{(+)}$ y $H_2^{(-)}$ y se verifican estas

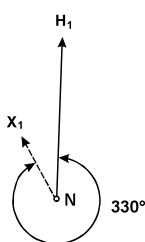
conexiones de TI de las terminales X_1X_2 , X_1X_3 y X_2X_3 .

Cuando se aplica un pico de tensión continua en la TS con polaridad $H_1^{(+)}$ y $H_2^{(-)}$ se tiene la respuesta de la tabla siguiente:

X_1	X_2	X_1	X_3	X_2	X_3	Defasamiento
+	-	+	-	-	+	0° ó 0
+	-	0	0	-	+	30° ó 1
-	+	-	+	+	-	180° ó 6
-	+	0	0	+	-	210° ó 7

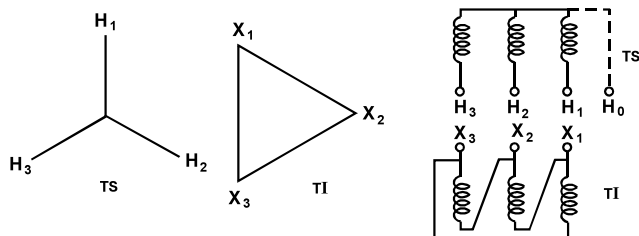


A) COMPROBANDO FASORES ENTRE FASE

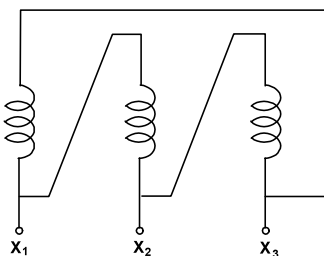
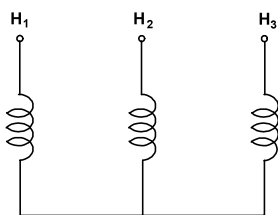


B) COMPROBANDO FASORES ENTRE FASE Y NEUTRO

DETERMINACIÓN DEL DEFASAMIENTO ANGULAR



DEFASAMIENTO ANGULAR EN UNA CONEXIÓN ESTRELLA/DELTA



REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA CONEXIÓN ESTRELLA / DELTA

La conexión de estos transformadores con la conexión Estrella/Delta se encuentra en los convertidores y en subestaciones reductoras, ya que la conexión estrella es apropiada para las altas tensiones y la delta para tensiones menores, tiene las siguientes desventajas:

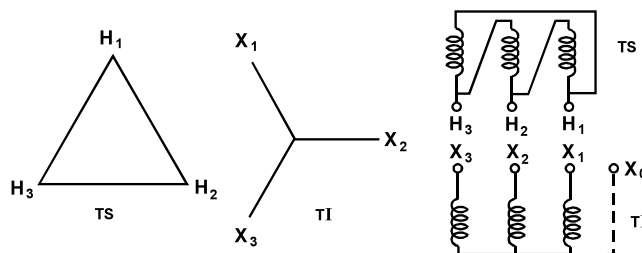
- a) No tiene neutro disponible en el secundario para conexión a tierra o para una posible alimentación de 4 hilos.
- b) La falla en una fase hace que el transformador no pueda operar, su principal aplicación es para la reducción de tensión usando transformadores grandes.

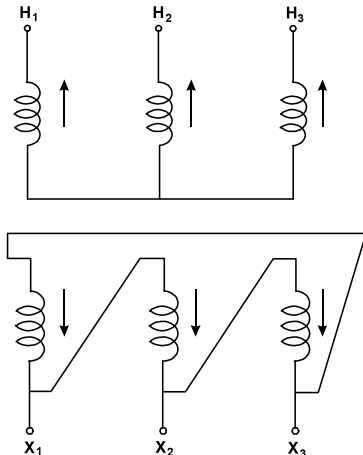
3.3.9 LA CONEXIÓN DELTA/ESTRELLA

Esta conexión tiene su principal aplicación en la alimentación con cuatro conductores de las cargas que pueden ser balanceadas o desbalanceadas, se usa también para la elevación de la tensión de alimentación de una línea de alta tensión, y como se eliminan las terceras armónicas, el neutro está disponible para la conexión a tierra.

Tiene las siguientes desventajas:

- a) La falla de una fase deja fuera de operación al transformador.
- b) El devanado en delta puede ser mecánicamente débil.





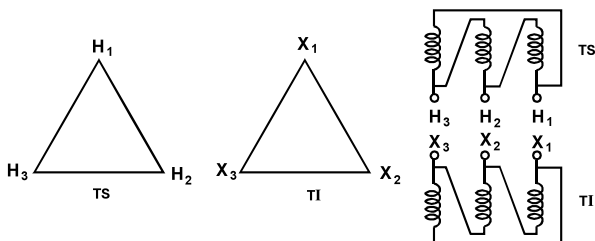
TRANSFORMADOR ESTRELLA / DELTA CON POLARIDAD SUSTRACTIVA

3.3.10 CONEXIÓN DELTA/DELTA

Esta conexión es la más económica para transformadores de baja tensión y altas corrientes, representa también una de las más fáciles para operación en paralelo, y permite, en caso de falla de una de las fases, operar en la llamada conexión delta/abierta.

Presenta las siguientes desventajas:

- a) No tiene neutros disponibles.
- b) No se puede suministrar energía con 4 conductores.
- c) Cuando opera con altas tensiones de línea, los costos de diseño de las bobinas son mayores.

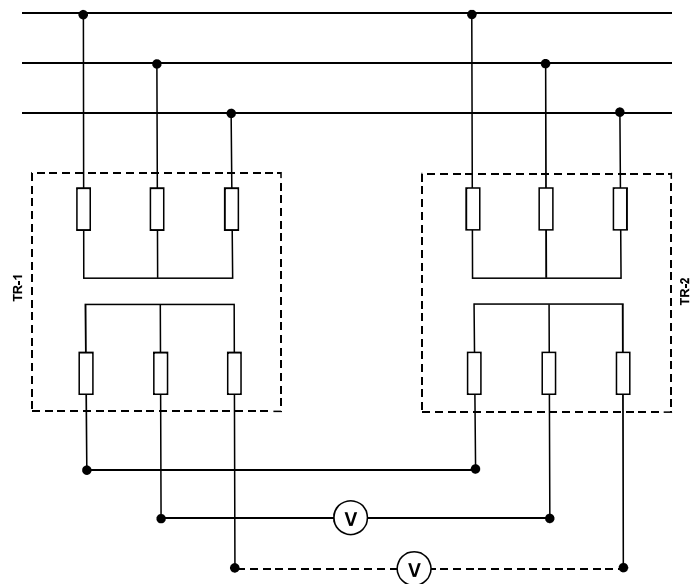


En las subestaciones de potencia con valores superiores a 500 KVA, por lo general se puede pensar en el uso de dos transformadores en paralelo por razones de seguridad en la operación, y como se ha mencionado, hay dos condiciones básicas que se deben satisfacer.

- La misma relación de transformación nominal.
- La misma polaridad o defasamiento angular.

Cuando dos o más transformadores están operando en paralelo y no tienen el mismo defasamiento angular o la misma secuencia de fase, se tienen las siguientes consecuencias:

- a) Se presenta una diferencia de potencial entre los secundarios de los transformadores, propiciando una circulación de corriente en los devanados.
- b) Se presenta una diferencia de tensión cíclica, produciendo también una circulación de corriente en los devanados. Esta circulación de corriente se puede detectar conectando un voltmetro entre las fases de los transformadores, como se muestra en la siguiente figura:



MEDICIÓN DE TENSION EN TRANSFORMADORES EN PARALELO

Algunas condiciones que conviene analizar para la conexión en paralelo de transformadores son las siguientes:

1. Tensiones en el primario iguales y relación de transformación distinta.

Si se consideran dos transformadores en paralelo, la corriente de circulación en vacío, tomada como porcentaje de la corriente nominal del transformador T_1 , está dada por la siguiente ecuación:

$$I_{Circ} = \frac{\Delta R + p}{Z_{pt_1} + Z_{pt_2} \times (P_{nt_1}/P_{nt_2})} \times 100$$

Siendo:

$$\Delta R_p = \frac{R_{t_2} - R_{t_1}}{R_t} \times 100$$

$$R_t = \sqrt{R_{t_1} \times R_{t_2}}$$

Donde:

R_{t_1} = Relación de transformación del transformador 1.

R_{t_2} = Relación de transformación del transformador 2.

R_t = Relación de transformación media.

ΔR_{tp} = Variación porcentual de las relaciones de transformación de los transformadores T_1 y T_2

Z_{pt_1} = Impedancia del transformador T_1 en por ciento.

Z_{pt_2} = Impedancia del transformador T_2 en por ciento.

P_{nt_1} = Potencia nominal del transformador T_1 en KVA.

P_{nt_2} = Potencia nominal del transformador T_2 en KVA.

2. Defasamientos angulares distintos.

Cuando dos o más transformadores se conectan en paralelo es muy importante que las fuerzas electromotrices formadas por los circuitos secundarios sean iguales y opuestas, de manera que se anulen. Se puede constatar entonces que la conexión de dos transformadores cuyas tensiones secundarias se suman, la corriente de circulación se iguala a la corriente de cortocircuito y se obtiene de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_{Circ} = \frac{2 \times V_s}{Z_{t_1} + Z_{t_2}}$$

Donde:

I_{Circ} = Corriente de circulación en A

V_s = Tensión entre las terminales del secundario de fase del transformador en V.

Z_{t_1} y Z_{t_2} = Impedancia de los transformadores en Ω

Si se considera en general que la conexión de dos transformadores en paralelo con defasamientos angulares distintos, pero con los demás parámetros iguales, la corriente de circulación vale.

$$I_{Circ} = \frac{I_{ns} \times \text{sen}(\alpha/2)}{Z_{t_1}} \times 100 \text{ (A)}$$

Donde:

I_{Circ} = Corriente de circulación en A.

I_{ns} = Corriente nominal en el secundario.

α = Diferencia entre ángulos de defasamiento entre los secundarios, en grados eléctricos.

Z_{pt_1} = Impedancia del transformador en por ciento

$$(Z_{pt_1} = Z_{pt_2} = \dots = Z_p)$$

3.3.11 VERIFICACIONES ANTES DE LA CONEXIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES

Antes de conectar en paralelo transformadores se deben verificar los siguientes pasos:

1. Estudiar las placas de características de cada transformador.
2. Confirmar si la polaridad, relación de voltajes, diagrama vectorial, grupo vectorial, marcas terminales, potencia en KVA, impedancia porcentual de ambos transformadores son aceptables para la operación en paralelo, en caso de que no, no se deben conectar.
3. Conectar las terminales primarias de cada transformador a la barra correspondiente como sigue:

Barra	Primario del transformador A	Primario del transformador B
A	H ₁	H ₁
B	H ₂	H ₂
C	H ₃	H ₃

4. Conectar las terminales secundarias de los transformadores A y B como sigue:

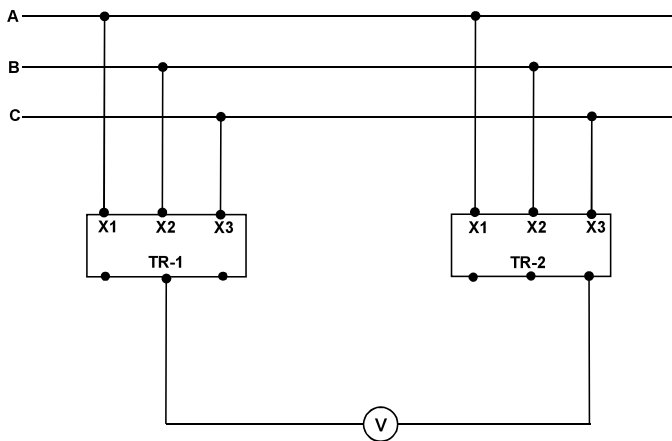
Barra	Secundario del transformador A	Secundario del transformador B
a	X ₁	X ₂
b	X ₂	-
c	X ₃	-

- Medir el voltaje entre las terminales secundarias del transformador B y la barra correspondiente, es decir: terminal X_2 con barra **b**, terminal X_3 con barra **c**.

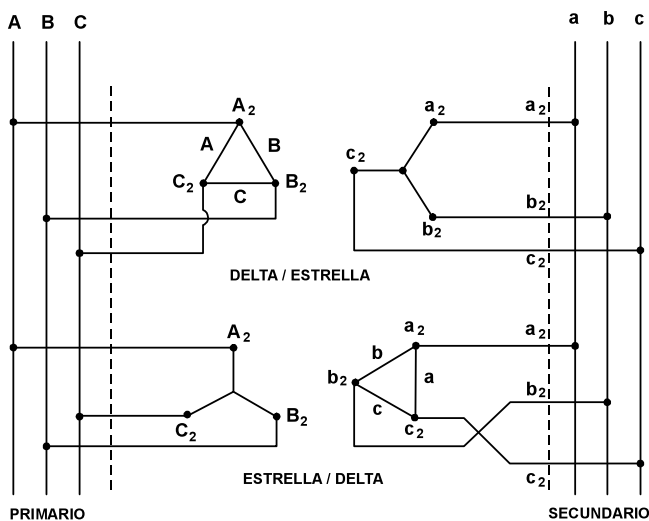
Si la lectura de los voltajes es cero, entonces se hacen las conexiones permanentes.

En caso de que estos voltajes sean dos veces el valor de fase, se cruzan las conexiones como sigue: (después verificar que la medición obtenida de cero).

X_2 del transformador B a la barra c
 X_3 del transformador B a la barra b



PRUEBA DE VERIFICACIÓN PARA INDICAR LA VIABILIDAD DEL PARALELISMO DE TRANSFORMADORES



CONEXIONES PARA OPERACIÓN EN PARALELO

3.3.12 GRUPOS DE CONEXIÓN E ÍNDICES HORARIOS

Si se procede a un análisis de la conexión en paralelo de transformadores considerando los encuadramientos por grupo y las posibilidades de las respectivas conexiones con ángulo de defasamiento distintos.

Como se ha estudiado antes, para que dos o más transformadores puedan operar en paralelo, debe haber igualdad de polaridad y de defasamiento angular.

Cuando se tienen transformadores con defasamientos angulares distintos, se pueden conectar en paralelo, siempre que se respeten algunas recomendaciones. Para este análisis, se pueden dividir los transformadores en cuatro grupos por tipo de conexión, de acuerdo con la siguiente figura, de donde:

- Grupo I : Índices 0, 4 y 8
- Grupo II: Índices 2, 6 y 10
- Grupo III: Índices 1 y 5
- Grupo IV: Índices 7 y 11

Las figuras siguientes identifican las conexiones como Dd (delta/delta), $Y\gamma$ (estrella/estrella), Yd (estrella/delta) y DZ (Delta/ZigZag), etc.

El defasamiento angular se obtiene de la medición, de manera que si el ángulo es 0 el defasamiento es 0, si el ángulo es 30° el defasamiento angular es 1, si el ángulo es 180° el defasamiento es $6 \times 30 = 6 \times 1 = 6$, si es 210° , entonces $7 \times 30 = 7 \times 1 = 7$, etc.

DETERMINACIÓN DEL DEFASAMIENTO ANGULAR

Medición							
a		b		c		Ángulo	Def. Angular
X_1	X_2	X_1	X_3	X_2	X_3		
+	-	+	-	+	-	0	0
+	-	0	0	-	+	30°	1
-	+	-	-	+	-	180°	6
-	+	0	0	+	-	210°	7

ÁNGULO	PRIMARIO EN DELTA	PRIMARIO EN ESTRELLA	SECUNDARIO EN ZIG ZAG
0°	Dd0	Yy0	Dz0
+30°	Dd1	Yy1	Yz1
+60°	Dd2		Dz2
+120°	Dd4		Dz4
+150°	Dd5	Yd5	Dz5
+180°	Dd6	Yd6	Dz6
-150°	Dy7	Yd7	Yz7
-120°	Dd8		Dz8
-60°	Dd10		Dz10
-30°	Dy11	Yd7	Yz11

DIAGRAMAS FASORIALES

De la figura anterior, se identifican como transformadores del grupo I aquellos designados por Ddo, Dd4, Yyo, Dz0, Dz4 y Dz8. El estudio para verificar las posibilidades de conexión de dos o más transformadores en paralelo se puede realizar así.

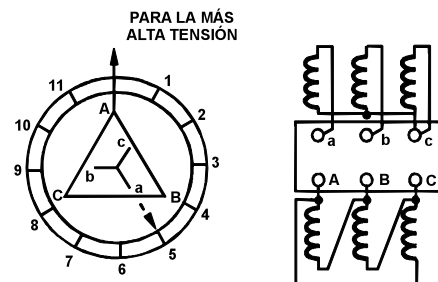
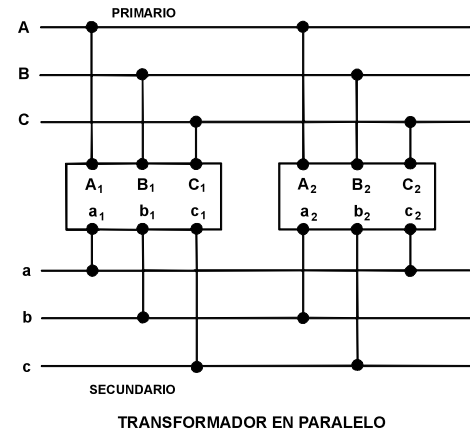
3.3.13 TRANSFORMADORES DE CUALQUIER GRUPO EN CONEXIÓN CON EL MISMO ÍNDICE

En este caso no es necesario ningún estudio preliminar ya que los transformadores se pueden conectar para operar en paralelo. Como ejemplo, se pueden citar el caso de dos transformadores con tipo de conexión D y1 encuadrados en el grupo III. También se pueden operar en paralelo los transformadores Dd0-Yy0 o también los transformadores Dy7-Yy7 e igualmente para los demás grupos.

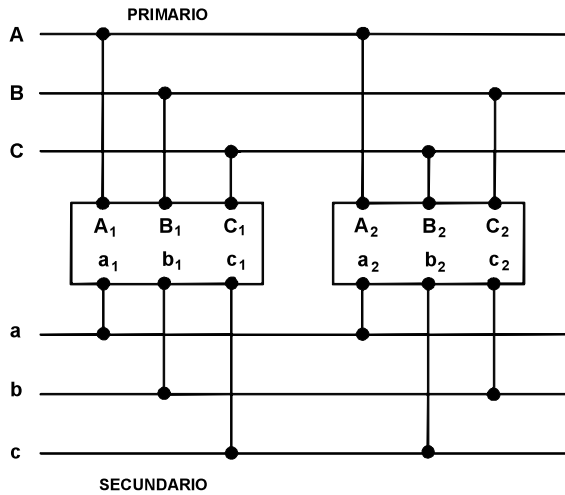
3.3.14 TRANSFORMADORES PERTINENTES A UN DETERMINADO GRUPO CON ÍNDICES DIFERENTES

Los transformadores en esta condición, a pesar de presentar defasamientos desiguales, se diferencian del mismo número de grados eléctricos de las dos fases. Para que la conexión se pueda expresar, se debe proceder como sigue:

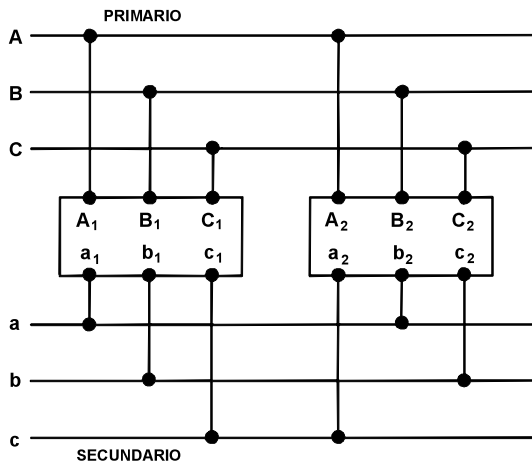
- Hacer la conexión de las terminales primarias A₁-A₂, B₁-B₂ y C₁-C₂ en el caso de dos transformadores.
- Efectuar la conexión de las terminales del secundario de acuerdo con las siguientes condiciones:
 - Si la deficiencia de los índices de dos transformadores del mismo grupo fuera 4, se hacen las conexiones: a₂b₁, b₂c₁ y c₂a₁ de acuerdo a la siguiente figura:



DEFASAMIENTO ENTRE DEVANADOS Ó ÍNDICE HORARIO



TRANSFORMADOR EN PARALELO PARA K = 0



TRANSFORMADOR EN PARALELO CON CONEXIÓN DELTA

- Si la diferencia entre los índices de los dos transformadores del mismo grupo fuera 8, entonces se hacen las conexiones a_2c_1 , b_2a_1 y c_2b_1 .

c) Transformadores con grupos de conexión distintos.

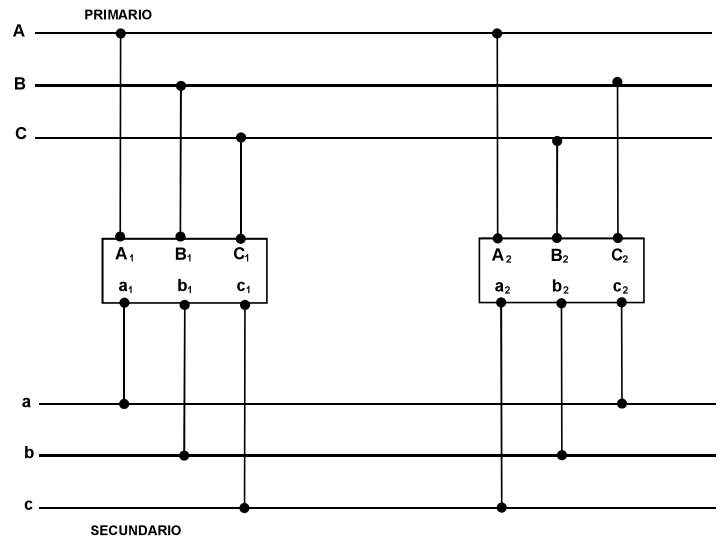
De acuerdo con la ecuación: $K = \frac{A - B - 2}{4}$

Se tienen los siguientes casos:

- Si resultara $K = 0$ las conexiones del paralelo se efectúan modificando dos de cualquiera de las conexiones.

Si resultara $K \neq 0$ las conexiones del primario se efectúan de la forma anterior, en tanto que las terminales de los devanados del secundario se efectúan haciendo una rotación de una posición cíclica cuando:

$K = 1$ ($a-b-c / a-c-b$) y de dos posiciones: para $K=2$ ($1-b-c / c-b-a$) siempre en el sentido de avance, como se muestra en la siguiente figura:



TRANSFORMADORES EN PARALELO PARA K ≠ 0

Si se fueran a conectar dos transformadores Dy11 y Dy5 en paralelo, se tendría: $A = 11$

$$K = \frac{11 - 5 - 2}{4} = 1$$

$$B = 5$$

d) Impedancias distintas

Considerando ahora el caso de conexión de dos o más transformadores en paralelo que tienen impedancias porcentuales distintas, la distribución de la carga por las diversas unidades de transformación se puede calcular de acuerdo con las siguientes ecuaciones, que presentan el caso de tres transformadores:

$$Pct_1 = \frac{Pc \times Pnt_1 \times Znt}{(Pnt_1 + Pnt_2 + Pnt_3) \times Znt_1}$$

$$Pct_2 = \frac{Pc \times Pnt_2 \times Znt}{(Pnt_1 + Pnt_2 + Pnt_3) \times Znt_2}$$

$$Pct_3 = \frac{Pc \times Pnt_3 \times Znt}{(Pnt_1 + Pnt_2 + Pnt_3) \times Znt_3}$$

$$Pct_3 = \frac{Pc \times Pnt_3 \times Znt}{(Pnt_1 + Pnt_2 + Pnt_3) \times Znt_3}$$

Donde:

Z_{mt} = Impedancia media de los transformadores.

$$Z_{mt} = \frac{P_{nt_1} + P_{nt_2} + P_{nt_3}}{\frac{P_{nt_1}}{Z_{nt_1}} + \frac{P_{nt_2}}{Z_{nt_2}} + \frac{P_{nt_3}}{Z_{nt_3}}}$$

P_c = Potencia demandada por la carga en KVA.

$P_{ct_1}, P_{ct_2}, P_{ct_3}$ = Potencias de carga de cada transformador en paralelo en KVA.

$P_{nt_1}, P_{nt_2}, P_{nt_3}$ = Potencias nominales de los transformadores en paralelo.

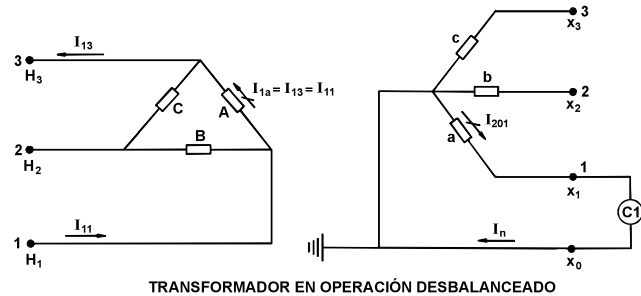
3.3.15 TRANSFORMADORES EN CONDICIÓN DE DESBALANCE

Sólo se tiene desbalance o desequilibrio de corriente en el caso de los transformadores monofásicos que operan como bancos trifásicos, ya que los transformadores trifásicos operan en forma balanceada. Normalmente en los estudios de carga de transformadores se considera que los mismos alimentan cargas perfectamente balanceadas, tal como son las cargas constituidas por motores eléctricos trifásicos; sin embargo, en la práctica, se presenta que la mayoría de los transformadores en operación están sometidos a cargas distintas, conectadas entre fases, llevando en consecuencia cargas desbalanceadas.

De esta manera, para efectuar cualquier estudio con transformadores, considerados alimentadores de cargas balanceadas, se debe considerar el valor de las cargas conectadas entre cada una de las fases y el neutro y el tipo de agrupamiento de las fases primarias y secundarias. Como en la mayoría de los casos, los transformadores son conectados en delta en el primario y estrella con el neutro conectado a tierra en el secundario.

a) Transformadores con conexión delta en el primario y estrella en el secundario.

De acuerdo con la siguiente figura, cuando se aplica sólo una carga C_1 entre la terminal X_1 y el neutro X_0 se puede percibir que la corriente de carga I_{201} genera en el devanado primario una corriente correspondiente al valor igual de I_{1a} que circula entre H_1 y H_3 , no interfiriendo en los demás devanados.



Se puede observar con relación a la figura anterior que el devanado H_1 - H_3 (A) envuelve física y eléctricamente al devanado X_0 - X_1 (A), de manera que la potencia desarrollada en el secundario $P_S = V_{S01} \times I_{201}$ corresponde a la potencia demandada en el devanado primario $P_P = V_{P13} \times I_{1a}$. Si se considera que C_1 equivale a una carga de 18 KW con factor de potencia 0.8, la distribución de corrientes primarias y secundarias queda así determinada, admitiéndose un transformador de 13800-440/220V trifásico conexión delta/estrella con pérdidas internas despreciables, es decir:

$$V_{P13} \times I_{13} = V_{S01} \times I_{201}$$

Siendo:

V_{S01} = Tensión secundaria entre fase y neutro.

$$P_S = V_{S01} \times I_{201} = \frac{18000}{0.8} = 22500 \text{ VA}$$

$$I_{201} = \frac{22500}{220} = 102.2 \text{ A}$$

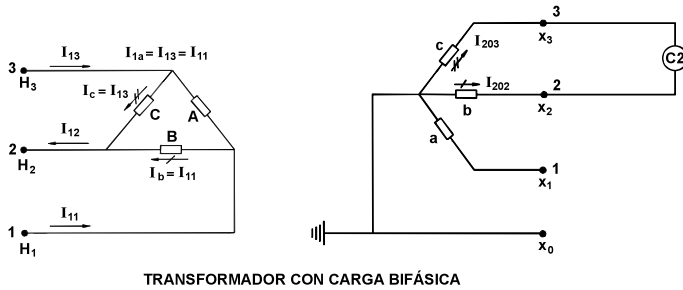
$$I_{11} = \frac{V_{S01}}{V_{P13}} \times I_{201} = \frac{220}{13800} \times 102.2$$

$$I_{11} = 1.62 \text{ A}$$

$$I_{13} = I_{11} = 1.62 \text{ A}$$

$$I_{12} = 0 \text{ A}$$

En el caso de la conexión de una carga entre las fases, de valor C_2 , como se muestra en la siguiente figura, la distribución de las corrientes se puede definir de manera semejante, así la corriente de carga I_{203} de igual valor que I_{202} , establece en el primario la corriente $I_1 = I_{13}$ en el devanado C, saliendo en el sentido de H_2 .



conforme a lo indicado en la siguiente figura entre la fase y el neutro se tienen los siguientes valores de corrientes primarias.

$$I_{101} = -0.666 \times N \times I_{201}$$

$$I_{102} = 0.333 \times N \times I_{201}$$

$$I_{103} = 0.333 \times N \times I_{201}$$

Donde:

N = Relación de transformación.

Suponiendo que C₂ es una carga bifásica de 30 KVA la distribución de las corrientes en las fases primarias se puede determinar de acuerdo en el principio de igualdad de las potencias consumidas en el secundario y alimentadas por el primario.

$$P_P = P_S$$

$$V_{P23} \times I_{13} = V_{S23} \times I_{203}$$

Para los datos del transformador se tiene:

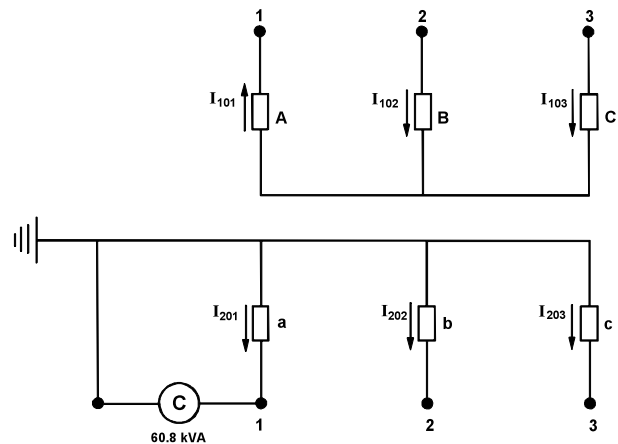
$$I_{203} = \frac{30000}{440} = 68.18A$$

$$I_C = I_{13} = \frac{V_{S23}}{U_{p23}} \times I_{203} = \frac{440}{13800} \times 68.18 = 2.17A$$

$$I_{13} = I_{11} = 2.17A \text{ (De acuerdo al mismo procedimiento)}$$

$$I_{12} = I_{11} + I_{13} = 2.17 + 2.17 = 4.34A$$

En la práctica, la conexión estrella en el primario y estrella en el secundario se usa cuando el desequilibrio de corriente no es mayor que el 10%.



b) Transformadores con conexión estrella en el primario y en el secundario.

Los transformadores conectados en esta configuración cuando están sometidos a cargas desbalanceadas en su devanado secundario propician la generación de flujos de secuencia cero que resultan del defasamiento del punto neutro.

Los flujos de secuencia cero de naturaleza alterna son el resultado de la falta de compensación de los ampere-espira en cada columna del núcleo. Esos flujos están en fase y en su parte grande se van por el tanque o carcasa del transformador produciendo un calentamiento adicional.

Una carga monofásica aplicada en el devanado secundario da como resultado una corriente desbalanceada en el devanado primarios I₁₀₁, I₁₀₂ y I₁₀₃ y porcentualmente dada en función del valor de la corriente de carga secundaria. Si la carga se aplica

3.4 Reglas de seguridad recomendadas para la realización de trabajos de mantenimiento

Hay reglas de seguridad que tienen que ser observadas por todo técnico de mantenimiento al trabajar con aparatos eléctricos. La observancia de las citadas reglas es asunto de importancia, mayor aún si el servicio de mantenimiento eléctrico no es una función regular de los técnicos de mantenimiento. El propósito de las pruebas y de las revisiones de características que se ejecutan para el control de los dispositivos y aparatos eléctricos, es el de cerciorarse de que el equipo va a operar en la forma prevista para un trabajo determinado al que ha de aplicársele.

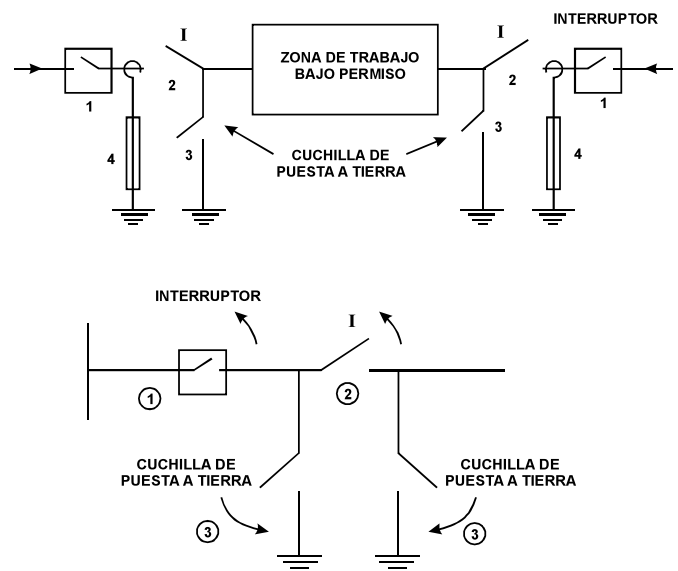
En las pruebas que se hacen en la obra misma, de los dispositivos y aparatos conviene aplicar, de ser posible, valores equivalentes al doble de los de las condiciones de operación, lo que en muchos casos exige que el aparato se pruebe durante la operación verdadera. Es recomendable, en todo caso, estudiar las condiciones para evaluar el método más seguro y eficiente para practicar las pruebas requeridas dentro de las condiciones prevalecientes; deben observarse las reglas pertinentes para la seguridad del personal encargado de las pruebas. Es necesario conocer el equipo en el que se está trabajando. De igual importancia es la necesidad de familiarizarse con el equipo de pruebas junto con sus circuitos de conexión.

Hasta donde sea posible, es conveniente evitar la prueba de los aparatos cuando están en operación. Si es absolutamente necesario mantener energizados algunos circuitos, tienen que tomarse todas las precauciones aconsejables para evitar accidentes. Los conjuntos de barras colectoras y otros elementos conductores de fuerza, tienen que quedar debidamente protegidos. De ser posible evítase el peligro que representan estos elementos desconectándolos durante los trabajos de prueba.

El personal que realiza las pruebas debe despojarse de relojes, anillos, broches, pisacorbatas y toda clase de artículos conductores tienen que ser retirados del cuerpo durante los trabajos. Si existe la posibilidad de que puedan producirse arcos motivados por las manipulaciones de contactores u otra clase de

dispositivos de los aparatos sometidos a pruebas con carga, úsense lentes protectores de seguridad. No se debe trabajar nunca en forma individual. Se debe hacer por parejas, o bien bajo la observación de otros.

Para el trabajo en instalaciones en alta tensión, la secuencia de maniobras a ejecutar para abrir un circuito cubriendo los requisitos de seguridad se muestran a continuación:



SECUENCIA PARA LA APERTURA DEL CIRCUITO

- 1) Se abren interruptores para desenergizar el circuito.
- 2) Se abren cuchillas desconectadoras para indicar **visualmente la apertura del circuito**.
- 3) Se conecta a tierra la instalación para garantizar potenciales de cero volts.
- 4) Las partes libres en zonas de trabajo se ponen a tierra a través de pértigas con mango de madera o material aislante.

El equipo que está siendo sometido a las pruebas se tiene que aislar completamente de los circuitos de control remoto o de realimentación, con el fin de evitar una realimentación accidental a través de otros circuitos. Se deben hacer pruebas preliminares para asegurarse de que los aparatos por revisar carecen de corriente, pero si la energía tiene que mantenerse viva como parte de la prueba misma, debe procederse con las mismas precauciones posibles, protegiendo al personal contra descargas eléctricas por medio del uso de tapetes aislantes de hule sobre el piso, guantes de hule, gafas de protección, cascos, ropa de algodón, además de herramientas adecuadas con el aislamiento necesario para el nivel del voltaje del equipo.

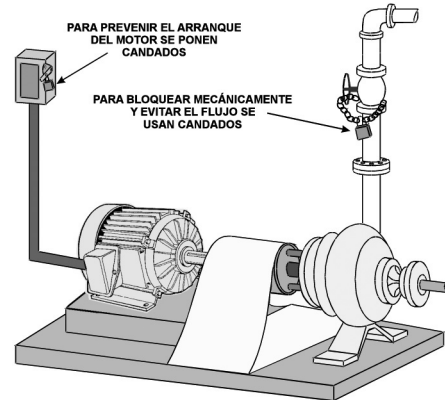
Los grupos de barras colectoras que hayan sido desconectadas para trabajos de prueba, tienen que ser conectadas a tierra como medida preventiva contra realimentación de los voltajes de prueba que pudieran poner en peligro a otro personal que trabaja en las mismas líneas o en aparatos conectados a éstas. Si la conexión a tierra de estos circuitos en forma efectiva es imposible, toda la zona de prueba se debe cercar con cuerdas, dotándolas de señales preventivas.

Nunca se debe proceder a la ejecución de pruebas sin haber revisado antes los planos eléctricos correspondientes, con la relación de las condiciones aplicables en dichas pruebas. Eso no sólo concierne al equipo que está sometido a las pruebas, sino también a los equipos de control y a las conexiones de alimentación de los aparatos.

Los circuitos capacitivos y en general cualquier aparato o dispositivo capaz de guardar energía eléctrica procedente de los voltajes de prueba aplicados, representa un peligro significativo, por lo que es preciso mantenerlos conectados a tierra en forma permanente durante las pruebas, o si son necesarios y tienen que ser desconectados con los circuitos de prueba, deben conectarse a tierra después de cada aplicación de voltaje de prueba, sobre todo si las partes conductoras o los herrajes del aparato se deben tocar como parte necesaria de las maniobras de la prueba.

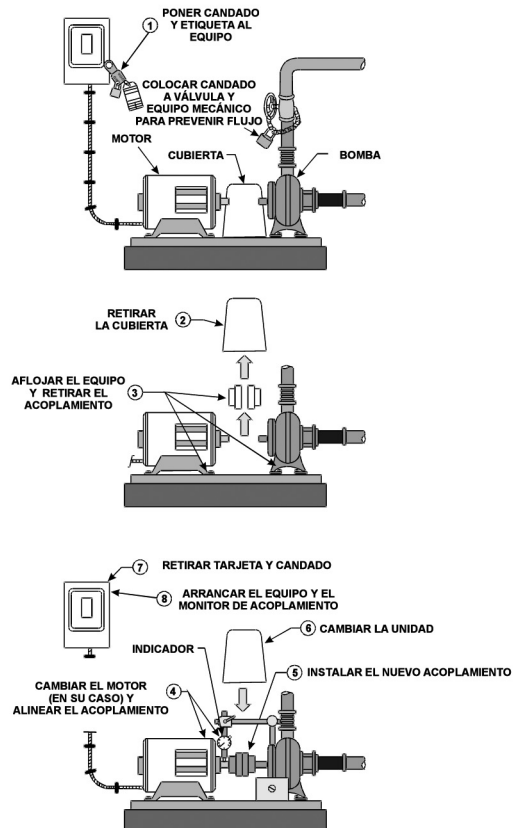
Por ningún concepto debe confiarse a terceras personas la retransmisión de señales a los operarios que colaboran en la ejecución de las pruebas, ni se abandone el equipo de prueba conectado y sin atención. Si por alguna causa se hace necesario abandonar durante un momento el equipo de prueba para hablar con otros técnicos o para inspeccionar los aparatos que se van a someter a revisión, se debe desconectar el aparato de prueba.

Algunas maniobras que se recomienda adoptar como medidas de seguridad son las que se indican a continuación:



POR SEGURIDAD ANTES DE INICIAR TRABAJOS DE MANTENIMIENTO SE BLOQUEA CON CANDADOS LAS PARTES ELÉCTRICA Y MECÁNICA

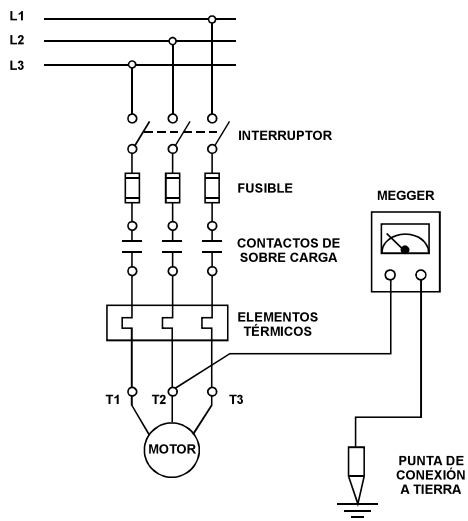
PASOS PARA EL RETIRO O INSTALACIÓN DE ACOPLAMIENTOS



SE DEBEN SEGUIR LOS PROCEDIMIENTOS APROPIADOS PARA INSTALAR Y RETIRAR ACOPLAMIENTOS

3.5 Métodos para la verificación de la continuidad en circuitos eléctricos

En la siguiente figura, se muestra el circuito general de un motor con interruptor, fusibles y relevador de sobrecarga. Para verificar el aislamiento del circuito (excluyendo al motor), se desconecta primero la alimentación, abriendo el interruptor.



PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CON UN MEGGER

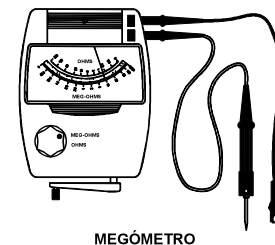
Se aísla el motor del circuito a través de las terminales T_1 , T_2 y T_3 . Primero se verifica la resistencia de aislamiento entre tierra y T_1 , luego entre tierra y T_2 y finalmente entre tierra y T_3 , se verifica la resistencia de aislamiento entre conductores así como de otros dispositivos. Si la resistencia de aislamiento de cada rama o derivación **marca cero o una lectura muy baja**, entonces se puede concluir que hay una **falla de aislamiento**.

Esta prueba se puede usar también para encontrar fallas, para verificar motores o cables con falla a tierra y para identificar fallas de aislamiento en conductores. Las fases individuales del devanado de un motor trifásico se pueden probar en su aislamiento, sólo si las seis (6) terminales de los devanados o bobinas se pueden llevar al exterior, ya sea sueltas o a la caja de conexiones. El devanado que está siendo probado debe estar conectado a la salida del equipo de prueba con los otros

dos devanados conectados juntos a tierra (conectados a la carcasa del motor). Cuando sólo se tienen tres (3) puntas disponibles, el aislamiento del devanado de la máquina como conjunto se puede probar únicamente con referencia a la carcasa del motor conectada a tierra.

A este probador de aislamiento se le conoce también como Megger o Megóhmetro y tiene su propia fuente de energía (ya sea un pequeño generador de C.D. o una batería) para producir voltajes de prueba de unos 500 volts en C.D. o mayores, esto se requiere debido a que el circuito eléctrico a ser probado se le aplican voltajes de distinto valor.

Por ejemplo, cuando se debe probar la resistencia de aislamiento de cables en alta tensión, se requiere de un megger de 1000 V como voltaje mínimo, en tanto que para circuitos domésticos sólo se requiere de 500 volts como voltaje de prueba.



MEGÓMETRO

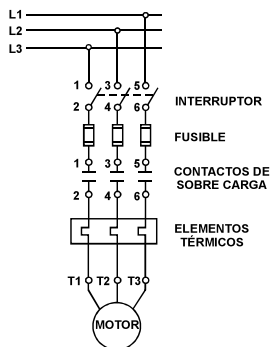
Las pruebas en circuitos energizados requieren de precauciones extremas y se deben restringir por lo general a circuitos de baja tensión. Se deben además tomar precauciones para evitar contactos inadvertidos de los técnicos de prueba con las partes energizadas. Las puntas de prueba y herramientas se deben aislar con una mínima exposición de las partes conductoras.

3.5.1 VERIFICACIÓN DE LA CONTINUIDAD EN CIRCUITOS ENERGIZADOS

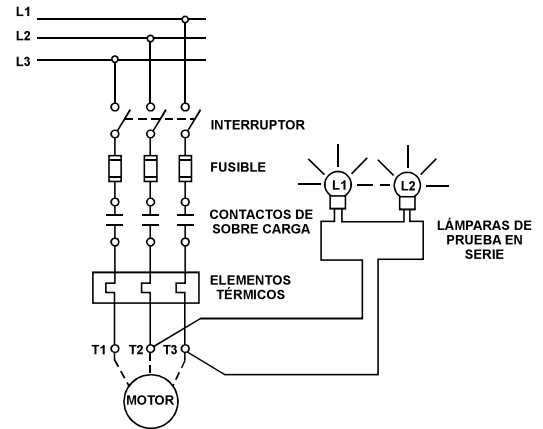
Por lo general, la localización de fallas o averías se hace con los circuitos o instalaciones **sin energización**, es decir, se debe desconectar la fuente de alimentación; sin embargo, existen algunas circunstancias en las que la localización de fallas sólo es posible estando los circuitos energizados, por lo que el circuito o equipo bajo prueba permanece conectado con la fuente de alimentación, y en este caso, se usa la misma como fuente de energía para la prueba.

Este tipo de pruebas se debe llevar a cabo con extremo cuidado siguiendo las instrucciones de seguridad antes mencionadas.

Como se muestra en la siguiente figura, la continuidad de una alimentación o integridad de un circuito eléctrico se puede verificar usando las llamadas **lámparas de prueba**, éstas se conectan entre dos fases, de manera que como en el caso de pruebas con circuitos desenergizados, se pueda llevar a cabo la prueba de continuidad. **Adicionalmente, un probador visual tipo lámpara** se puede usar para pruebas de continuidad sencillas. En forma alternativa, se pueden usar indicadores de voltaje o multímetros para verificar el voltaje y la continuidad de los conductores en las trayectorias eléctricas.



CIRCUITO DE FUERZA PARA UN MOTOR



PRUEBA DE CONTINUIDAD CON LÁMPARAS DE PRUEBA EN SERIE

Cuando se prueba voltaje trifásico, se recomienda usar dos lámparas conectadas en serie y no sólo una. Normalmente, la mayoría de los fabricantes proporcionan los detalles de los voltajes de prueba para los puntos de prueba que ayudan a verificar la integridad de una sección en particular. Por lo general, los equipos que tienen tarjetas electrónicas siguen este tipo de prácticas.

Cuando se verifique el voltaje en estos puntos de prueba, los instrumentos de medición deben ser exactos, por lo tanto, una comparación de voltajes en estos puntos de prueba es suficiente para llegar a una conclusión.

El diagnóstico para motores monofásicos se puede cubrir con esta clase de indicadores visuales, esto requiere un buen conocimiento del circuito y de los arreglos del alambrado. Dependiendo de la prueba a realizar, la interpretación en ocasiones varía y entonces se puede tener un diagnóstico de falla con cierta precisión.

Siempre es recomendable verificar el voltaje de línea a línea, más que el de línea a tierra, ya que en éste último los resultados pueden ser engañosos.

Las pruebas en circuitos energizados requieren de precauciones extremas y se deben restringir a las partes en **baja tensión**.

Las puntas de prueba y herramientas deben estar aisladas con una mínima exposición de partes conductoras, esto minimiza el riesgo inadvertido de contacto de dos terminales que se encuentren a distinto potencial y que pueden producir un corto circuito y arcos eléctricos que eventualmente ocasionan quemaduras y lesiones en los técnicos.

3.5.2 PRUEBAS Y MÉTODOS

Aunque la mayoría de estas pruebas se indicarán con mayor detalle más adelante y algunas han sido descritas previamente, quedan ciertas pruebas que son comunes y críticas para un sistema eléctrico.

Algunos parámetros, tales como la resistencia de fuga de un circuito o la resistencia de un conductor se deben conocer para algunas aplicaciones. Estas pruebas incluyen principalmente las siguientes:

- Efectividad de la conexión a tierra del circuito de fuerza.
- Efectividad de la conexión a tierra de los circuitos electrónicos.
- Continuidad del sistema de tierras y verificación de la condición equipotencial.
- Localización de los agujeros de tierra, resistencia del conductor de tierra, material y tamaño del mismo.
- Localización de los dispositivos de protección, de manera que la trayectoria tomada por la corriente de falla sea mínima y asegure la activación de un dispositivo de protección bajo condiciones de falla.
- Capacidades de fusibles y otros dispositivos de protección.
- La selección de los tipos de cables con la capacidad de corriente apropiada, teniendo en mente las condiciones ambientales y la longitud de la trayectoria.
- Materiales susceptibles a riesgos ambientales, los cuales pueden ser mecánicos o químicos, mismos que pueden presentar daños por efectos de alta temperatura, gases explosivos, vapores, etc.
- Equipos eléctricos, para asegurar que su operación no causará condiciones de sobrecarga.
- Localización de la instalación del equipo eléctrico y los accesorios.

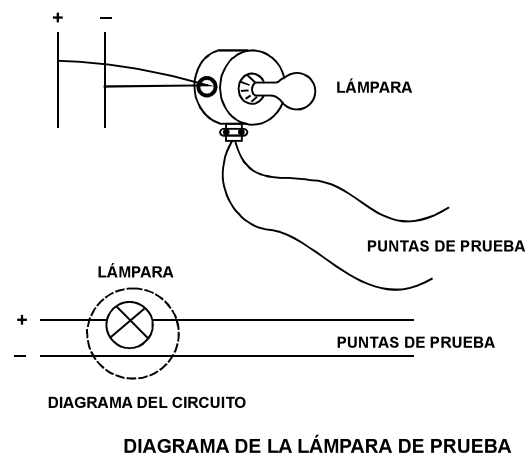
Si los puntos anteriores se consideran durante la instalación de un sistema eléctrico, se reducirá sensiblemente la necesidad de localizar fallas o averías y la calidad del sistema será también buena.

3.5.3 DISPOSITIVOS E INSTRUMENTOS DE PRUEBA

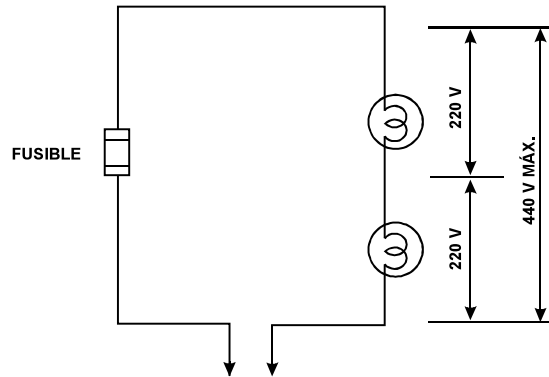
Para una localización exitosa de fallas o averías en un tiempo corto, es necesario una comprensión básica de los instrumentos de medición que se pueden usar y sus distintas funciones, a continuación se describen algunos de los más comunes.

3.5.4 LÁMPARA INDICADORA O DE PRUEBA

Una lámpara indicadora es la herramienta más básica usada para la localización de fallas o averías por un electricista práctico, consiste de una lámpara a 120V o dos lámparas a 220V conectadas en serie. En la siguiente figura, se muestra la construcción de esta lámpara de prueba.



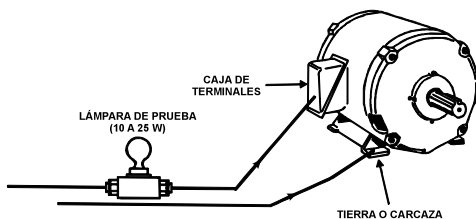
Cuando se usan dos lámparas en serie, se conectan a través de un fusible para formar con las puntas de prueba un circuito de prueba, es conveniente que la potencia de las lámparas no sea mayor de 20 W (por lámpara), cuando se usa una sola lámpara, en ocasiones ésta puede fallar y erróneamente indicar que el circuito no está energizado.



3.5.5 APLICACIONES

La lámpara de prueba o indicadora puede tener las aplicaciones que se indican a continuación:

- Para detectar la presencia de partes energizadas.
- Para identificar la polaridad del suministro, es decir, la localización de los puntos activos, neutro y terminales de tierra o bien los puntos de suministro.
- Para verificar fusibles fundidos.
- Para determinar posibles fallas a tierra en motores y el suministro en motores trifásicos.
- Para verificar el faseo en alimentación trifásica.



SE CONECTA UNA PUNTA DE PRUEBA A LA CARCAZA Y LA OTRA SE CONECTA A CADA TERMINAL DE FASE EN FORMA ALTERNATIVA. SI EL CONTACTO CHISPEA O PRENDE LA LÁMPARA (AÚN CON BAJA INTENSIDAD), ENTONCES HAY FALLA.

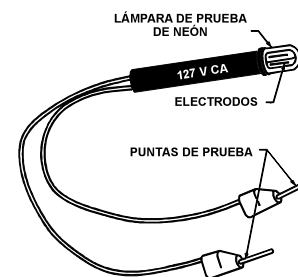
3.5.6 LÁMPARA DE PRUEBA DE NEÓN

Una lámpara de prueba de neón está conectada a dos puntas de prueba y da una indicación visual cuando el voltaje está presente en un circuito. Este tipo de lámpara

está llena con gas neón y usa dos electrodos para encender el gas.

La lámpara brilla cuando se tiene voltaje presente en un circuito, el voltaje en el circuito es de corriente alterna (C.A.), o si sólo uno de los lados brilla, entonces el voltaje en el circuito es de corriente directa (C.D.). El lado brillante de la lámpara corresponde a la polaridad negativa de la corriente directa.

Para la medición de circuitos en alta tensión se usan dos o más lámparas de prueba en serie, ya que conectándolas en serie se divide el voltaje del circuito entre las lámparas, permitiendo un voltaje aplicado más elevado. Cuando se prueba un circuito, un lado de la lámpara de neón toca al circuito, **si la lámpara brilla el voltaje está presente.**

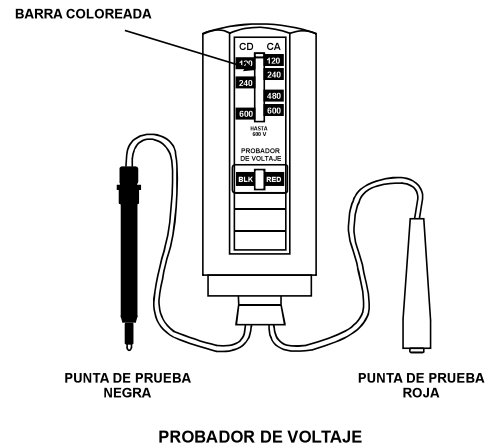
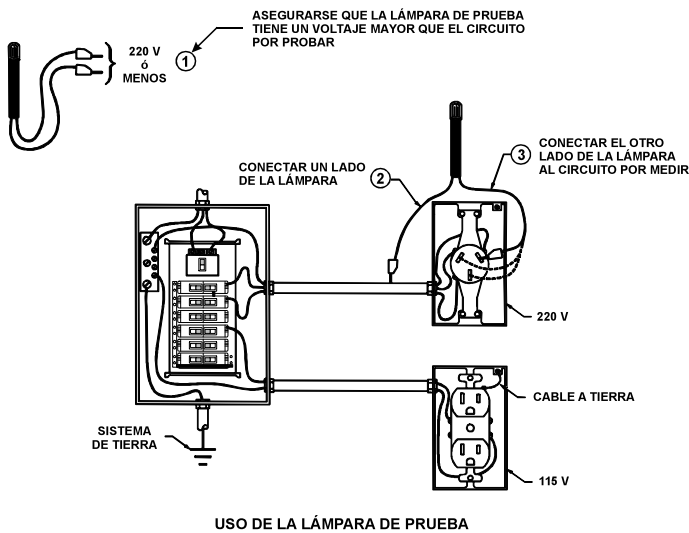


LA LÁMPARA DE PRUEBA CONECTA LAS DOS PUNTA Y DA UNA INDICACIÓN VISUAL CUANDO HAY VOLTAJE PRESENTE EN EL CIRCUITO

Para usar la lámpara de prueba de neón se debe aplicar el siguiente procedimiento:

- 1) Asegurarse que la lámpara de prueba tenga un voltaje nominal mayor que el más alto voltaje en el circuito, conectar dos o más lámparas de prueba en serie en el caso que el voltaje nominal de la lámpara de prueba sea menor que el más alto potencial en el circuito.
- 2) Conectar un lado de la lámpara de prueba a un lado del circuito o a tierra.
- 3) Conectar el otro lado de la lámpara de prueba al otro lado del circuito. Se tiene voltaje presente si **la lámpara de prueba brilla.** No se tiene voltaje presente o está muy bajo nivel, cuando la lámpara no enciende.

Se debe tener precaución cuando la lámpara de prueba no enciende, ya que puede estar presente un pequeño voltaje que pudiera causar un shock. El procedimiento de aplicación se muestra en la siguiente figura:



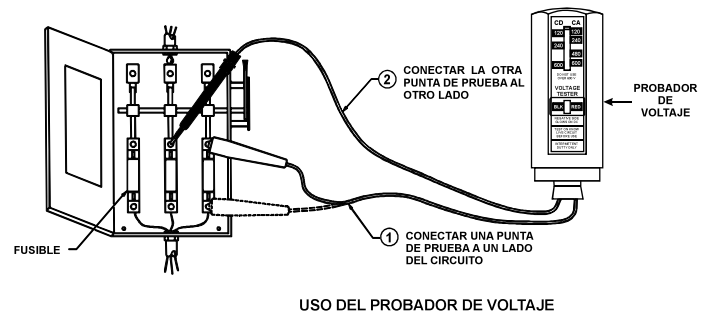
Para usar el probado de voltaje se aplica el siguiente procedimiento:

- 1) Conectar una de las puntas de prueba a uno de los lados del circuito.
- 2) Conectar la otra punta de prueba al otro lado del circuito. El indicador muestra una lectura y vibra si se trata de C.A. y puede mostrar una indicación y no vibra si no es de C.A.

Probadores de voltaje. Un probador de voltaje es un dispositivo que indica el nivel de voltaje aproximado y el tipo (C.A. o C.D.) por el movimiento y vibración de la aguja sobre la escala. Generalmente los probadores de voltaje tienen escalas marcadas con 120 V C.A., 480 V C.A., 600 V C.A., 120 V C.D., 240 V C.D. y 600 V C.D.

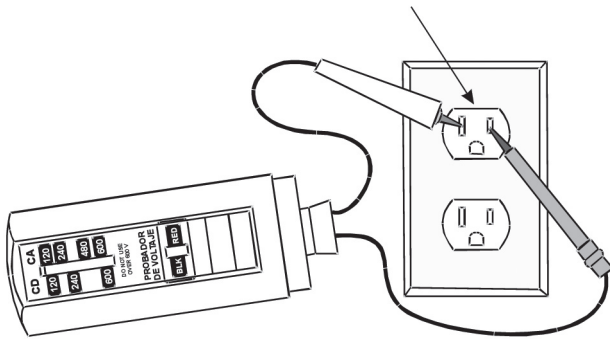
La mayoría de los probadores de voltaje tienen un solenoide que vibra cuando se conecta en C.A., y no vibra cuando se conecta en C.D. También incluyen una lámpara de neón que determina si el voltaje es de C.A. o de C.D. Ambos lados de la lámpara pueden cuando se conecta en C.A. y un sólo lado enciende o brilla cuando se trata de C.D.

Estos probadores de voltaje están diseñados para trabajo intermitente y no se deben conectar a una fuente de alimentación por más de 15 segundos.



Algunas de las aplicaciones más frecuentes del probador de voltaje y la forma de su aplicación se muestran en las siguientes figuras:

PROBANDO UN CONTACTO DE 120 V

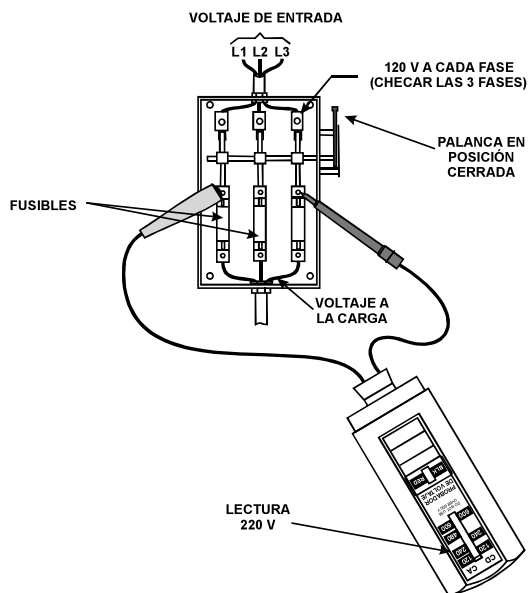


3.5.7 VÓLTMETROS Y AMPÉRMETROS

Para la medición de voltaje (diferencia de potencial) entre dos puntos, se usa un instrumento conocido como **vóltmetro**, éste es un dispositivo para hacer pruebas en circuitos energizados. La medición de voltaje se lleva a cabo conectando el vóltmetro a través de los puntos de prueba en un circuito. Un vóltmetro se puede usar para efectuar mediciones en corriente alterna (CA) y en corriente directa (C.D) con voltajes de distintos rangos, por lo tanto, los voltajes de C.A. se deben medir seleccionando C.A.

Un vóltmetro se conecta siempre en paralelo o shunt con respecto a los puntos de prueba. Durante la conexión de un vóltmetro, se debe asegurar que se seleccione el rango de voltaje apropiado antes de efectuar la medición, debido a que un instrumento está diseñado para un rango particular. En caso de no seguir estas recomendaciones, se tiene un riesgo tanto para el instrumento como para el usuario. Un vóltmetro se usa para los siguientes propósitos:

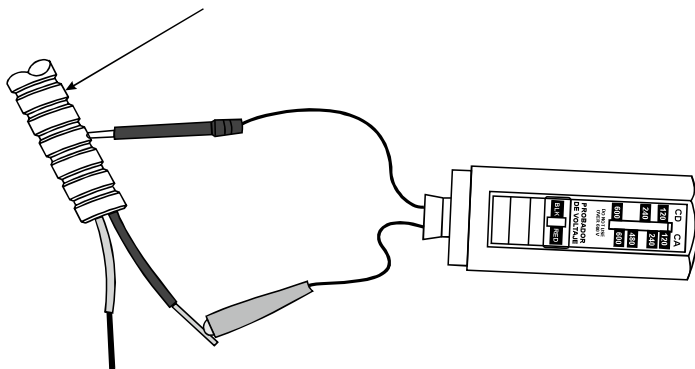
- Probar la continuidad de alimentación de energía en un circuito eléctrico.
- Verificar la integridad del suministro de energía monofásico o trifásico.
- Verificar la integridad de dispositivos, tales como relevadores y temporizadores.
- Verificar la condición de las conexiones a tierra.



CUANDO SE TENGA SOSPECHA DE FALLA EN FUSIBLES O INTERRUPTORES SE DEBE PROBAR SIEMPRE EL VOLTAJE DE ALIMENTACIÓN

PROBANDO EL VOLTAJE DE ALIMENTACIÓN

USANDO LA CONTINUIDAD PARA PROBAR UN CORTO

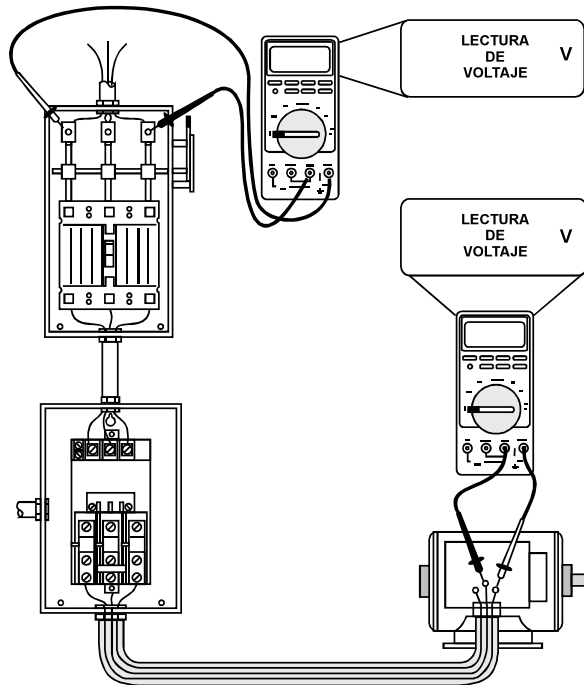


UN PROBADOR DE VOLTAJE ES EFECTIVO PARA PROBAR VOLTAJE HASTA 600 V

El ampérmetro. El ampérmetro es otro instrumento que se usa para medir el flujo de corriente a través de un circuito eléctrico cerrado en baja tensión. Adicionalmente, se usa para probar circuitos eléctricos energizados, conectando el ampérmetro en serie con un circuito eléctrico cerrado, siempre toma la medición de corriente. El ampérmetro permite medir distintos rangos de corriente en baja tensión, tanto C.A. como C.D.

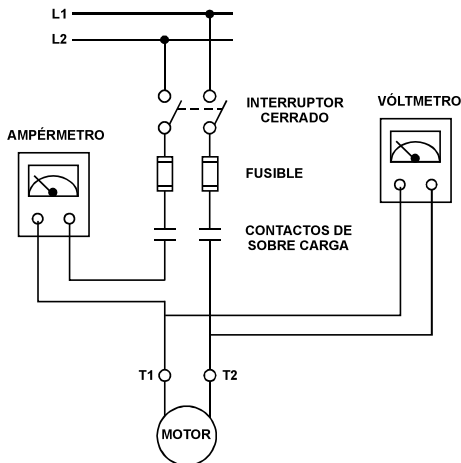
Cuando se conecta en serie con la carga (motor, ventilador, etc.), un ampérmetro indicará la corriente consumida por la carga, la corriente mostrada depende de la conexión exacta del ampérmetro.

MEDICIÓN DE VOLTAJE



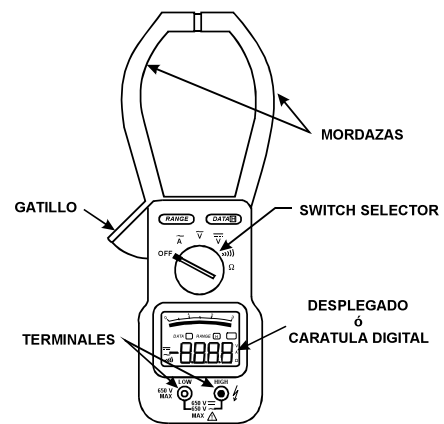
LAS MEDICIONES DE VOLTAJE SE TOMAN EN PARALELO ALREDEDOR DE LA COMPONENTE EN EL CIRCUITO PRUEBADO

En la siguiente figura, se muestra la conexión de un voltmetro y un ampermetro usados para localizar las fallas en el arranque de un motor. Como se mencionó antes, el ampermetro se conecta en serie y el voltmetro en paralelo.



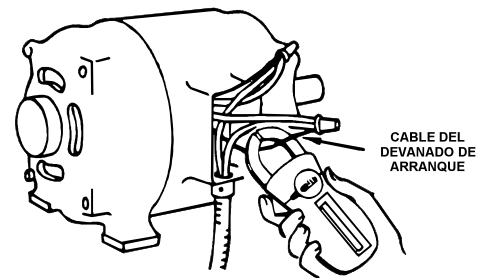
MEDICIÓN DE CORRIENTE Y VOLTAJE

Para evitar conexiones físicas de un ampermetro con el circuito, se usa otro instrumento manual conocido como **ampermetro de gancho**, ya que de hecho tiene un gancho para tomar la señal de corriente en un circuito; sin embargo, prevalece el principio de los transformadores de corriente (TC) donde se transfiere una alta capacidad de corriente de un circuito primario a un medidor de baja capacidad que muestra la lectura en una escala (puede ser un ampermetro), tiene la ventaja de ser fácilmente manipulable y también flexible, ya que usando unas puntas de prueba se puede utilizar **como voltmetro**. Tiene la limitante de que sólo hace mediciones por fase.



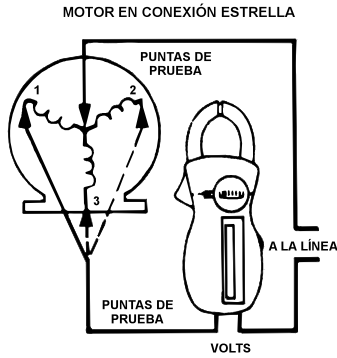
AMPÉRMETRO DE GANCHO

Un ejemplo de aplicación del ampermetro de gancho para la medición de corriente en el arranque de un motor de inducción se muestra en la siguiente figura:



EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL AMPÉRMETRO DE GANCHO PARA MEDIR CORRIENTE

La conexión del ampermetro de gancho como voltmetro se hace insertando en los jacks dos cables de prueba y se conecta como se muestra en la figura:

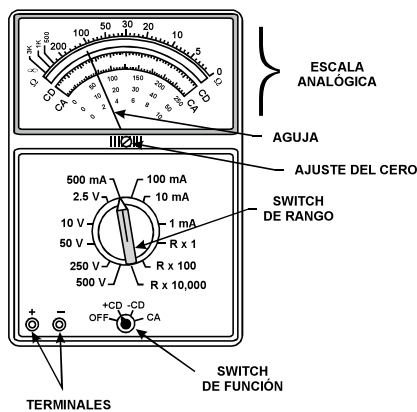


EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL AMPÉRMETRO DE GANCHO COMO VÓLTMETRO

3.5.8 MULTÍMETROS Y ÓHMETROS

Para llevar a cabo varias pruebas para la verificación de voltaje en C.A. y C.D., corriente, resistencia, frecuencia y continuidad en un circuito o bien la integridad de un dispositivo, se puede usar el **multímetro**, que es un instrumento muy útil, varias compañías tienen distintos modelos con diferentes funciones.

Un **multímetro** consiste de un ampérmetro, voltímetro y un óhmetro combinados con un switch seleccionable para conectar la función apropiada; pueden ser analógicos o digitales.



MULTÍMETRO ANALÓGICO

3.5.9 USO DEL MULTÍMETRO

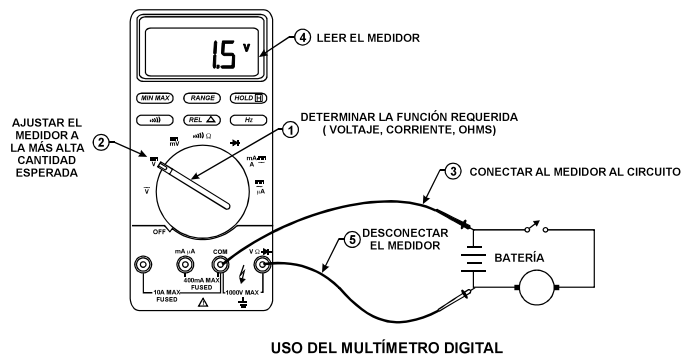
Los multímetros miden muchas cantidades eléctricas distintas y se debe tener cuidado para asegurar que un multímetro sea colocado en el ajuste correcto, esté conectado al circuito en forma correcta y que la escala dé la lectura con precisión. Para usar un multímetro se aplica el siguiente procedimiento:

- 1) Determinar la función requerida (voltaje, corriente, resistencia) y ajustar el rango y/o switch de función a la cantidad eléctrica y función requerida.

Nota: Un multímetro se daña si se ajusta para medir corriente, pero se conecta para medir voltaje.

- 2) Ajustar el medidor a la más alta cantidad esperada y seleccionar el más alto rango para lecturas que son desconocidas.
- 3) Conectar el medidor al circuito de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, cuando se mide C.D. o voltaje. Conectar una punta cuando se conecta un medidor a un circuito desconocido. Lentamente conectar la otra punta observando el medidor. Retirar la punta inmediatamente en caso que el medidor esté sobrecargado.
- 4) Leer el valor en el medidor.
- 5) Desconectar el medidor del circuito.

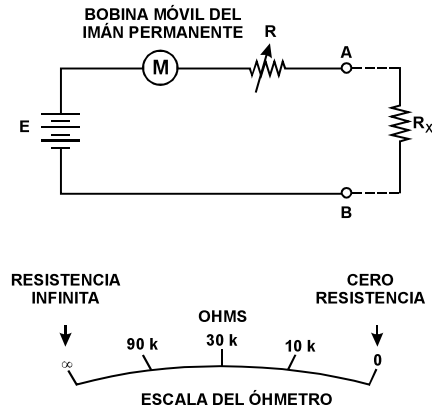
PASOS A SEGUIR PARA TOMAR LECTURAS CON EL MULTÍMETRO



Las características más importantes de un multímetro digital se indican a continuación:

- De fácil funcionalidad.
- Indica en forma directa el valor numérico de la medición sobre un desplegado de cristal líquido (LCD).
- Se puede seleccionar una medición variable (voltaje, corriente, resistencia) usando el botón de función.

- La propiedad de auto ajuste proporciona un ajuste automático de los circuitos internos al valor apropiado de corriente, voltaje o resistencia.
- Tienen respaldo, de manera que las lecturas se pueden almacenar en una memoria para cuando se requiera información a futuro.
- Tienen la propiedad de autopolaridad, de manera que indica automáticamente el signo + ó – en el desplegado para mediciones en C.D.
- Algunos medidores también proporcionan indicaciones de mín/máx para las mediciones.
- Tienen también la posibilidad de hacer lecturas de valor pico.
- Tienen facilidades para verificaciones rápidas, tales como: pruebas de diodos, prueba de transistores, prueba de capacitores, etc.



La combinación de volt-ohm-miliamper (VOM) es una herramienta básica para la localización de fallas o averías, el uso apropiado de este instrumento aumenta su precisión y vida, durante su uso se deben tomar las siguientes precauciones:

3.5.10 OPERACIÓN DE UN MULTÍMETRO DIGITAL

Para operar un multímetro digital, se recomiendan los siguientes pasos:

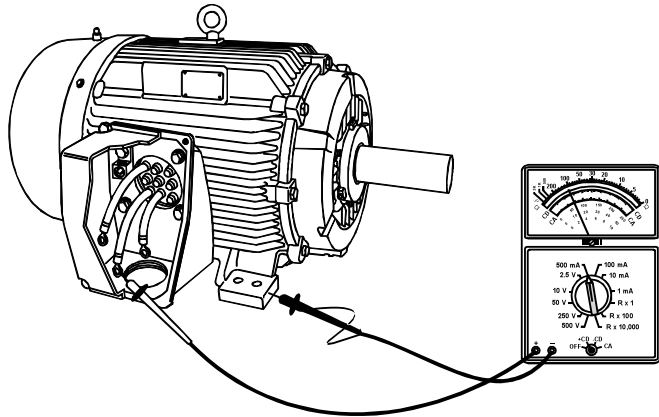
- Antes de conectar la punta de prueba que va al circuito, se debe asegurar que se ha seleccionado la función apropiada para la cantidad por medir.
- Verificar la correcta inserción de las puntas de prueba en las clavijas apropiadas, esto previene de un posible daño al multímetro debido a una selección incorrecta de la función o una incorrecta inserción de la punta de prueba.
- Si el multímetro no tiene la facilidad de auto rango, entonces verificar la posición del selector de rango.

El óhmetro. El óhmetro es esencialmente un instrumento de medición de corriente; sin embargo, su escala está calibrada en ohms, permitiendo que los valores de resistencia se puedan leer directamente.

- 1) Para prevenir sobrecargas en el medidor y daño posible cuando se verifique voltaje o corriente, se debe comenzar con el rango más alto del instrumento y se mueve hacia abajo el rango en forma sucesiva.
- 2) Para una precisión mayor, el rango seleccionado debe ser tal que la deflexión de la aguja (para multímetros analógicos) caiga en el medio superior de la escala del medidor.
- 3) Verificar la polaridad del circuito antes de hacer una prueba, particularmente cuando se midan voltajes o corrientes en corriente directa (C.D.).
- 4) Cuando se mida la resistencia en circuitos, el suministro de energía o alimentación debe estar desconectado, de otra manera el voltaje a través del instrumento de medición lo puede dañar.
- 5) Cambiar las baterías del multímetro con frecuencia para asegurar precisión en la escala de resistencia.
- 6) Recalibrar el instrumento a intervalos frecuentes.
- 7) Proteger al instrumento de polvo, humedad, humos y calor.

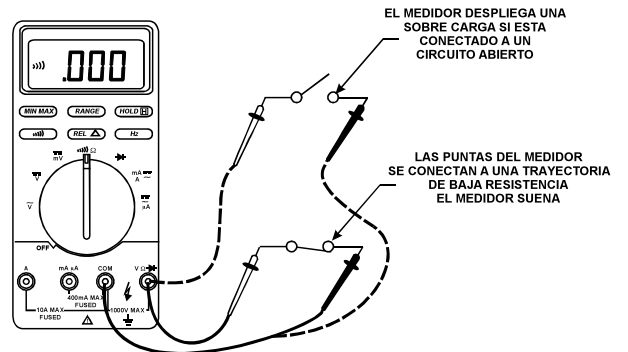
Un ejemplo del óhmetro para la localización de fallas a tierra en motores trifásicos de inducción se muestra a continuación, donde una punta de prueba del óhmetro se conecta a cada una de las terminales (una por una) y

la otra a tierra. Cuando no hay falla a tierra, la lectura del óhmetro debe ser infinito.

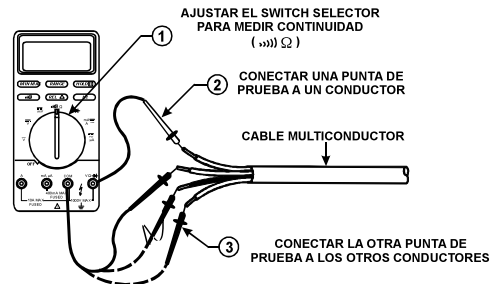
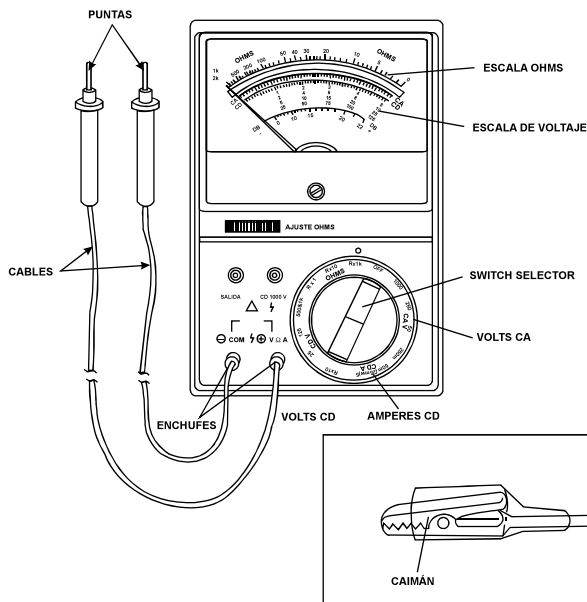


LOCALIZACIÓN DE FALLA A TIERRA EN UN MOTOR POR MEDIO DEL ÓHMETRO

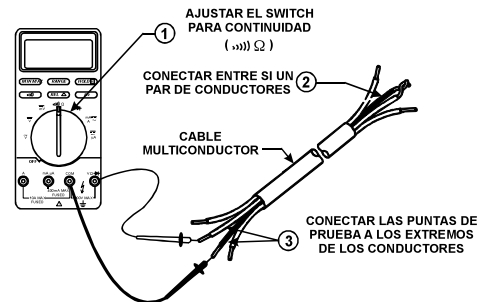
OTRAS APLICACIONES DEL ÓHMETRO SON PARA: PROBAR CONTINUIDAD, LOCALIZAR CORTOS EN CONDUCTORES Y LOCALIZAR CONDUCTORES ABIERTOS.



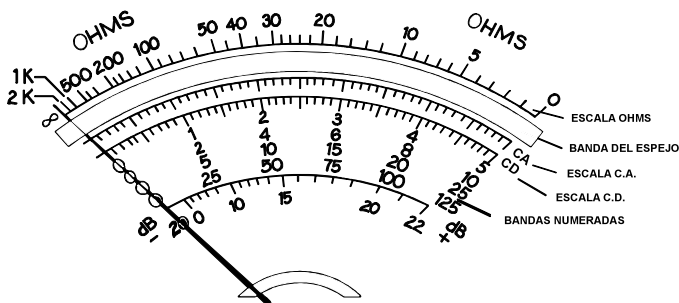
PRUEBA DE CONTINUIDAD



PRUEBA DE CONDUCTOR EN CORTO



PRUEBA DE CONDUCTOR ABIERTO



3.5.11 PROBADORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO O MEGGERS

Otro método común de medición de resistencias en el rango de 0-1000 mega-ohm ($m\Omega$) es mediante el uso de aparatos conocidos como **meggers** o probadores de resistencia de aislamiento. Este megger es en realidad el óhmetro usual, con una batería usada como fuente de voltaje.

Este instrumento se utiliza para medir resistencias muy altas, como por ejemplo aquellas encontradas en el aislamiento de cables, entre los devanados de un motor, en los devanados de un transformador, etc.

Un multímetro normal no proporciona una indicación precisa arriba de 10 $M\Omega$ debido al bajo voltaje usado en el circuito del óhmetro. Los meggers pueden aplicar alto voltaje a un circuito bajo prueba y este voltaje produce una corriente cuando hay alguna fuga eléctrica, esto hace que sea un probador de aislamiento muy útil.

El megger es esencialmente un óhmetro portátil con una fuente de alto voltaje integrada, que puede ser un generador de C.D. del tipo imanes permanentes o bien una batería.

En los megger con generador de C.D. se usa una manivela para hacer girar la armadura para producir voltajes de hasta 500, 1000 y 2500 volts, dependiendo del modelo usado. Los instrumentos electrónicos operados por batería se han hecho populares debido a que son ligeros y compactos, son manuales y se pueden operar con una mano, ya que no tienen generador que accionar. El alto voltaje de prueba se produce por un circuito electrónico que usa una batería interna como fuente de energía.

El valor de la resistencia se despliega directamente en el desplegado digital y el rango de voltaje se puede seleccionar mientras se lleva a cabo la prueba.

3.5.12 DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Para desarrollar una prueba de resistencia aislamiento se debe aplicar el procedimiento indicado a continuación:

- 1) Verificar el probador de aislamiento **poniendo en corto** sus puntas de prueba, esto debe indicar **resistencia cero**, si los cables de prueba se mantienen abiertos, el valor de resistencia debe indicar infinito.
- 2) Aislar la sección por ser probada de la fuente de alimentación.
- 3) Desconectar todas las lámparas o dispositivos electrónicos del circuito a ser probado.
- 4) Seleccionar el voltaje de prueba apropiado para conducir la prueba, dependiendo del valor del sistema.
- 5) Verificar las conexiones mientras se conduce la prueba, de manera que únicamente la parte a ser probada esté incluida en la prueba.
- 6) No debe haber ninguna trayectoria de dispersión en paralelo.
- 7) Verificar el instrumento para el índice de la aguja o cualquier otro ajuste necesario.
- 8) Los cables de prueba a ser usados deben tener una buena calidad de aislamiento.
- 9) Antes de iniciar la prueba, se debe asegurar que todos los capacitores en el circuito estén descargados poniendo para esto en corto sus dos cables o terminales. En forma similar, después de la prueba se debe asegurar que estén descargados. Si esta condición no está dada, se tiene una lectura falsa.
- 10) Después de poner en contacto las terminales del cable y de haber hecho la prueba, se debe descargar cualquier energía que pudiera estar almacenada en el cable durante la prueba; esto es lo que ocurre en la mayoría de los cables de gran longitud debido a su capacitancia.

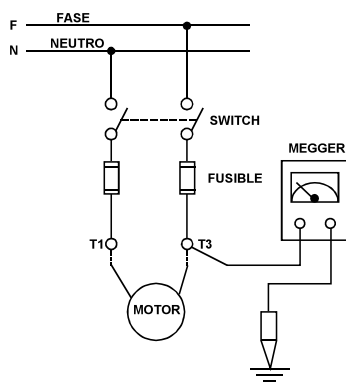
- 11) La verificación de la continuidad de un sistema de tierra requiere del uso de óhmetros de baja lectura, los cuales se deben ajustar a cero antes de llevar a cabo cada prueba y calibrados a intervalos regulares.
- 12) Donde se requiera la prueba del electrodo de tierra (es decir, la resistencia entre el electrodo y la masa general de tierra), uno de los tipos especiales de probadores de resistencia de tierra se deben usar.

3.5.13 PRUEBAS OPCIONALES

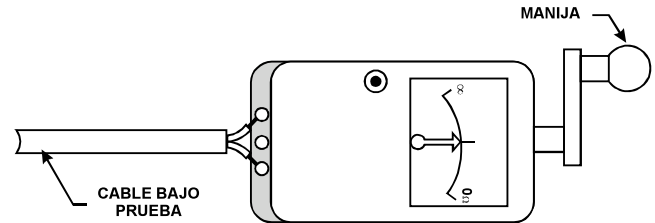
Existen aún algunas pocas pruebas útiles que usan aparatos de medición. Estas pruebas se usan para verificar sistemas monofásicos o trifásicos, así como otros dispositivos eléctricos. Algunas de estas pruebas se describen a continuación y sirven para reforzar las técnicas para la localización de fallas o averías.

a) El uso del Megger para probar cables y dispositivos auxiliares de un sistema monofásico.

Se desconectan las terminales P y N del lado de alimentación y de la misma manera del otro extremo, de manera que quede aislado el circuito de prueba, indicando que está desenergizado. Poner en corto P y N con un cable temporal, cerrar el switch y los dispositivos de protección. En el caso de la prueba a los auxiliares, se dejan abiertas las terminales del motor, de manera que quede aislado del circuito de prueba, entonces se prueba la resistencia con el probador de resistencia (megger) entre el puente del neutro y tierra. En el caso de que el valor mostrado en el medidor sea menor que $1\text{ M}\Omega$, entonces hay una falla ya sea en el aislamiento del cable o en las terminales del dispositivo.



MEGGER APLICADO A UN SISTEMA MONOFÁSICO

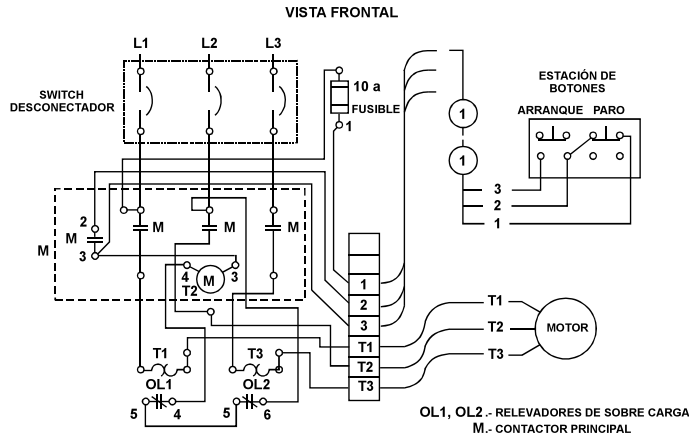


b) Uso del megger para probar cables y auxiliares en un sistema trifásico.

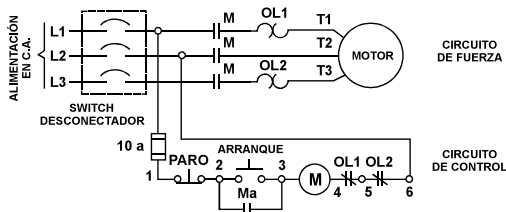
Desconectar L_1 , L_2 y L_3 del lado de alimentación así como del otro extremo, con lo que queda desenergizado el circuito. Poner en corto las terminales L_1 , L_2 y L_3 con un puente temporal, cerrar el dispositivo interruptor y los dispositivos de protección, como se muestra en la siguiente figura. Abrir las terminales del motor T_1 , T_2 y T_3 de modo que el motor permanezca aislado del circuito de prueba.

Verificar la resistencia con el probador de aislamiento entre cada conductor y tierra, si el megger muestra un valor bajo menor de $1\text{ M}\Omega$ hay una falla, ya sea en el aislamiento del cable o en las terminales del dispositivo.

En los diagramas de prueba mostrados, se hace referencia normalmente a las conexiones indicadas en los diagramas, estos pueden ser diagramas elementales o diagramas que muestren las conexiones como se realizan físicamente en los tableros con numeración en las terminales y en las tablillas.

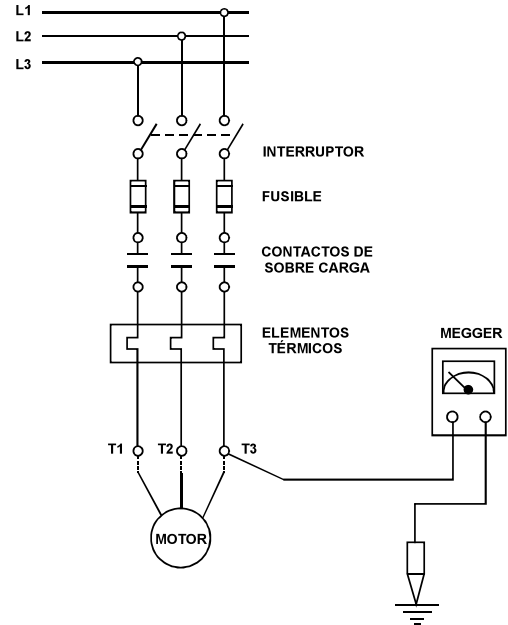


A) DIAGRAMA DE CONEXIÓN



B) DIAGRAMA ELEMENTAL

La prueba del megger aplicado al sistema trifásico, como se mencionó antes, se hace desconectando el motor de las terminales T₁, T₂, T₃, teniendo previamente desenergizado el circuito.



MEGGER APLICADO A UN SISTEMA TRIFÁSICO

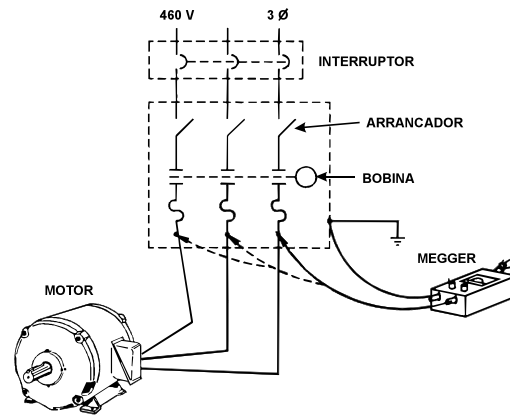


DIAGRAMA DEL CIRCUITO PARA LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CON UNA INSTALACIÓN COMPLETA

3.6 Motores de inducción de corriente alterna

La máquina de inducción es la más resistente y ampliamente usada en la industria, desde el punto de vista constructivo, como una máquina de corriente directa (C.D.), la máquina de inducción tiene un estator y un rotor montado sobre chumaceras y separado del estator por un entrehierro.

La corriente alterna (C.A.) se alimenta al devanado del estator directamente y al devanado del rotor por inducción, de aquí el nombre de **MÁQUINA DE INDUCCIÓN**.

La máquina de inducción puede operar tanto como motor como generador, sin embargo, su uso preferente es como motor y se construye en varios tamaños y variantes para distintas aplicaciones:

- **Motores de inducción pequeños monofásicos** (en capacidades de potencia fraccionarias), usados en muchas aplicaciones de aparatos del hogar, tales como: licuadoras, lavadoras, refrigeradores, máquinas herramientas, transportadores, etc.
- **Motores de inducción trifásicos grandes** (de decenas y cientos de caballos de fuerza) usados en bombas, ventiladores, compresores, molinos de papel, industria textil, industria petrolero, industria cementera, etc.
- **Motores de inducción lineales usados en transporte.**
- **Motores de inducción bifásicos** que principalmente se usan como servomotor en los sistemas de control.

Aún cuando el diseño básico de los motores de inducción no ha cambiado mucho en los últimos 50 años, los materiales aislantes modernos, las técnicas de optimización del diseño basado en computadora y los métodos automatizados de manufactura han dado como resultado motores de menor tamaño físico y de menor costo por kW. La estandarización internacional de las dimensiones físicas y tamaños de carcazas significa que motores de distintos fabricantes sean físicamente

intercambiables y tengan características de comportamiento similares.

La confiabilidad de los motores de inducción de jaula de ardilla comparada con la de los motores de corriente directa (C.D.) es alta, las únicas partes del motor jaula de ardilla que se pueden desgastar son las chumaceras, y las mejoras en las modernas chumaceras prelubricadas han extendido aún más la vida de estos motores.

3.6.1 LA CONSTRUCCIÓN BÁSICA

El motor de inducción de corriente alterna (C.A.) está compuesto de dos partes electromagnéticas:

- Una parte estacionaria llamada **estator**.
- Una parte rotatoria llamada **rotor**, soportada en cada extremo por chumaceras.

El estator y el rotor, cada uno, están constituidos de:

- **Un circuito eléctrico** construido de cobre aislado o aluminio para conducir la corriente.
- **Un circuito magnético** construido de acero laminado, que es el que transporta el flujo magnético.

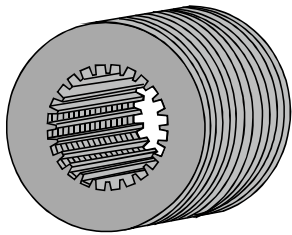
3.6.2 EL ESTATOR

El estator es la parte estacionaria externa del motor y consiste de:

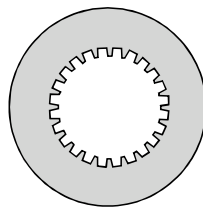
- **La carcaza cilíndrica externa del motor**, la cual está hecha ya sea de placa de acero soldada, hierro fundido o aleación de aluminio fundida; la carcaza puede incluir la base para montaje.
- **El circuito magnético** que está constituido de una serie de laminaciones ranuradas, de

acero al silicio, empaquetadas dentro de un espacio cilíndrico **dentro de la carcasa**. El circuito magnético está laminado para reducir las corrientes circulantes, con lo cual se tienen pérdidas menores, y en consecuencia, también menor calentamiento.

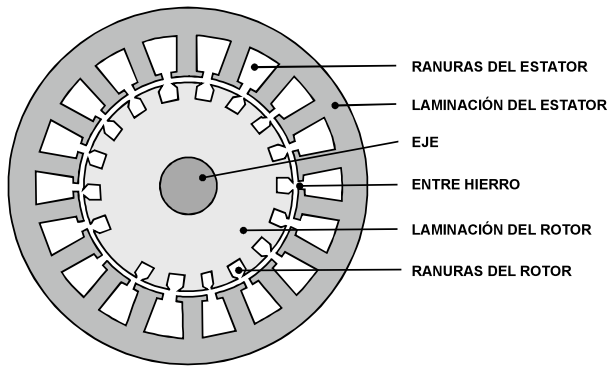
- **Un grupo de bobinas aisladas eléctricamente.** Estas bobinas se colocan dentro de las ranuras del circuito magnético ranurado. El área de la sección transversal de los conductores de estas bobinas debe ser suficientemente grande, de acuerdo a la potencia del motor. Para un motor trifásico, se requiere de tres grupos de bobinas, uno por fase.



ESTRUCTURA GENERAL DEL ESTATOR



VISTA SECCIONADA DEL ESTATOR



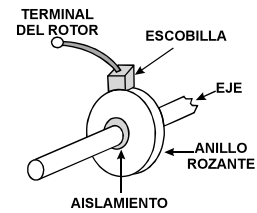
LAMINACIÓN DEL ROTOR Y DEL ESTATOR

3.6.3 EL ROTOR

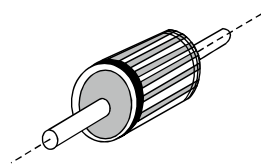
Esta es la parte rotatoria del motor, así como el estator, el rotor consiste de un grupo de laminaciones de **acero ranuradas** y empaçadas juntas en la forma de un cilindro magnético y con un circuito eléctrico. El circuito eléctrico del rotor puede ser cualquiera de los siguientes:

- **Tipo rotor devanado.** El cual tiene 3 grupos de devanados aislados con conexiones llevadas al exterior a 3 anillos rozantes montados sobre el eje, las conexiones externas a la parte rotatoria se hacen a través de escobillas montadas sobre los anillos rozantes, por lo que este tipo de motor se le llama con frecuencia **motor de anillos rozantes**.
- **Tipo rotor jaula de ardilla.** El cual comprende un grupo de barras de cobre o aluminio instaladas dentro de las ranuras, las cuales están conectadas a un anillo en los extremos del rotor. La construcción de los devanados del rotor asemeja a una "jaula de ardilla".

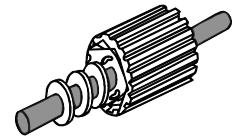
Las barras de aluminio del rotor están usualmente embebidas en las ranuras del rotor, lo que hace que sea una **construcción muy robusta**, aún cuando las barras de aluminio del rotor están en contacto directo con las laminaciones de aluminio, prácticamente toda la corriente del rotor que circula a través las barras de aluminio no lo hace por las laminaciones.



E) DETALLES DE ESCOBILLA Y ANILLO ROZANTE



A) ESTRUCTURA DE UNA JAULA DE ARDILLA



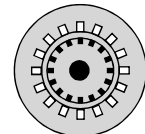
C) ESTRUCTURA DE UN ROTOR DEVANADO



B) VISTA SECCIONADA



D) VISTA SECCIONADA



F) ROTOR COLOCADO DENTRO DEL ESTATOR

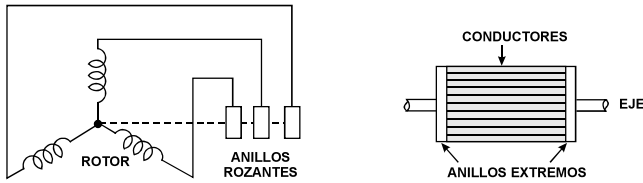
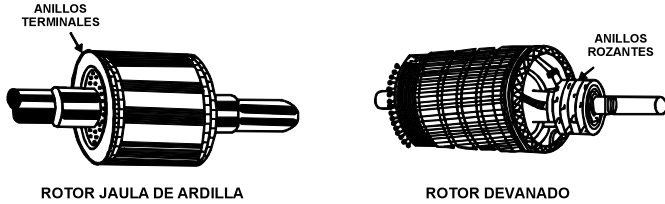
CONSTRUCCIÓN DEL ROTOR DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN POLIFÁSICO

La representación básica de estos rotores, es usada para identificar sus partes y para comprender más adelante lo relacionado con el control de velocidad en los motores trifásicos de inducción.

3.6.4 OTRAS COMPONENTES DEL MOTOR DE INDUCCIÓN

Las otras partes requeridas para completar el motor de inducción son:

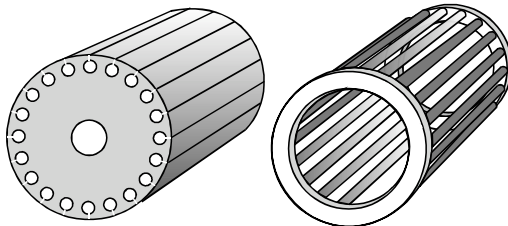
- **Dos tapas** extremas que contienen a las chumaceras (una en cada extremo).
- **Dos chumaceras** o baleros para soportar a la flecha o eje rotatorio.
- **Ventilador de enfriamiento**, localizado en el extremo de accionamiento y que permite proporcionar el enfriamiento forzado para el estator.
- **Caja de conexiones terminales**. En la parte superior o lateral se encuentra esta caja para recibir las conexiones eléctricas externas.



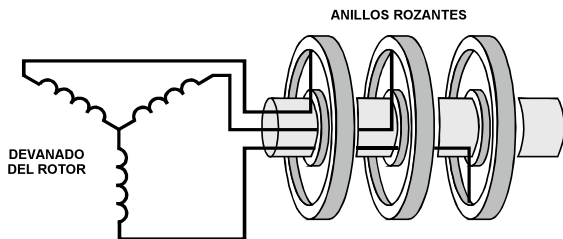
A) MOTOR DE ANILLOS ROZANTES PARA MOTOR DE INDUCCIÓN

B) ROTOR JAULA DE ARDILLA PARA MOTOR DE INDUCCIÓN

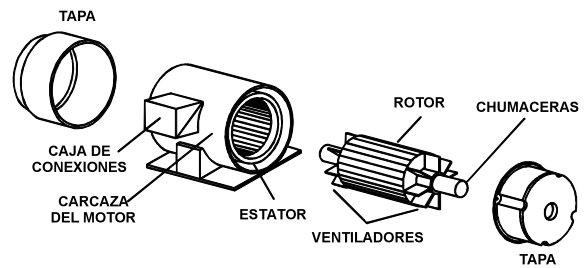
REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE ROTORES PARA MOTOR DE INDUCCIÓN



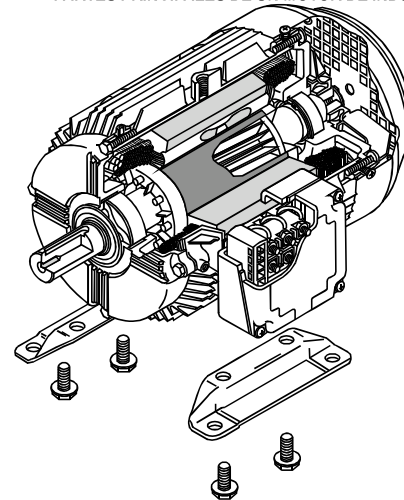
CONSTRUCCIÓN DE UN ROTOR DE JAULA DE ARDILLA CON LAMINACIÓN TROQUELADA Y CON BARRAS Y ANILLOS EN LOS EXTREMOS



CADA DEVANADO DEL ROTOR SE CONECTA A UN ANILLO DESLIZANTE SEPARADO



PARTES PRINCIPALES DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN



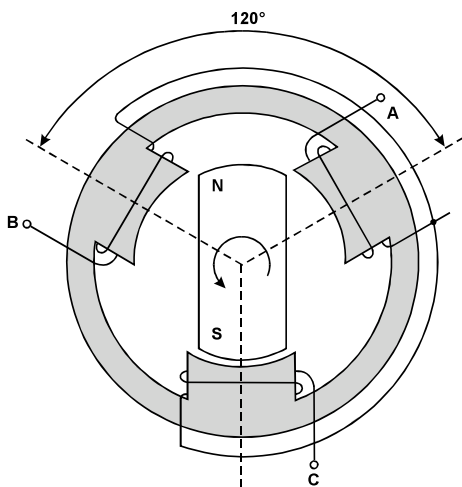
VISTA SECCIONADA DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN TOTALMENTE CERRADO

3.6.5 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN

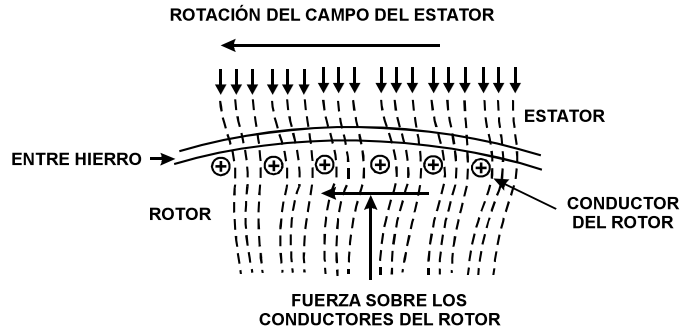
Cuando se conecta una alimentación trifásica de C.A. a las terminales del estator de un motor de inducción trifásico, tres corrientes alternas circulan en los devanados del estator, estas corrientes producen un campo magnético cambiante que gira alrededor del interior del estator. La velocidad de rotación está en sincronismo con la frecuencia del sistema y se le llama **“la velocidad de sincronismo”**.

En el tipo más simple de motor de inducción trifásico, el campo rotatorio está producido por 3 devanados fijos del estator, separados 120° alrededor del perímetro del estator. Cuando se conectan los tres devanados del estator a la fuente de alimentación trifásica, el flujo completa una rotación para **cada ciclo** del voltaje de alimentación. Para una fuente de alimentación de 50 Hz, el flujo de estator gira a una velocidad de 50 revoluciones por segundo ó 50x 60 = 3 000 revoluciones por minuto (RPM), si la fuente de alimentación es de 60 Hz, entonces es: 60 x 60=3600 RPM.

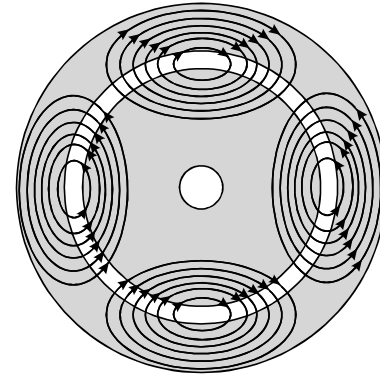
Si hubiera un imán permanente dentro del rotor, estaría en sincronismo con el campo magnético rotatorio. El campo magnético del rotor interactúa con el flujo rotatorio del estator para producir una fuerza rotacional. Se menciona el caso del imán permanente debido a que el principio de operación es fácil de comprender, el campo magnético en un motor de inducción normal se induce a través del entrehierro del rotor.



PRINCIPIO BÁSICO (SIMPLIFICADO) DE UN MOTOR DE 2 POLOS



Si los tres devanados del estator fueran rearrreglados a la medida de la mitad de las ranuras del estator, habría espacio para otros tres devanados en la otra mitad del estator, el campo magnético rotatorio resultante tendría 4 polos (2 norte y 2 sur) y se llamaría un motor de 4 polos, y debido a que el campo magnético rotatorio sólo pasa 3 bobinas del estator para cada ciclo de la frecuencia de alimentación, entonces gira a la mitad de la velocidad (para el caso de 50 Hz, sería 1500 RPM). En consecuencia, los motores de inducción se pueden diseñar y fabricar con el número de devanados del estator para satisfacer la velocidad base requerida para distintas aplicaciones.



DISTRIBUCIÓN DE FLUJO EN UNA MÁQUINA DE 4 POLOS EN CUALQUIER MOMENTO

La velocidad a la cual gira el flujo del estator se le llama **velocidad síncrona** y depende entonces del número de polos del motor y de la frecuencia.

$$n_s = \frac{f \times 60}{\text{No. de pares de polos}} = \frac{f \times 60}{P/2} \text{ RPM}$$

$$n_s = \frac{f \times 120}{P} \text{ RPM}$$

Donde:

ns= Velocidad rotacional sincronía en RPM.

f = Frecuencia de alimentación en Hz.

P = Número de polos del motor.

3.6.6 BALANCE ENERGÉTICO

En la siguiente figura, se muestra el balance energético para un motor de inducción, y en éste se puede distinguir:

- La potencia Pa absorbida o demandada por el motor:

$$Pa = \sqrt{3}V \cdot I \cos\varphi$$

- La potencia transmitida al rotor (P_{Tr}), que es igual a la potencia absorbida menos las pérdidas:

Por efecto Joule, Pjs en el devanado del estator:

$P_{js}=3RI^2$ para la conexión estrella.

$P_{js}=RI^2$ para la conexión delta.

Pérdidas magnéticas (P_{FS}) en el fierro:

$$P_{Tr} = \frac{P_{Tr}}{\Omega_s}$$

A esta potencia corresponde el par de transmisión (T_{Tr}).

$$T_{Tr} = \frac{P_{Tr}}{\Omega_s}$$

La potencia electromagnética P_{EM} que toma en cuenta las pérdidas por efecto Joule (P_{jR}) en el rotor:

$$P_{EM} = P_{Tr} - P_{jR}$$

A esta potencia corresponde **el par electromagnético** T_{EM} :

$$T_{EM} = \frac{P_{EM}}{\Omega}$$

Observaciones:

- a) Se consideran como despreciables las pérdidas magnéticas del rotor.

- b) El par transmitido T_{Tr} y el par electromagnético T_{EM} son iguales.

$$\frac{P_{Tr}}{\Omega_s} = \frac{P_{EM}}{\Omega}$$

Las velocidades angulares Ω_s y Ω son distintas o:

$$\Omega_s = \frac{\Omega}{1-s}$$

De modo que:

$$P_{Tr}(1-s) = P_{em}$$

O bien:

$$P_{em} = P_{Tr} - s \cdot P_{Tr}$$

Las pérdidas por efecto Joule en el rotor (P_{jR}) se deben:

- Al deslizamiento.
- Son iguales a las producidas antes por la potencia transmitida (P_{Tr}).

$$P_{jR} = s \cdot P_{Tr}$$

- La potencia y el par útiles.

$$P_u = P_{em} - P_{meca}$$

$$T_u = \frac{P_u}{\Omega}$$

- El rendimiento.

Es igual a la relación de la potencia absorbida a la potencia útil, es decir:

$$\eta = \frac{Pu}{\Omega}$$

Con:

$$Pu = Pa - PjS - PF_s - RJ_R - Pmeca$$

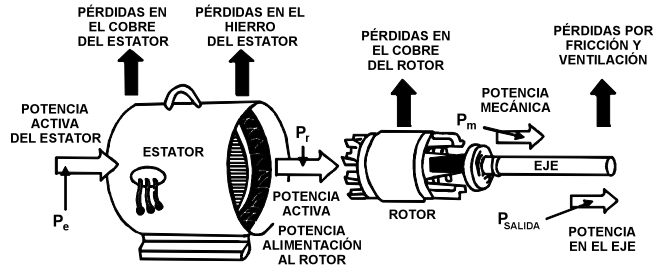
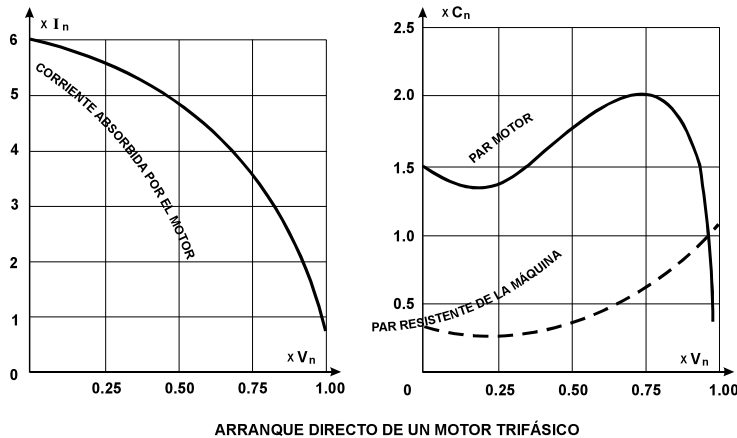
La relación de la potencia electromagnética a la potencia transmitida al rotor, se le llama el rendimiento del rotor .

$$\eta_r = \frac{P_{EM}}{P_{Tr}} = \frac{P_{Tr}(1 - S)}{P_{Tr}}$$

Es decir:

$$\eta_r = 1 - S$$

El rendimiento de un motor de inducción depende esencialmente de su deslizamiento. El deslizamiento debe ser muy bajo para que el rendimiento sea aceptable.



1).- ENTRADA AL ESTATOR

$$P_e = \text{SALIDA DEL ESTATOR} + \text{PÉRDIDA DEL ESTATOR} \\ = \text{SALIDA DEL ESTATOR} + \text{PÉRDIDA DEL ESTATOR} + \text{PÉRDIDAS DEL COBRE DEL ESTATOR}$$

2).- ENTRADA AL ROTOR

$$P_r = \text{SALIDA DEL ESTATOR}$$

3).- POTENCIA MECÁNICA DISPONIBLE

$$P_m = P_r - \text{PÉRDIDA EN EL COBRE DEL ROTOR}$$

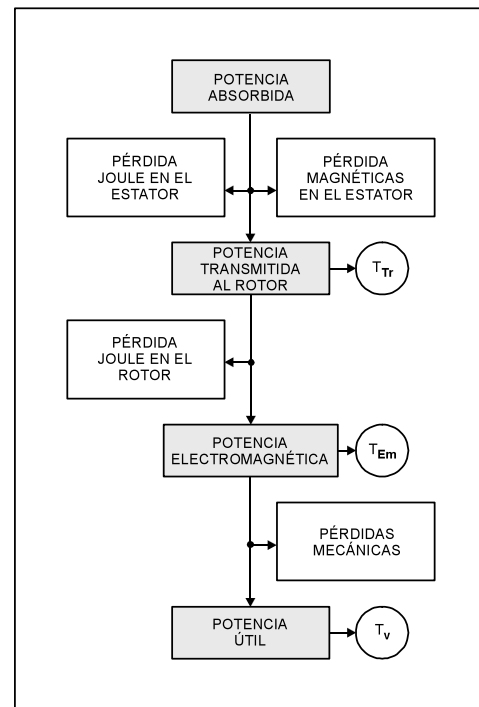
4).- POTENCIA MECÁNICA EN EL EJE

$$P_{\text{SALIDA}} = P_m - \text{PÉRDIDA POR FRICCIÓN Y VENTILACIÓN}$$

5).- PAR DESARROLLADO

$$T = \frac{60}{2\pi} \frac{P}{N} \\ T = 9.55 \frac{P}{N} \text{ (N} \cdot \text{m)}$$

P = POTENCIA EN WATTS
N = VELOCIDAD EN RPM



BALANCE ENERGÉTICO DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN

3.6.7 PÉRDIDAS Y EFICIENCIA EN LOS MOTORES DE INDUCCIÓN

Las siguientes son las pérdidas en un motor de inducción:

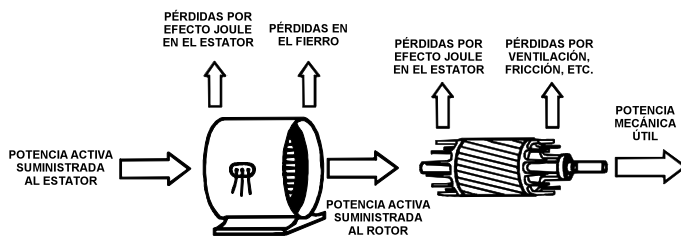
- Pérdidas en el núcleo del estator y el rotor.
- Pérdidas en los devanados (pérdidas en el cobre) del estator y del rotor.
- Pérdidas por fricción y ventilación.

Las pérdidas en el núcleo se deben a los flujos principal y de eslabonamiento, como el voltaje se supone constante, las pérdidas en el núcleo pueden ser aproximadamente constantes. La corriente directa puede medir la resistencia del estator, las corrientes circulantes y por histéresis en los conductores incrementan la resistencia; **la resistencia efectiva se toma como 1.2 veces el valor de la resistencia en C.D.**

Las pérdidas en el cobre del rotor se calculan restando a las pérdidas en el cobre del estator el total de las pérdidas medidas o las pérdidas en el rotor I^2R . Las pérdidas por fricción y ventilación se pueden suponer constante e independientes de la carga.

$$Eficiencia = \frac{Salida\ en\ el\ rotor}{Entrada\ en\ el\ estator}$$

pot. Salida = pot entrada - pérdidas



DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA EN UN MOTOR TRIFÁSICO DE INDUCCIÓN

3.6.8 DATOS DE PLACA DE UN MOTOR

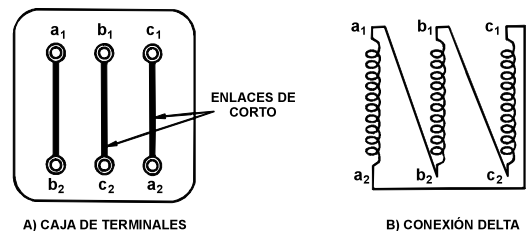
Los datos de placa de un motor dan una información importante acerca del motor, se dan entre otras cosas la siguiente información:

- Potencia o capacidad del motor.
- Detalles de la alimentación al motor.
- Detalles de la conexión del motor.
- Tamaño y tipo de carcasa.
- Velocidad del motor en RPM.
- Elevación de temperatura permisible.
- Ciclo de trabajo para el motor.
- Tipo de carcasa.
- Número de polos.

Los datos de placa permiten echar una mirada al motor.

3.6.9 IDENTIFICACIÓN DE TERMINALES Y DIAGRAMA DE CONEXIONES

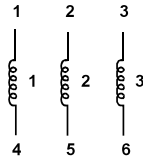
Generalmente el diagrama de conexiones de las terminales del motor está dado en el mismo. Para un motor trifásico se tienen conexiones de tres devanados como se muestra, indicados como: a_1 y a_2 , b_1 y b_2 y c_1 y c_2



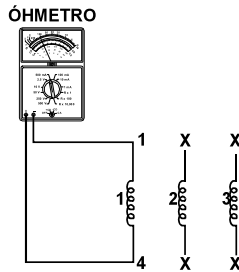
TERMINALES DENTRO DE UNA CAJA

Los motores trifásicos de inducción pueden estar conectados en delta o estrella y pueden tener varias terminales, dependiendo de las conexiones para operar con distintos voltajes.

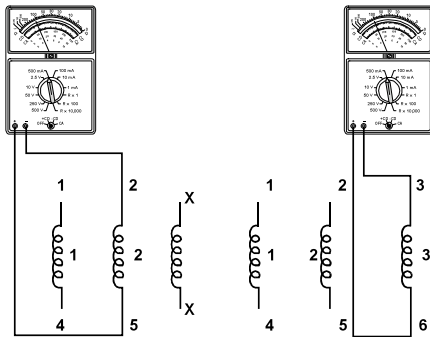
En las siguientes figuras, se muestran algunas de estas conexiones:



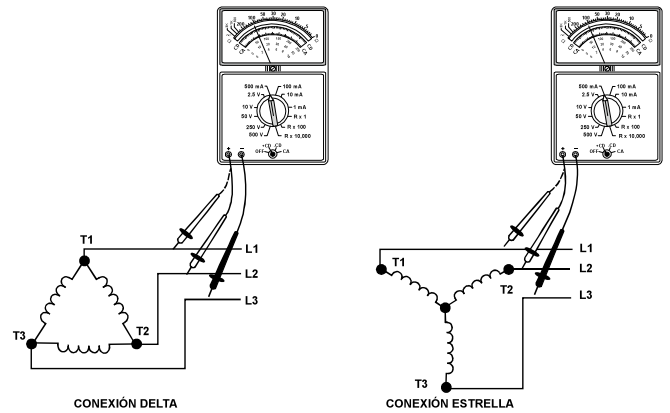
REPRESENTACIÓN DE LAS BOBINAS DE UN MOTOR TRIFÁSICO



IDENTIFICACIÓN DE LAS BOBINAS DE UN MOTOR TRIFÁSICO

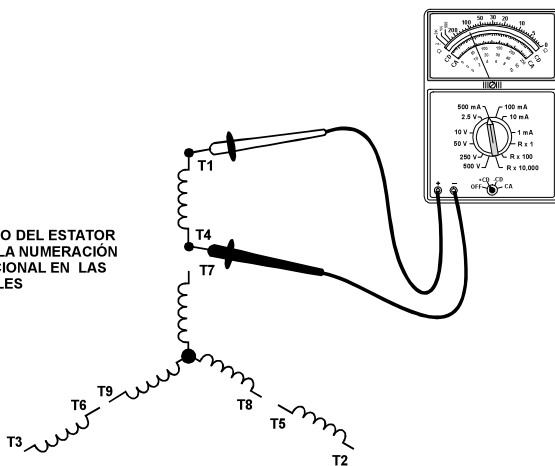


IDENTIFICACIÓN DE LAS BOBINAS DE UN MOTOR TRIFÁSICO



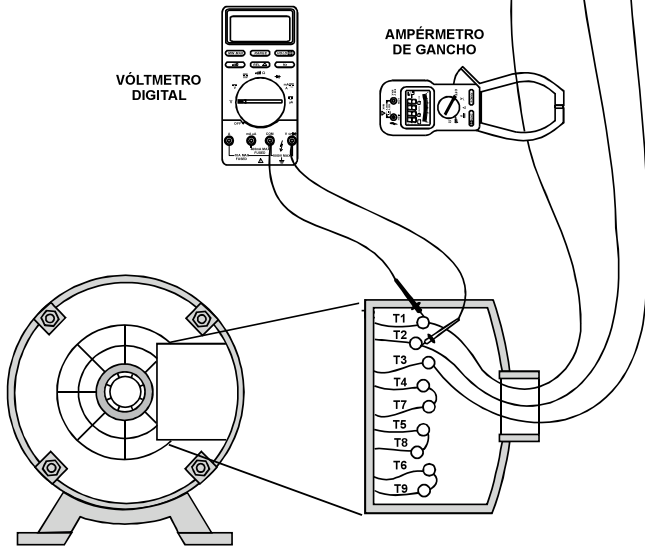
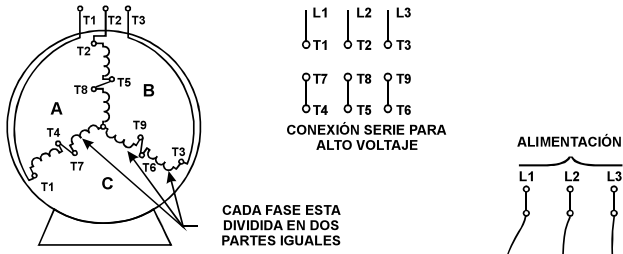
LA CONTINUIDAD DE LOS DEVANADOS INTERNOS EN UN MOTOR DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA SE PUEDE PROBAR CON ÓHMETRO O UNA LÁMPARA DE PRUEBA

DEVANADO DEL ESTATOR USANDO LA NUMERACIÓN CONVENCIONAL EN LAS TERMINALES

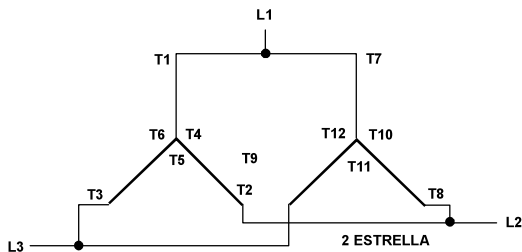


VERIFICACIÓN DE LA CONTINUIDAD EN LAS TERMINALES DE UNA CONEXIÓN ESTRELLA PARA MOTOR TRIFÁSICO

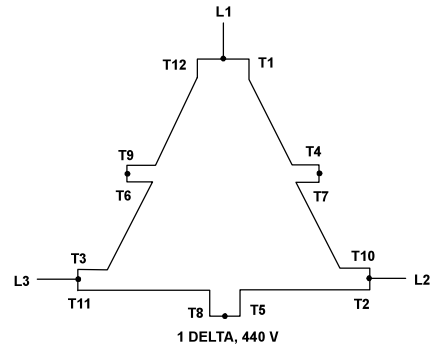
MOTOR EN CONEXIÓN ESTRELLA PARA DOBLE VOLTAJE Y 9 TERMINALES



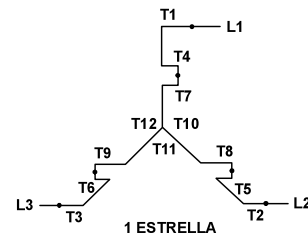
IDENTIFICACIÓN DE TERMINALES Y MEDICIÓN DE CORRIENTE Y VOLTAJE EN UN MOTOR TRIFÁSICO EN CONEXIÓN ESTRELLA CON 9 TERMINALES



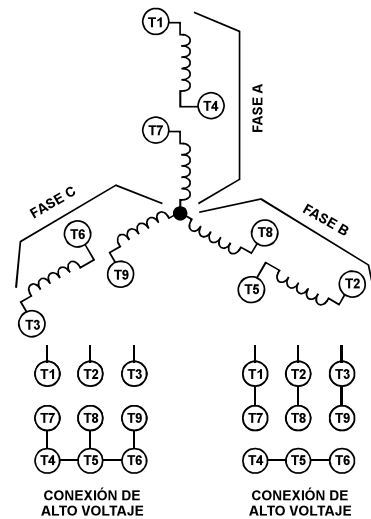
CONEXIÓN DE BAJO VOLTAJE DOBLE ESTRELLA



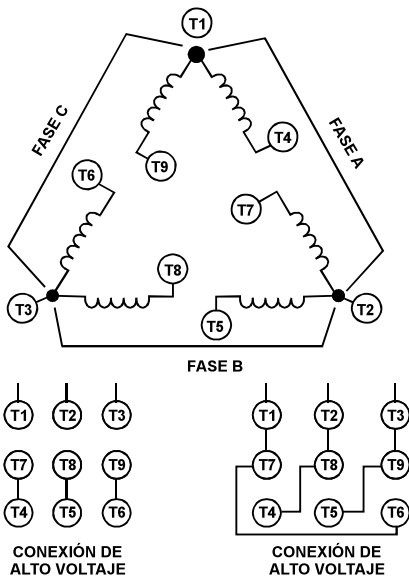
CONEXIÓN SERIE PARA ALTO VOLTAJE EN CONEXIÓN DELTA



CONEXIÓN DE ALTO VOLTAJE PARA CONEXIÓN ESTRELLA EN MOTOR TRIFÁSICO CON 12 TERMINALES



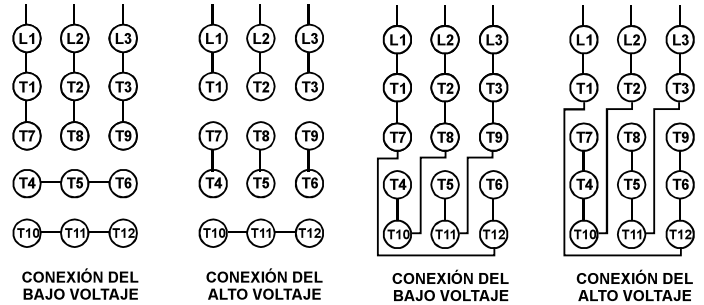
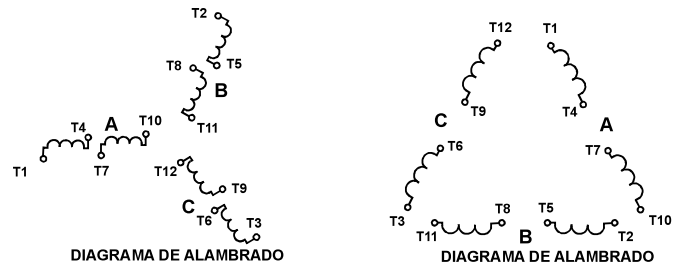
MOTOR TRIFÁSICO DE DOBLE VOLTAJE EN CONEXIÓN ESTRELLA



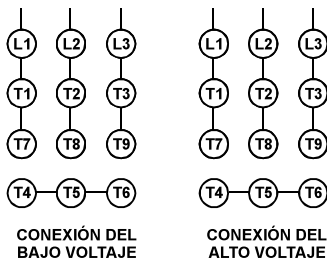
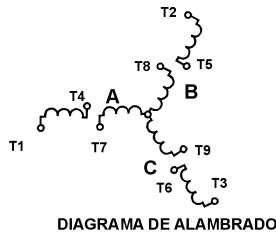
MOTOR TRIFÁSICO DE DOBLE VOLTAJE EN CONEXIÓN DELTA

MOTOR EN CONEXIÓN ESTRELLA

MOTOR EN CONEXIÓN DELTA



CONEXIÓN DE MOTORES CON 12 TERMINALES



MOTOR DE DOBLE VOLTAJE EN CONEXIÓN ESTRELLA

3.6.10 CONEXIONES DE LOS MOTORES DE C.A.

a) Motor de varias velocidades.

Un motor de inducción trifásico es una máquina de velocidad constante, el control de velocidad en los motores de inducción se puede lograr por:

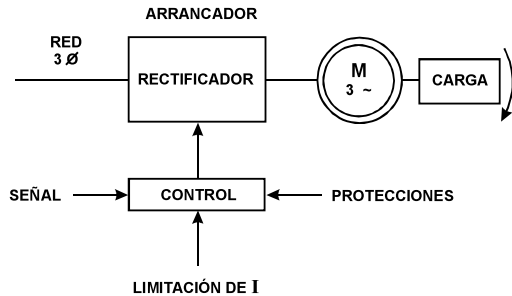
- Cambio en el voltaje aplicado.
- Cambio en la frecuencia de alimentación.
- Cambio en el número de polos.

Los dos primeros métodos se usan raramente, debido al problema asociado con la reducción del voltaje y la frecuencia. El último método es muy utilizado para motores con rotor de jaula de ardilla, ya que éste se adapta por sí mismo a cualquier número razonable de polos en el estator.

El cambio en el número de polos del estator se puede lograr proporcionando dos o más devanados de estator totalmente independientes, cada devanado da un número distinto de polos, y de aquí, una distinta velocidad.

El cambio en la frecuencia se puede lograr con accionamientos electrónicos que rectifican a un valor de frecuencia e invierte a un valor de frecuencia distinto, con lo cual se logra variar la velocidad.

FUNCIÓN DE UN ARRANCADOR ELECTRÓNICO



Cada uno de los devanados está terminado sobre un conjunto distinto de terminales, las cuales se pueden conectar y desconectar para juntar el devanado a la alimentación, sólo un devanado se usa a la vez, el otro está totalmente desconectado. Este último método encuentra aplicación en elevadores, equipo de tracción eléctrica y pequeños motores que accionan máquinas herramientas.

b) Motor de voltaje dual (doble voltaje).

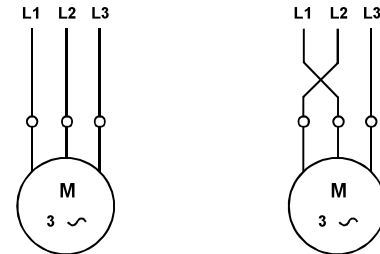
Un motor de voltaje dual es un motor monofásico de inducción que se puede operar con dos voltajes de C.A., ya sea 110 ó 220V, tales motores tienen dos devanados principales y uno de arranque; un número adecuado de terminales se llevan al exterior para permitir cambiar de un voltaje a otro cuando el motor opera al voltaje más bajo. Los dos devanados principales se conectan en paralelo, y cuando operan al voltaje más alto, se conectan en serie. El devanado de arranque se opera siempre al voltaje más bajo, para lo cual se conecta a través de uno de los devanados principales.

c) Operando un motor para sentido hacia delante y opuesto.

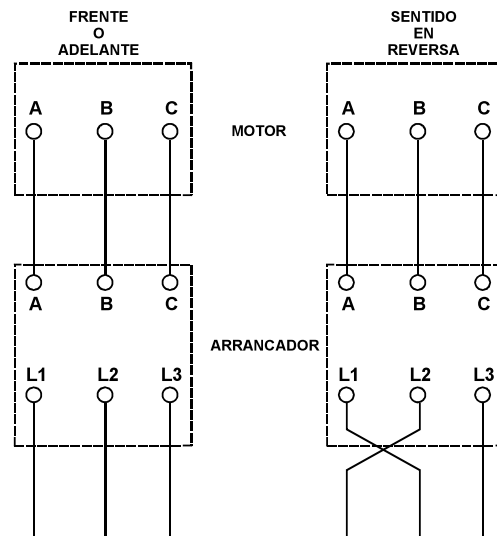
3.6.11 MOTOR DE INDUCCIÓN

En ciertas aplicaciones como elevadores, grúas, etc., se requiere que el motor sea capaz de invertir su sentido de rotación, esto requiere de un motor reversible, es decir, uno que tenga un eje con rotación bidireccional, en el sentido u opuesto a las manecillas del reloj.

En un motor de inducción, esto es muy simple y se logra cambiando dos conductores cualquiera. En la siguiente figura, se muestra el arrancador de un motor de inducción que se le puede modificar el sentido de rotación intercambiando L₁ y L₂.

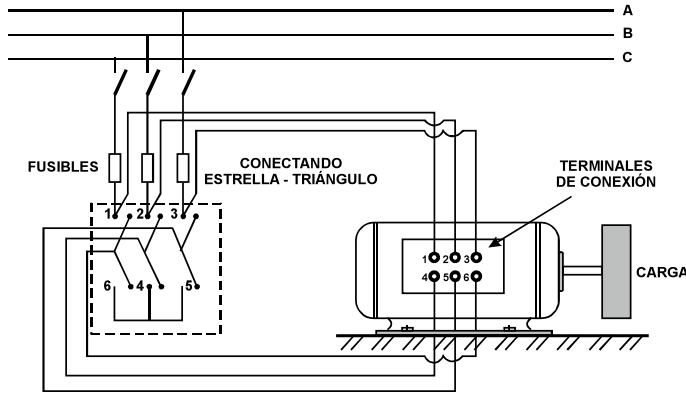


INVERSIÓN DEL SENTIDO DE ROTACIÓN DE UN MOTOR TRIFÁSICO

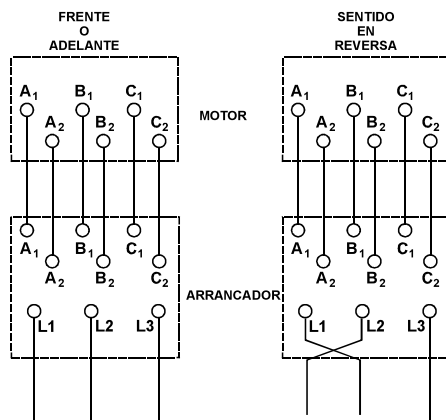


INVIRTIENDO EL SENTIDO DE ROTACIÓN DE UN MOTOR TRIFÁSICO

Esto se puede lograr cambiando las terminales, ya sea en la caja de terminales del motor o bien en las terminales del arrancador. Siempre es recomendable hacer cambios a las líneas que van al arrancador, como puede haber algunas confusiones en el caso de motores con arreglo para arranque en estrella-delta, mientras se hacen cambios en las terminales del motor.

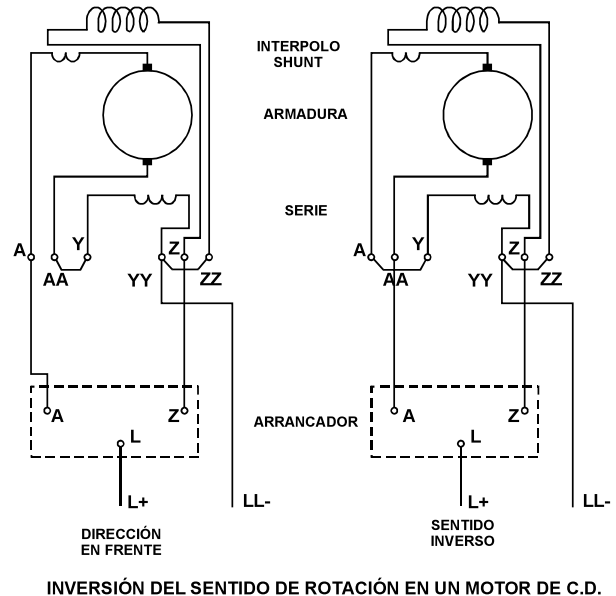


En la siguiente figura, si se invierten las conexiones de un motor trifásico de inducción con arrancador Estrella Delta, las fases L_1 y L_2 son intercambiadas. **Siempre se puede cambiar el sentido de rotación de un motor trifásico de inducción con sólo intercambiar dos fases.**



INVIRTIENDO EL SENTIDO DE ROTACIÓN DE UN MOTOR EN CONEXIÓN ESTRELLA / DELTA

Sin embargo, lo normal en la industria es cambiar la dirección de la corriente de armadura, manteniendo sin cambio la dirección. Como se muestra en la siguiente figura, en la caja de terminales del motor, el cable del arrancador se cambia de A a AA y el puente de interconexión se cambia de Y a AA.



INVERSIÓN DEL SENTIDO DE ROTACIÓN EN UN MOTOR DE C.D.

3.6.12 CAMBIO DE DIRECCIÓN EN MOTORES DE C.D.

En el caso del motor serie de C.D., la dirección del motor se puede invertir, ya sea cambiando la dirección de la corriente de la armadura o la corriente de campo.

De la misma forma, para un motor en conexión derivado o shunt, la dirección del motor se puede cambiar ya sea cambiando la dirección de la corriente de armadura o la corriente de campo. En el caso de un motor con conexión compound (compuesta), la dirección de rotación se puede obtener cambiando la dirección de la corriente de armadura o bien de ambas corrientes de campo, es decir, los devanados serie y derivado.

3.7 Localización de fallas y mantenimiento de motores eléctricos

En la siguiente figura, se muestran los intervalos de relubricación sugeridos para distintos tipos de cojinetes.

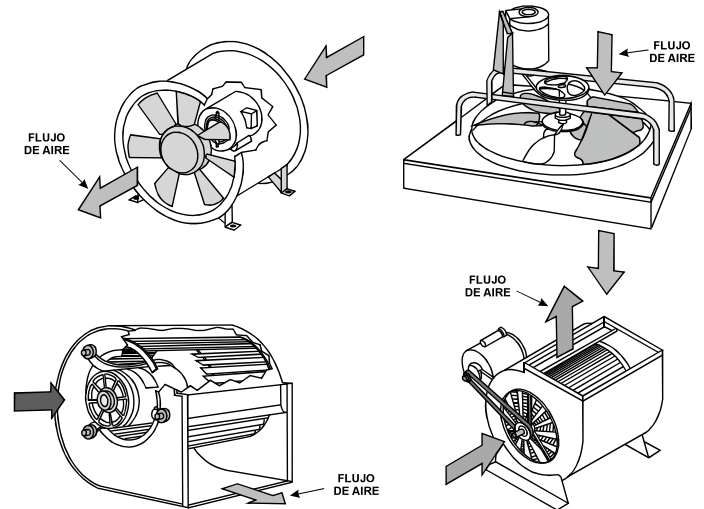
3.7.1 ACOPLAMIENTOS DE MOTORES

Un acoplamiento de un motor es la conexión entre un motor eléctrico y una componente (carga) que requiere movimiento de rotación. Los motores eléctricos se usan para accionar la mayoría de los dispositivos que requieren rotación. Hay dos tipos básicos de accionamientos: **accionamiento directo** y **accionamiento por polea y banda o por cadena**.

ACCIONAMIENTO DIRECTO

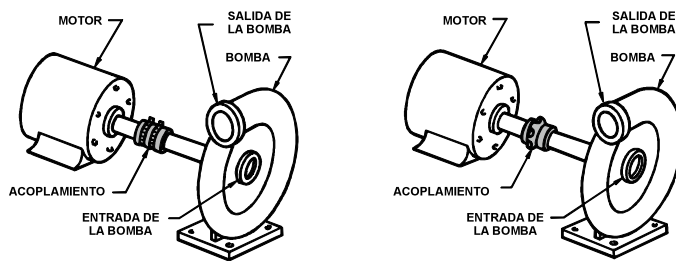
Los métodos de accionamiento directo requieren que un dispositivo o carga mecánica gire con las mismas revoluciones por minuto que el motor, por ejemplo, los motores para ventiladores y bombas son frecuentemente con acoplamiento directo. Por lo general, los acoplamientos directos requieren de una distancia corta entre el eje del motor y el elemento que se va a accionar.

Los dos acoplamientos directos más comúnmente usados en la industria son: **el flexible con manguera** y **el acoplamiento de pestaña o reborde**.



DISTINTOS TIPOS DE VENTILADORES

De las aplicaciones comunes de motores eléctricos, se tienen los ventiladores que requieren de montajes horizontal o vertical, con acoplamiento directo o por medio de banda, como se muestra en las figuras anteriores.

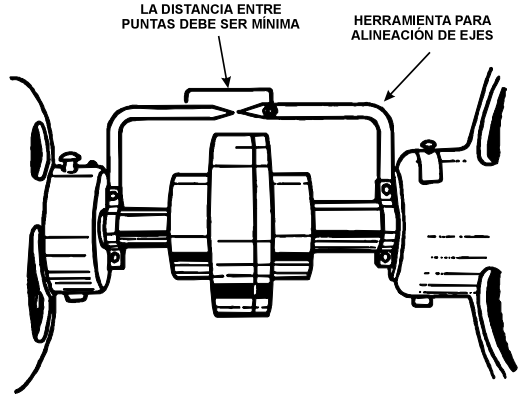
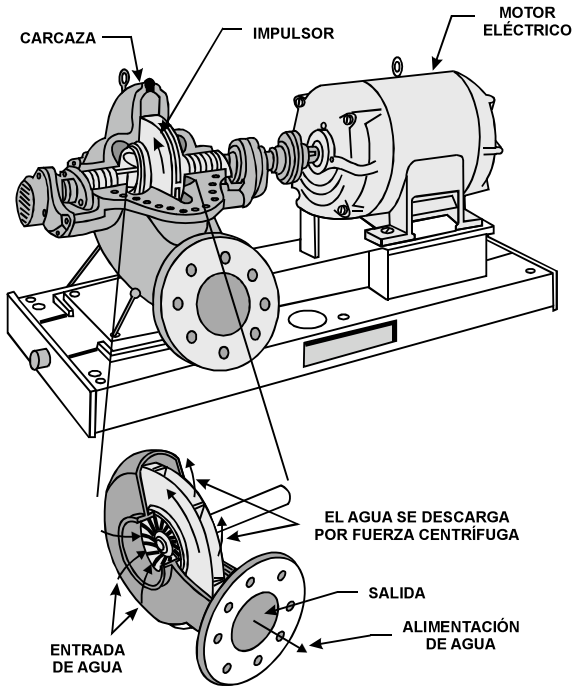


A) ACOPLAMIENTO FLEXIBLE CON MANGUERA

B) ACOPLAMIENTO DE REBORDE

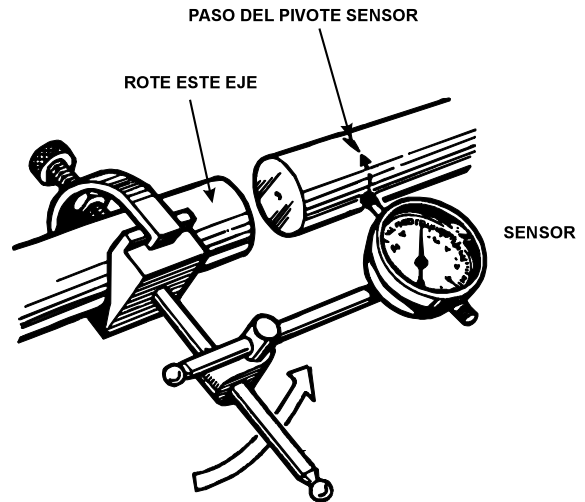
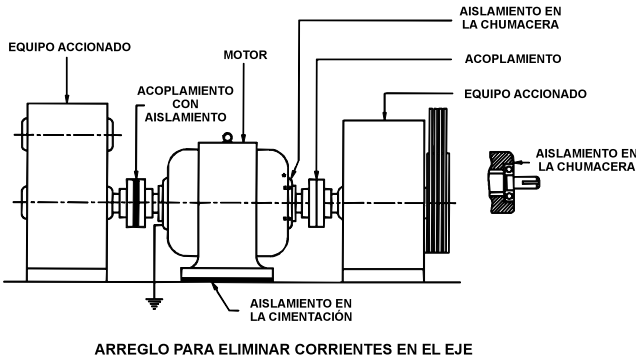
DOS TIPOS DE ACOPLAMIENTOS AMPLIAMENTE USADOS

PARTES DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA

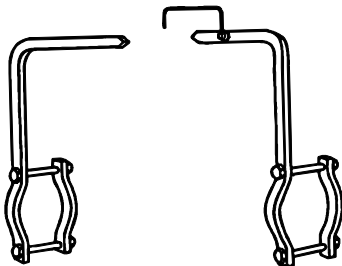


AL GIRAR LOS EJES, SI LA DISTANCIA ENTRE PUNTAS SE CONSERVA, ENTONCES SE HA LOGRADO LA ALINEACIÓN

La alineación de ejes para el acoplamiento directo se puede hacer, además de las herramientas descritas antes, con un equipo simple a base de un sensor que permite determinar el grado de alineación haciendo rotar uno de los ejes por acoplar y manteniendo el llamado pivote sensor en el otro eje, como se muestra en la figura:

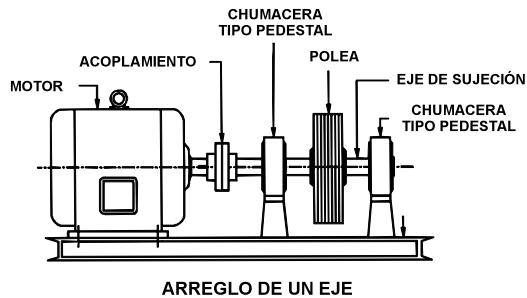


La alineación de los ejes para acoplamiento directo se hace de acuerdo a lo indicado en las siguientes figuras:

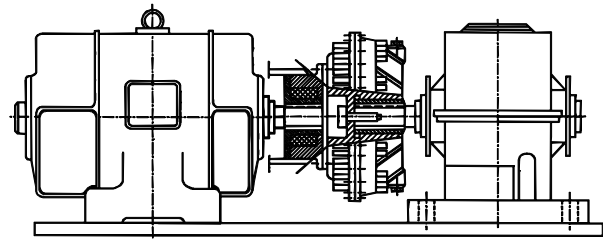


HERRAMIENTA USADA PARA LA ALINEACIÓN DE MÁQUINAS ACOPLADAS DIRECTAMENTE POR SUS EJES O FLECHAS

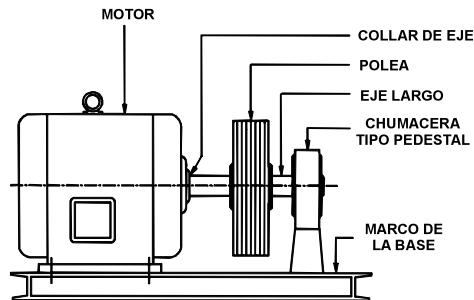
Los acoplamientos directos con eje largo o a través de polea montada sobre el propio eje, se pueden hacer con chumaceras tipo pedestal que cumplen con la función de soportar la carga, como se muestra en las siguientes figuras:



ARREGLO DE UN EJE



ARREGLO GENERAL DE UN ACOPLAMIENTO DE LLENADO CONSTANTE



ARREGLO DE UN EJE LARGO

Existen trabajos desarrollados por los motores eléctricos, que por el grado de severidad requieren que los cojinetes tengan un nivel de aceite prácticamente constante, y en estos casos, los acoplamientos a usar se denominan **acoplamientos de llenado constante**, normalmente son para motores grandes en el rango de 90 a 10,000 KW, que pueden tener las siguientes aplicaciones:

Trabajos en la industria del acero: En transportadores, carga de hornos, grúas, bombas, compresores, ventiladores carga de hornos, etc.

Servicios auxiliares en centrales eléctricas: Ventiladores primarios y secundarios, bombas de alimentación a calderas, accionamientos para tratamiento y transporte de carbón, transportadores, pulverizadores, etc.

Muelles y puertos. Manejo de materiales.

Minería. Transporte y manejo de materiales.

ACOPLAMIENTO POR BANDAS

Las bandas se emplean para transmitir carga del eje de accionamiento del motor al eje accionado, cuando éstos se encuentran físicamente separados. Hay dos tipos de bandas disponibles para uso industrial:

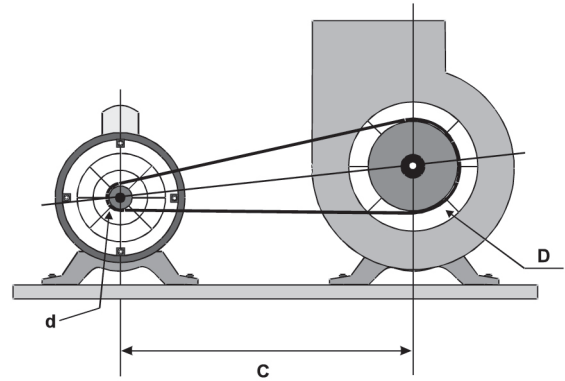
- Bandas planas.
- Bandas en V

Bandas planas. Éstas son para accionamientos con centros largos con pequeños deslizamientos, el lado flotante de la banda se mantiene sobre la parte superior para aumentar el ángulo de contacto con la polea, por medio de una flecha sobre el lado superior; esto es esencial para una transferencia eficiente de carga. La máxima potencia recomendada que puede ser transmitida por una polea con distinta sección transversal, es una información que normalmente proporciona el fabricante. Cuando se seleccione este tipo de acoplamiento, se deben tener en mente los siguientes factores:

- 1) La relación del diámetro de las poleas no debe exceder a 6:1 en general.
- 2) Para distancias cortas entre centros de las poleas impulsora e impulsada, el arco de contacto debe ser menor.
- 3) Se deben evitar ángulos verticales y rectos en los accionamientos.
- 4) Las bandas no deben ser apretadas más de lo necesario, de otra manera los ejes impulsor e impulsado se ven sometidos a torsión y a un momento flexionante excesivo. Las chumaceras de los motores también se ven sometidas a esfuerzos excesivos.

ESPECIFICACIÓN PARA BANDAS PLANAS.

Estas bandas están hechas de algodón como el usado para la fabricación de tiendas de campaña, con distintas mezclas para proporcionar un cierto grado de dureza. Generalmente está arreglada en capas delgadas con un compuesto de hule y vulcanizadas. El número de capas usadas para hacer una banda y su calidad definen la resistencia de la misma. La selección de las bandas planas se hace a partir de la capacidad de transmisión a la carga relacionada con la velocidad de la polea y su diámetro.



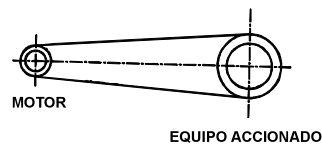
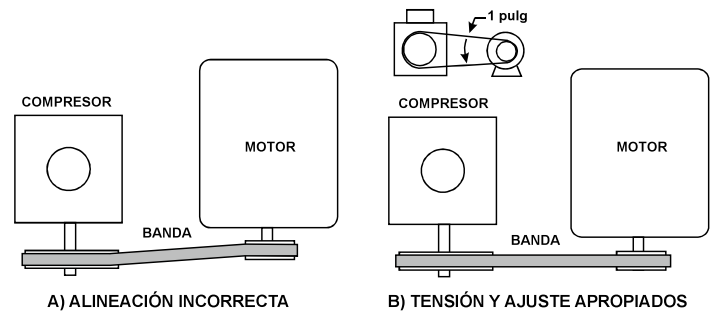
MOTOR ACOPLADO A UN VENTILADOR COMO CARGA

BANDAS TIPO V.

Estas son para centros más cortos a diferencia de las bandas planas, el deslizamiento de la banda en tales accionamientos es despreciable. La máxima potencia recomendada que se puede transmitir a través de tales bandas con áreas de distinta sección transversal y los valores de sección transversal de las bandas en V, son proporcionados normalmente por los fabricantes, su sección depende principalmente de la potencia y velocidad que deben manejar.

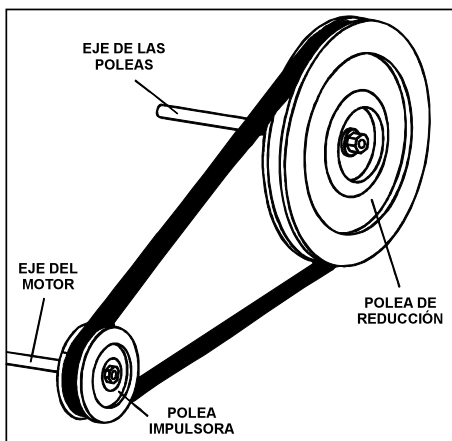
Es recomendable que la polea se use con el máximo diámetro y distancia posible entre sus centros, esta distancia entre centros de poleas debe ser mayor que el diámetro de la polea más grande del arreglo.

La alineación y la tensión de las bandas es muy importante en la instalación de poleas de acoplamiento.

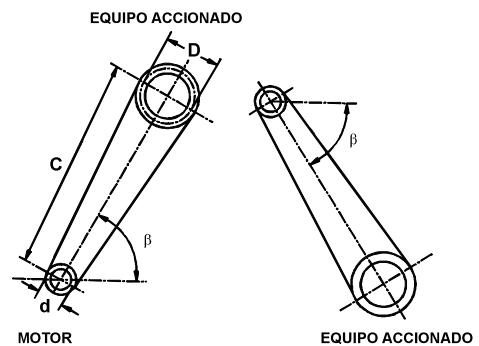


SELECCIÓN DE LAS BANDAS V.

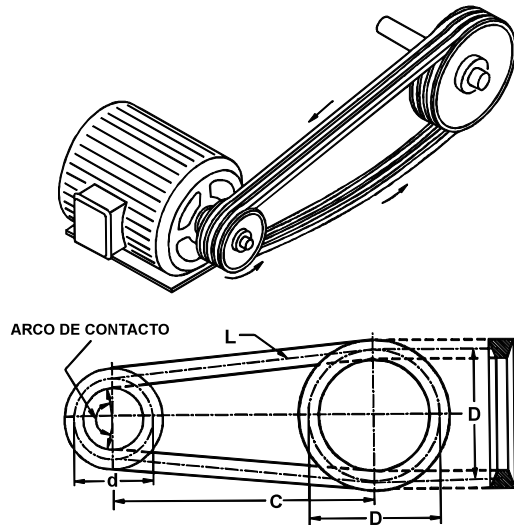
La capacidad de transmisión de potencia por las bandas V con un arco de 180 de contacto, es un dato que proporcionan los fabricantes como un dato de selección estándar para el usuario para distintas secciones transversales de bandas V.



SISTEMAS DE TRANSMISIÓN POR POLEAS



DISPOSICIÓN DE POLEAS IMPULSADA Y ACCIONADA



ACOPLAMIENTO POR BANDA

La separación entre centros de poleas (C) debe satisfacer la condición: $C > D$ pero $C < D + d$

D = Diámetro de la polea mayor.

d = Diámetro de la polea menor.

Cuando se trata de grandes cargas, se usan varias poleas en V, formando grupos como si estuvieran en paralelo. Las revoluciones por minuto de los equipos se pueden cambiar modificando el tamaño o tamaños de las poleas, para lo cual se puede usar la siguiente fórmula:

$$\text{Diámetro de la polea del equipo} = \frac{\text{RPM del motor} \times \text{Diámetro polea motor}}{\text{RPM del equipo}}$$

Esta fórmula se puede manipular para calcular cualquiera de los valores establecidos en la misma.

3.7.2 LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS A LOS DEVANADOS

Para llevar a cabo el mantenimiento de los motores eléctricos de C.A. y C.D., con frecuencia es necesario que se efectúen pruebas de diagnóstico; esto requiere del conocimiento y correcto manejo de los instrumentos de prueba, de algunas herramientas y, por supuesto, de las metodologías de prueba que se deben aplicar en cada caso, según sea lo que se pretenda saber. Para esto, es necesario conocer los instrumentos de prueba,

identificar las fallas y hacer uso de los métodos para diagnosticar fallas en motores eléctricos de C.A. y C.D. Para lo cual se requiere:

- Conocer y aplicar correctamente los instrumentos de prueba adoptando las medidas de seguridad necesarias.
- Determinar y analizar los tipos de falla en motores de C.A. y sus causas.
- Elaborar programas de mantenimiento para motores eléctricos.

Conviene comparar la lectura del ampermetro con el valor de la corriente a plena carga que aparece en la placa de datos del motor y con los valores registrados cuando el motor fue puesto en operación.

La corriente debe estar dentro del 10% de variación con respecto a su valor nominal, operando el motor a plena carga. En un sistema trifásico, la corriente debe ser balanceada también. Una corriente desbalanceada puede indicar un problema con uno de los devanados del motor.

Si estos valores varían en forma significativa, entonces es necesario medir el voltaje, que debe estar dentro de un rango del 10% de tolerancia con respecto a sus valores nominales. Esta medición se puede llevar a cabo también con un volt-ampermetro de gancho.

Cuando la corriente es alta y el voltaje bajo, la causa puede ser el motor, por lo que éste se desconecta de la línea y se mide el voltaje; si es demasiado alto o demasiado bajo, se debe corregir antes de proceder al desarrollo de pruebas eléctricas.

Si el voltaje se eleva de su valor nominal con el motor desconectado, se tiene una mayor probabilidad de que el motor esté en falla. Se debe verificar primero un posible incremento en la carga mecánica, antes de suponer que se trata de un problema eléctrico. **El problema de la carga mecánica se puede derivar de un acoplamiento defectuoso, chumaceras en mal estado o falta de lubricación, así como un posible aumento en la carga accionada;** cualquiera de estas causas produce un aumento en la corriente que demanda el motor, con la consecuente caída de tensión.

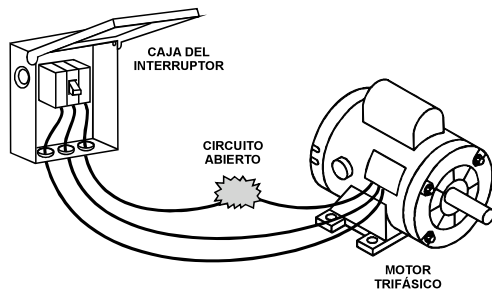
La mayoría de las fallas eléctricas en los motores se deben principalmente a fallas del aislamiento de los devanados, ya que éstos fallan porque los motores operan con temperaturas arriba de sus valores

nominales; esta condición puede ser causada por una sobrecarga o una pobre ventilación.

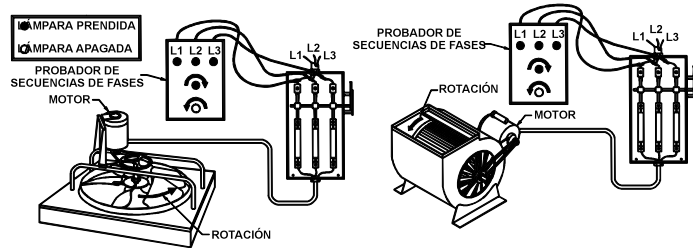
También son causa de fallas en los motores eléctricos: la exposición a la humedad, las atmósferas corrosivas, el polvo, las limaduras o partículas metálicas, así como los arcos eléctricos en la alimentación o fallas en los controladores (arrancador, cuchillas, etcétera). Una de las fallas más comunes en los devanados (bobinados) es el cortocircuito; éste se puede dar cuando dos o más espiras están eléctricamente en contacto, cuando una espira hace contacto con las laminaciones del estator o rotor, o bien, con la carcasa.

Durante el funcionamiento del motor, **un cortocircuito puede estar provocado por una sobrecarga o exceso de corriente que caliente los devanados**, de modo que esto puede hacer que se quemen los aislamientos de los conductores, quedando éstos al descubierto.

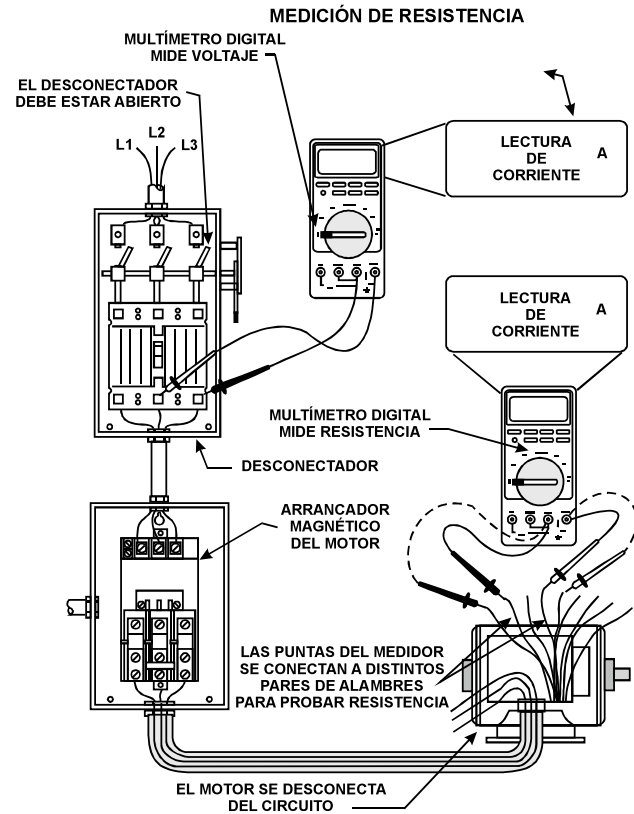
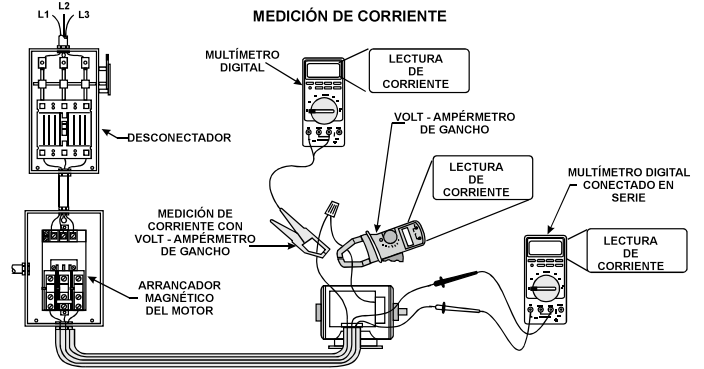
Un cortocircuito en cualquier parte del devanado puede provocar una operación ruidosa del motor, con presencia del humo. Otro indicativo del cortocircuito es la demanda o consumo de una corriente elevada cuando el motor opera en vacío.



LA OPERACIÓN EN DOS FASES OCURRE CUANDO SE ABRE UNA FASE DEL SISTEMA DE ALIMENTACIÓN TRIFÁSICA



VERIFICACIÓN DE LA SECUENCIA DE FASES EN UN MOTOR CON UN PROBADOR DE SECUENCIA DE FASES



LAS MEDICIONES DE RESISTENCIA SE TOMAN CON EL CIRCUITO DESENERGIZADO Y LA COMPONENTE POR MEDIR DESCONECTADA DEL CIRCUITO

Para la localización de bobinas en cortocircuito se pueden usar los siguiente procedimientos:

- 1) Si el motor lo permite, se pone en marcha y se deja operar durante algún tiempo, localizando al tacto la bobina más caliente, que será aquella que se encuentra en cortocircuito.

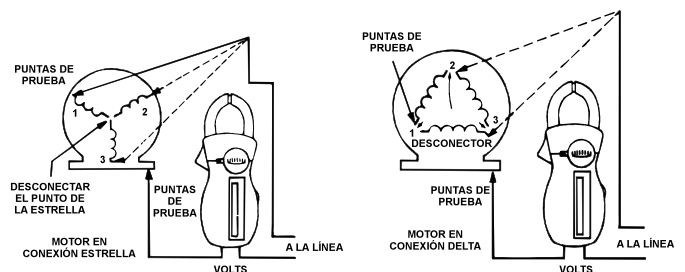
2) Otros de los métodos comunes para el desarrollo de las pruebas eléctricas en los devanados, son los siguientes:

- El método de la lámpara de prueba.
- El método de volt-ampérmetro de gancho.
- El método de megger o medidor de resistencia de aislamiento.
- El método de growler o zumbador.
- El método de milivóltmetro.

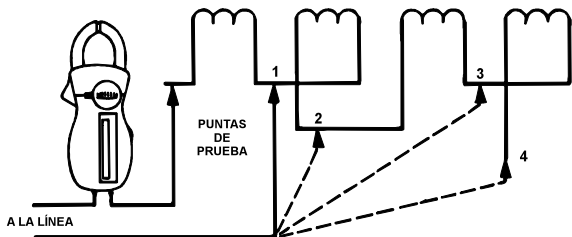
Estos procedimientos y métodos de prueba simplificados que se usan en forma más común, se describen en forma gráfica a continuación, definiendo en cada lámina la metodología por seguir, las conexiones y la interpretación de los resultados.

La idea de estos procedimientos de prueba es que sean fácilmente interpretados, y de los resultados o valores obtenidos en su caso, se puedan tener los diagnósticos del tipo y localización de la falla.

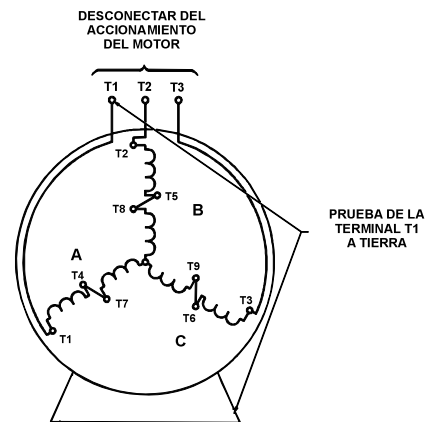
- Para determinar si un devanado está a tierra o tiene un valor muy bajo de resistencia de aislamiento, se conecta un voltampérmetro de gancho como se muestra en la figura.
- La fuente de alimentación puede ser de 120 ó 127 V, se usa el rango más bajo de la escala, si el devanado está a tierra a la carcasa, la prueba indicará el voltaje completo.
- Un valor de resistencia a tierra es simplemente un caso de resistencia de aislamiento baja.
- Un devanado que no está a tierra da un valor muy pequeño o poco apreciable.



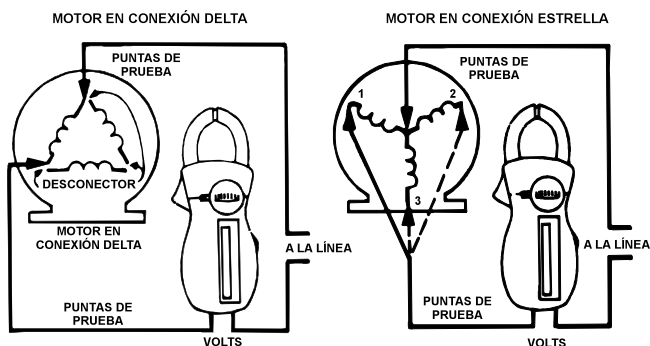
LOCALIZACIÓN DE FALLA A TIERRA DE UNA FASE, INDICADA POR LA LÍNEA LLENA



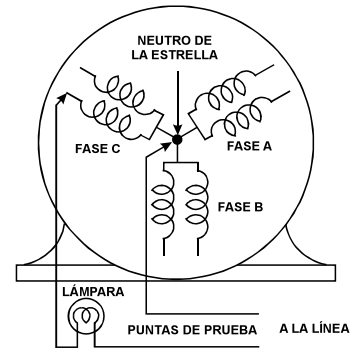
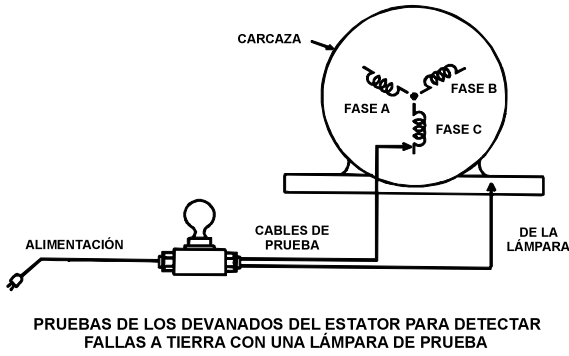
AISLANDO UNA FASE ABIERTA
EL DEVANADO ESTÁ ABIERTO SI NO HAY INDICACIÓN DE VOLTAJE A TRAVÉS DEL DEVANADO



MOTOR DE DOBLE VOLTAJE



LOCALIZACIÓN DE DEVANADOS ABIERTOS:
EL DEVANADO ESTÁ ABIERTO CUANDO NO HAY MEDICIÓN DE VOLTAJE A TRAVÉS DEL DEVANADO

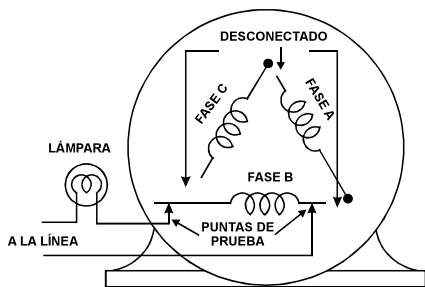
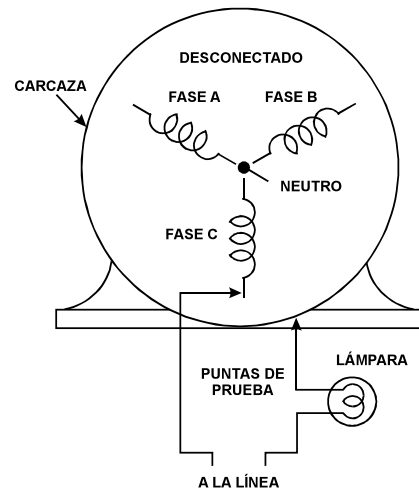
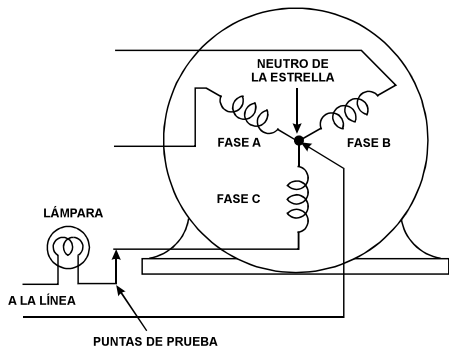


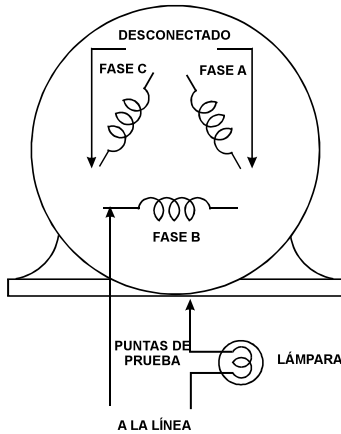
La localización de fallas haciendo uso de la lámpara de prueba, en el caso de los motores trifásicos, sigue las mismas reglas generales que se han descrito para los motores monofásicos, de acuerdo con los diagramas que se indican a continuación:

PARA DETERMINAR UNA FASE ABIERTA CON LA LÁMPARA DE PRUEBA

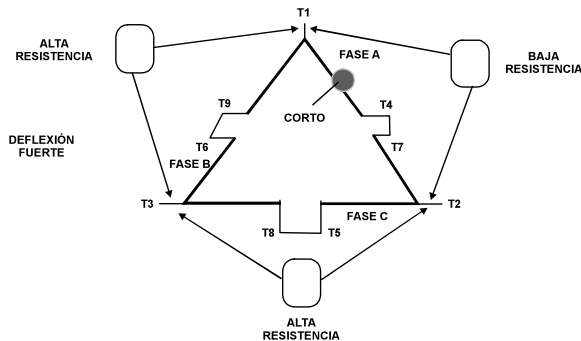
- 1) Si la lámpara “prende” o enciende hay continuidad.
- 2) En caso que no prenda la fase esta abierta.

Para localizar fallas a tierra con la lámpara de prueba se pone una punta a la carcasa, la flecha o parte no energizada, y la otra punta al devanado por probar, si la lámpara prende o al menos chispea, indica falla a tierra, en caso contrario no se tiene falla.

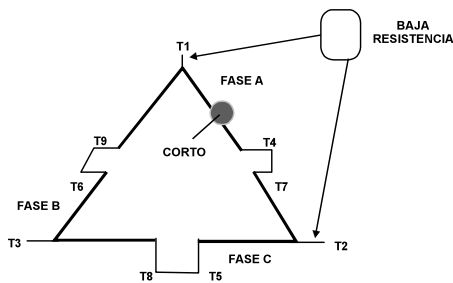




LOCALIZACIÓN DE UNA FALLA EN UN ESTATOR CONECTADO EN DELTA



PUNTOS DE VERIFICACIÓN PARA LOCALIZACIÓN DE UNA FASE EN CORTO TRIFÁSICO EN DELTA EN UN MOTOR CON NUEVE TERMINALES CONECTADAS PARA ALTO VOLTAJE



FASE A EN CORTO EN UN MOTOR TRIFÁSICO EN CONEXIÓN DELTA CON NUEVE TERMINALES

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN MOTORES TRIFÁSICOS DE INDUCCIÓN

1. FALLAS AL ARRANCAR

CAUSA PROBABLE	SOLUCIÓN
Interruptor o fusible abierto.	Checar conexiones a tierra, cerrar el interruptor o cambiar el fusible.
Relevador de sobrecarga abierto.	Esperar hasta que el motor se enfríe y el relevador cierre.
Voltaje de alimentación bajo.	Aplicar el voltaje correcto.
Devanados del estator o rotor abiertos o en corto.	Checar y cambiar la bobina o bobinas abiertas o en corto.
Devanado a tierra.	Checar y cambiar la o las bobinas a tierra.
Sobrecarga.	Checar la lectura de los equipos de medición y comparar contra los datos de placa del motor.

2. OPERACIÓN RUIDOSA

CAUSA PROBABLE	SOLUCIÓN
Carga desbalanceada o acoplamiento mal alineado.	Balancear la carga y checar la alineación.
Entrehierro no uniforme.	Centrar el rotor cambiando las chumaceras o baleros.
Laminaciones flojas.	Apretar tornillos, barnizar y hornear, repitiendo varias veces.
Acoplamiento flojo.	Apretar.

3. SOBRECALIENTO

CAUSA PROBABLE	SOLUCIÓN
Sobrecarga.	Checar las lecturas de equipos de medición y comparar con datos de placa. Reducir la carga.
Desbalance eléctrico.	Balancear el voltaje de alimentación.
Fusible abierto.	Cambiar el fusible.
Ventilación restringida.	Limpiar y retirar obstrucciones.
Devanado del rotor en corto circuito, abierto o a tierra.	Checar y cambiar la o las bobinas defectuosas.
Devanado del estator en corto circuito, abierto o a tierra.	Checar y cambiar la o las bobinas defectuosas.
Baleros o chumaceras.	Checar para condición de baleros desgastados, flujos, secos o sobrelubricados. Cambiar baleros desgastados o flojos y lubricar en forma adecuada.

MOTOR DE INDUCCIÓN DE ROTOR DEVANADO

OPERA LENTAMENTE CON LA RESISTENCIA EXTERNA FUERA	
CAUSA PROBABLE	SOLUCIÓN
Los cables a la caja de control tienen insuficiente capacidad para conducir corriente.	Cambiar por cables de mayor capacidad (mayor sección.)
Circuito abierto en los cables de control o el rotor.	Limpiar, apretar conexiones y reparar.
Chispas excesivas en las escobillas.	Limpiar los anillos rozantes y ajustar las escobillas.

3.7.3 LAS TÉCNICAS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO

Se pueden desarrollar tres pruebas básicas para probar el aislamiento; cualquiera de ellas o las tres, ofrecen una evaluación excelente de las condiciones del aislamiento del motor.

3.7.4 PRUEBA DE AISLAMIENTO DE CORTA DURACIÓN

Esta prueba, conocida como “**prueba de aislamiento SPOT**”, es la prueba de resistencia de aislamiento más simple, durante ésta, el voltaje de salida del aparato probado se eleva hasta el valor deseado, y a un tiempo determinado se toma la lectura de resistencia de aislamiento. Los niveles de voltajes de prueba recomendados se dan en la tabla siguiente:

VALORES DE NIVELES DE VOLTAJE DE PRUEBA RECOMENDADOS PARA PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (EN MANTENIMIENTO DE RUTINA PARA EQUIPOS HASTA 4160 V O MAYORES)	
VOLTAJE DEL EQUIPO POR PROBAR (EN C.A.)	VOLTAJE DE PRUEBA (EN C.D.)
Hasta 100 V	100 V y 250 V
440 V a 550 V	500 V y 1000 V
2400 V	1000 V a 2000 V ó Mayores
4160 V y Mayores	1000 V a 5000 V ó Mayores

Para obtener el valor de la resistencia, es práctica común que la prueba de resistencia de aislamiento spot se desarrolle por un tiempo de 60 seg. porque en muchos casos la lectura de la resistencia de aislamiento se continúa elevando para un período de tiempo mayor. Si la prueba siempre se suspende a los 60 segundos, se establece un parámetro consistente para cada máquina.

La prueba spot se usa cuando se desea obtener una evaluación rápida de referencia de las condiciones de un motor, las lecturas se deben tomar:

- ⇒ Entre cada fase del motor y tierra.
- ⇒ Entre las tres fases unidas temporales contra tierra.

Si los valores de lectura están arriba de los valores mínimos aceptables, el motor se considera en condiciones de operación para un período de tiempo preseleccionado (por lo general de 6 meses a 1 año).

Para motores hasta de 460 V de tensión nominal, el valor mínimo aceptable es de 1 Mohm. También se establece que no debe ser menor de 1 Mohm del valor obtenido con la expresión:

$$R_{\text{aislamiento}} > \frac{\text{Tensión en terminales}}{\text{Potencia en KVA} + 100} \text{ (Mohm)}$$

Por ejemplo, si se desea probar un motor de 200 HP a 480 Volts, trifásico, el valor de resistencia de aislamiento mínimo obtenido con la expresión anterior sería:

$$R_{\text{aislamiento}} > \frac{480}{(200 + 100)} = 1.6 \text{ Mohm}$$

Haciendo por simplicidad: 1 HP = 1 KVA

El valor de resistencia de aislamiento debería ser de alguna manera mayor, dependiendo de la historia de aislamiento; sin embargo, los valores aceptables pueden variar de acuerdo con otros factores, tales como: voltajes nominales de los motores y tipos de aislamiento, altura de operación sobre el nivel del mar, potencia nominal del motor y el medio ambiente en el lugar de la instalación.

De particular importancia son los efectos de la temperatura, la humedad y la limpieza del área donde está instalado el motor.

La más importante con la prueba de aislamiento tipo spot es la tendencia de los valores comparativos de las lecturas de la prueba de año con año. Estas lecturas proporcionan una excelente guía de las condiciones del motor.

3.7.5 LA DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN (IP)

Cuando se prueban grandes motores o generadores, la capacitancia geométrica es algunas veces tan grande, que es difícil llevar a cabo la prueba de resistencia de aislamiento, debido a los tiempos de carga que son largos.

La prueba de índice de polarización se puede usar para obtener una indicación inmediata de la condición del aislamiento del motor. Es importante observar que esta prueba no está afectada por la temperatura, debido a que se basa en relaciones cuyos valores no están afectados por variaciones de temperatura.

Para desarrollar la prueba se toma una lectura de la prueba de resistencia de aislamiento a 1 minuto, y una segunda lectura después de 10 minutos. El índice de polarización es el valor obtenido de dividir la segunda lectura entre la primera, es decir:

$$IP = \frac{R_{10 \text{ minutos}}}{R_{1 \text{ minuto}}}$$

El valor obtenido proporciona una indicación inmediata de la condición del aislamiento del motor. En la siguiente tabla, se dan algunos valores de relaciones y las correspondientes condiciones relacionadas para el aislamiento probado.

En general, un **valor elevado del IP** indica que el aislamiento se encuentra en buenas condiciones. Un **valor de IP menor que la unidad** (menor que 1) indica que se debe tomar una acción correctiva en forma inmediata.

VALORES DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN (IP) QUE INDICAN LAS CONDICIONES DEL AISLAMIENTO	
CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	RELACIÓN 10/1 MINUTOS (IP)
Peligroso	Menos de 1
Cuestionable	1.0 a 2.0
Bueno	2.0 a 4.0
Excelente	Mayor de 4.0

Frecuentemente, una lectura de valor bajo indica que el aislamiento está sucio o húmedo. La limpieza y/o secado generalmente restauran el IP a valores aceptables. Conviene tener en mente que los valores de IP sobre un mismo motor son relativos.

Si por ejemplo, para un motor en particular se han tenido valores bajos de IP durante un cierto número de años, que ni limpiando, secando y checando se han logrado cambios en el IP, se debe suponer que esto es normal para este motor en particular.

3.8 Estrategia para la localización de fallas en circuitos de control

Estrategias para la localización de fallas en circuitos de control y circuitos lógicos de escalera.

- 1) Es importante disponer de los dibujos de los circuitos de control, su interconexión y bloqueos durante el proceso de localización de fallas en los circuitos de control. Para localizar fallas en una máquina o equipo es bueno tener el **“Manual de operación y mantenimiento”**, que normalmente proporcionan los fabricantes, así como las instrucciones para la localización de fallas, en caso de que se disponga de éstas.
- 2) Durante el proceso de localización de fallas se deben tener **disponibles “El block de diagramas de bloqueo”** y el cuaderno de **“secuencias de control”** del equipo.
- 3) Los dibujos y detalles del circuito de fuerza del equipo o la máquina, dispositivos de control, contactores, temporizadores, contadores, seguridad y dispositivos de protección, etc., son requeridos para determinar la causa raíz de las fallas.
- 4) Se deben tener disponibles los instrumentos de prueba y medición apropiados para probar los circuitos de fuerza y de control del equipo, o debe estar disponible la máquina.
- 5) Desconectar la alimentación (switch en posición OFF) principal al equipo o máquina y poner en posición ON (Dentro) la alimentación de control, para prevenir cualquier contratiempo o accidente mientras se localiza la falla en los circuitos de control debido al arranque súbito de los equipos.
- 6) Como los circuitos de control son diferentes de equipo a equipo y de máquina a máquina, no es posible formular una estrategia simple y común para la localización de fallas en los circuitos de control; sin embargo, las prácticas y ejemplos típicos de ingeniería, así como los procedimientos prácticos se deben aplicar para la localización de fallas en los circuitos de control.

3.8.1 LISTA DE DOCUMENTOS A VERIFICAR PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS

- Dibujos de los circuitos de control.
- Manuales de los fabricantes e instructivos para operación, mantenimiento y localización de fallas.
- Diagramas de bloqueo y de secuencias de control involucrando al equipo y máquinas.
- Dibujos y detalles de los circuitos de fuerza de los equipos o máquinas.
- Detalles de los dispositivos de control, contactores, temporizadores, contadores, seguridad y protección.
- Circuitos de fuerza del equipo o la máquina de que se trate.

3.8.2 EJEMPLOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS

En las secciones anteriores se han estudiado en forma general varios circuitos de control básicos y más o menos complejos para motores trifásicos. Se puede tomar como ejemplo para la localización de fallas el circuito de control de un motor trifásico **con arrancador directo sobre la línea** con un control de contacto sostenido.

Los problemas de arranque del motor o de operación se listan a continuación:

- 1) El motor inicia su operación cuando se oprime el botón de arranque, pero **para** tan pronto como se deje de oprimir.
- 2) El motor inicia la operación y dispara 2 minutos después que el botón de arranque se deja de oprimir.

Suponiendo que los fusibles del circuito principal **no estén fundidos**.

La siguiente, es la solución a los anteriores problemas listados:

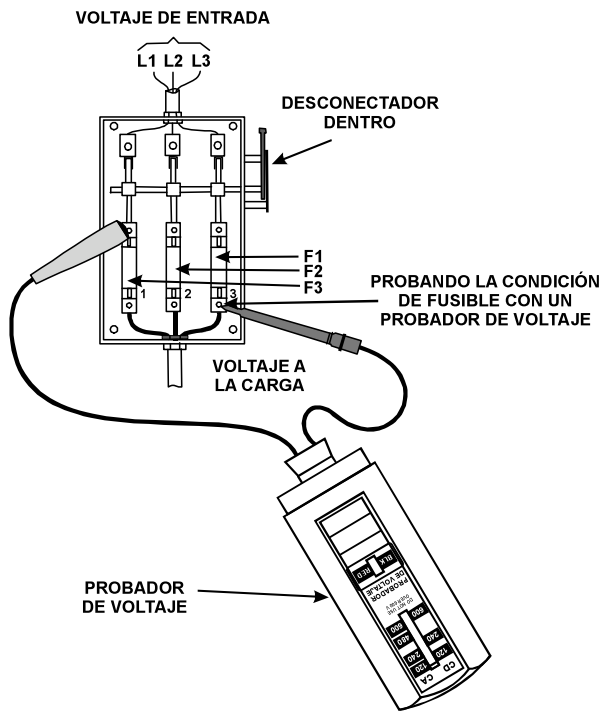
- Dado que el motor inicia la operación cuando se oprima el botón de arranque o partida, esto indica que al contactor principal le llega la alimentación de control cuando se cierra el circuito o se oprime la estación de botones. Sin embargo, el motor se dispara tan pronto como se deja de presionar la estación de botones.
- En el circuito de control, tan pronto como el contactor principal se pone en la posición DENTRO (ON), el contacto normalmente abierto (NO) paralelo a la estación de botones debe también cerrar y mantener al circuito de control dentro hasta que el botón de paro (STOP) se oprima o el relevador de sobrecarga se dispare y sus contactos normalmente cerrados (NC) estén abiertos. Para identificar la falla o problema, se llevan a cabo los siguientes pasos:
 - a) Checar la alimentación del control y el voltaje entre línea y neutro.
 - b) Verificar el fusible de control con un probador o con un multímetro, en caso de que el fusible de control esté fundido, cambiarlo y volver a arrancar el motor. ***El motor debe arrancar en caso de que el fusible sea el único problema.***
 - c) Si el fusible de control está en buenas condiciones **chechar si el relevador de sobrecarga se ha disparado**, esto se puede hacer con la ayuda de un multímetro. Checar el voltaje entre la terminal del neutro y la terminal saliente del contacto del relevador de sobrecarga, conectado al botón de paro de la estación de botones. Si el relevador de sobrecarga no se ha disparado y el multímetro muestra que el voltaje de control entre los dos puntos está correcto, entonces pasar al siguiente punto.
 - d) Verificar el voltaje de control a la salida del botón de paro de la estación de botones y hacia el botón de arranque. En caso de que el voltaje esté correcto, pasar al siguiente punto.

- e) Si dos contactos normalmente abiertos (NO) están conectados en paralelo entre sí y el motor opera sólo cuando la estación de botones se oprime, indica que el contacto normalmente abierto (NO) del contactor principal debe cerrar tan pronto como el contactor principal se conecta en la posición DENTRO (ON). Esto indica también que el contactor que soporta o mantiene el circuito de control dentro, no está cerrando.

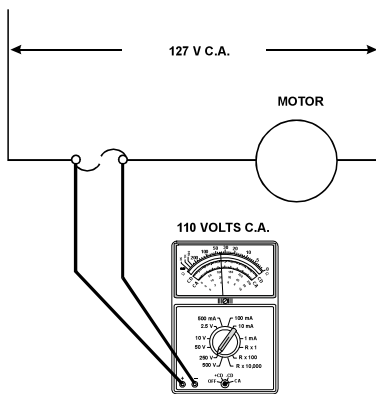
Los conductores (alambres) conectados en paralelo desde los contactos normalmente abiertos (NO) al contacto normalmente abierto de la estación de botones puede estar cerrado, o bien el contacto normalmente abierto (NO) del contactor principal no está cerrado, debido al contacto en falla; para confirmar esto, tomar un lazo de alambre aislado y poner en corto al contacto, si en estas condiciones el motor arranca, confirma que el contacto normalmente abierto está en falla, entonces se debe cambiar el bloque de contactos normalmente abiertos del contactor principal.

En el caso de que el motor opere y después de 2 minutos se desconecte, se deben aplicar los siguientes pasos:

- a) Verificar la alimentación del control, checar el voltaje de control entre línea y el neutro.
- b) Verificar el fusible del circuito de control con el multímetro. Si el fusible está fundido, se debe cambiar y arrancar el motor, éste debe arrancar si el fusible de control fuera el único problema.
- c) En el caso de que el fusible de control esté en buenas condiciones, entonces verificar si el relevador de sobrecarga no se ha disparado, esto se puede hacer con la ayuda de un multímetro, checando el voltaje entre la terminal del neutro y la terminal saliente del contacto del relevador de sobrecarga conectado al botón del paro de la estación de botones. En el caso de que el relevador de sobrecarga se haya disparado no se tiene voltaje de control entre los dos puntos. Si hay voltaje entre los dos puntos, entonces checar contactos flojos o alambrados sueltos.



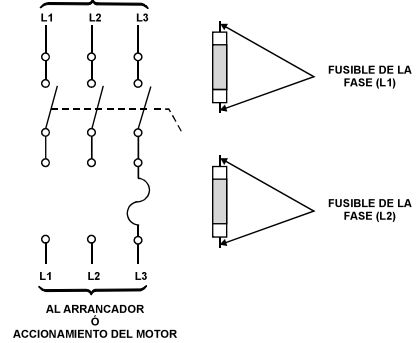
SI HAY LECTURA EN EL VÓLTMETRO EL FUSIBLE ESTÁ MAL (FUNDIDO)
SI NO HAY LECTURA, EL FUSIBLE ESTÁ BIEN



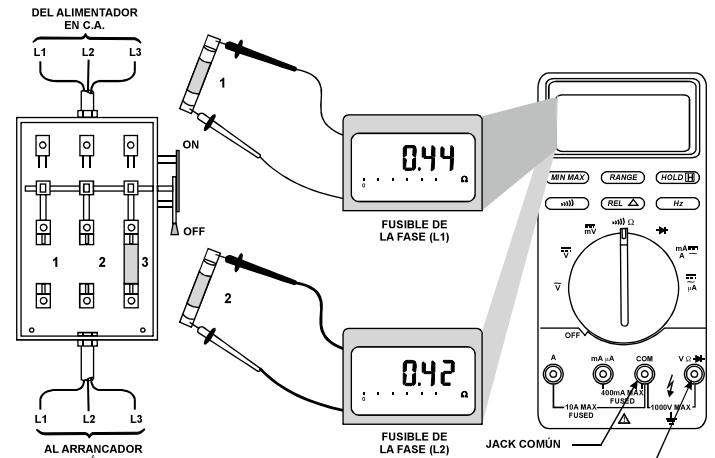
VERIFICACIÓN DE VOLTAJE EN UN FUSIBLE EN MAL ESTADO

PRUEBA DE FUSIBLES

DE LA ESTRELLA DEL TRANSFORMADOR DE LA FUENTE DE SUMINISTRO



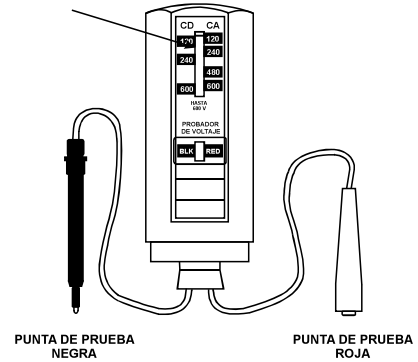
PUNTOS DE CONEXIÓN DE LAS PUNTAS DE PRUEBA



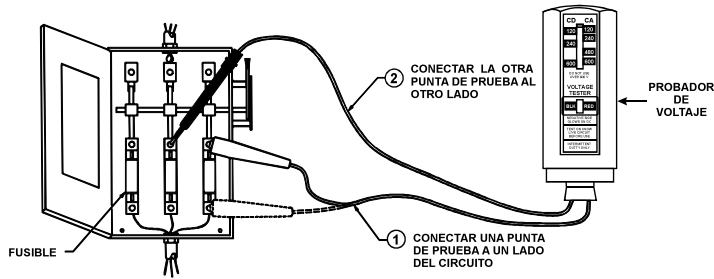
MEDICIONES DE PRUEBA

LOS FUSIBLES SE PUEDEN PROBAR CON LOS FUSIBLES RETIRADOS USANDO UN MEDIDOR DIGITAL PARA MEDIR LA RESISTENCIA

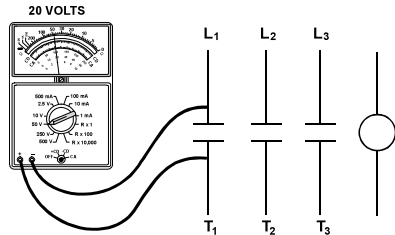
BARRA COLOREADA



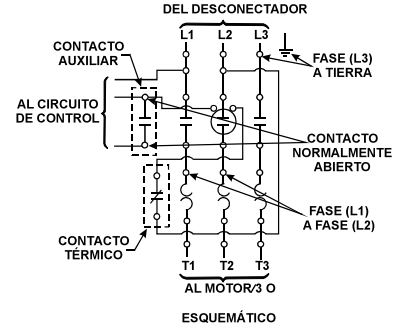
PROBADOR DE VOLTAJE



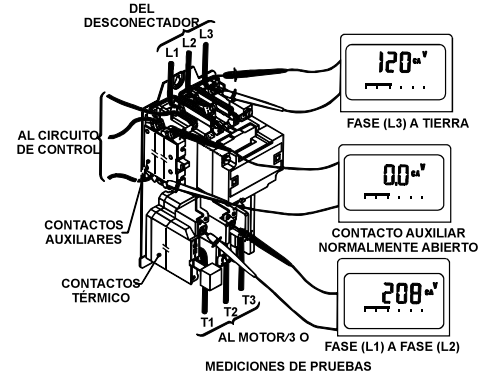
USO DEL PROBADOR DE VOLTAJE



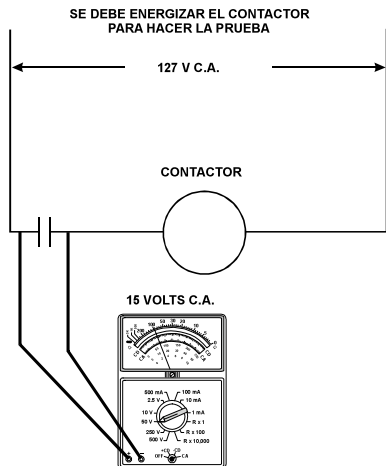
PROCEDIMIENTO A USAR PARA PROBAR UN GRUPO DE CONTACTOS CON UN VÓLTMETRO



ESQUEMÁTICO

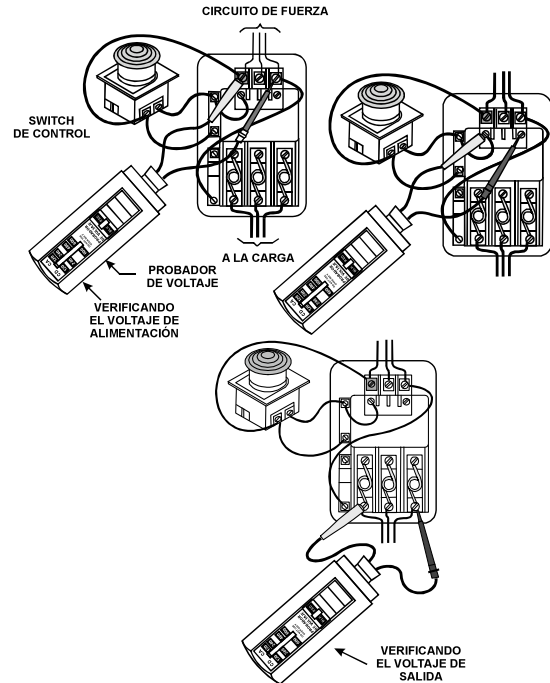


PUNTOS DE CONEXIÓN DE LAS PUNTA DE PRUEBA



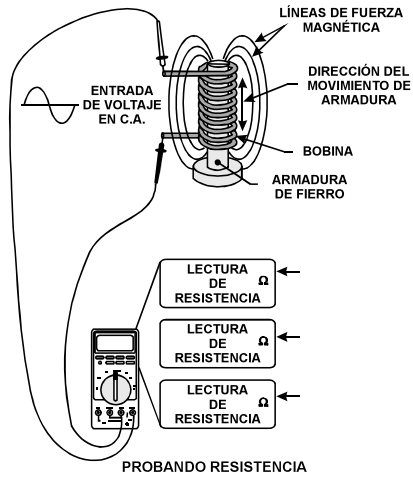
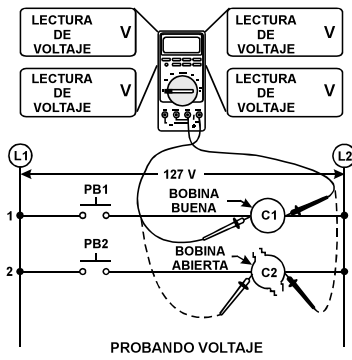
SI LA CAÍDA DE VOLTAJE A TRAVÉS DE LOS CONTACTOS EXCEDE AL 5 % DEL VOLTAJE DE ALIMENTACIÓN EL CONTACTO ESTÁ MAL

PRUEBA DE VOLTAJE DE UN GRUPO DE CONTACTOS 10 VOLTS C.A.; SE QUEDAN A TRAVÉS DE LOS CONTACTOS

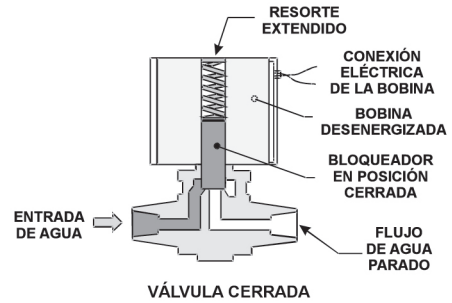
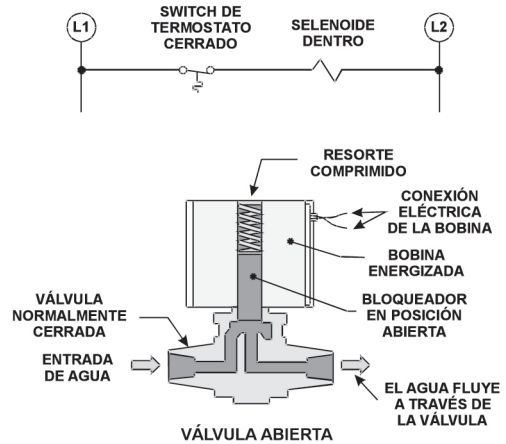


PROBANDO CONTACTORES Y ARRANCADORES DE MOTORES

LOS VOLTAJE DE ALIMENTACIÓN, DE CONTROL Y DE SALIDA SE DEBEN VERIFICAR CUANDO SE HAGAN PRUEBAS EN CONTACTORES Y ARRANCADORES DE MOTORES

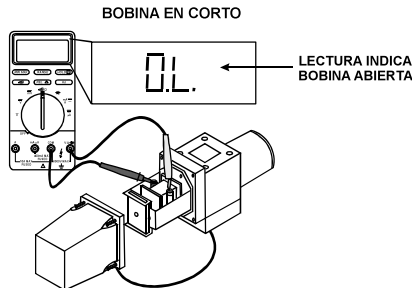
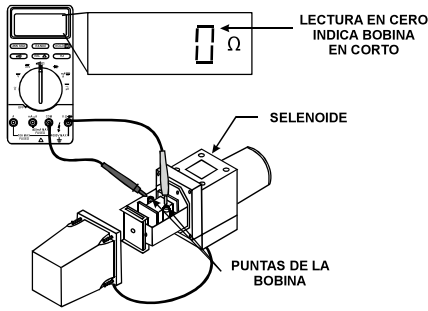


LA RESISTENCIA O EL VOLTAJE DE UNA BOBINA SE PUEDE PROBAR USANDO UN MULTÍMETRO DIGITAL

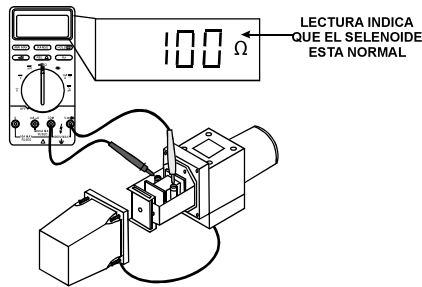


EL SELENOIDE ACTIVA UN SWITCH O VÁLVULA USANDO UN NÚCLEO DE HIERRO MÓVIL

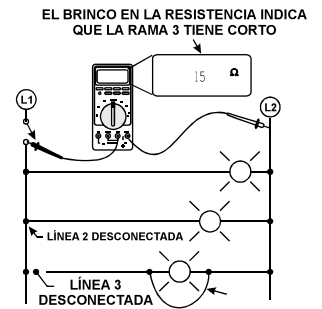
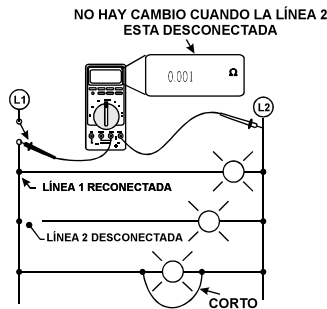
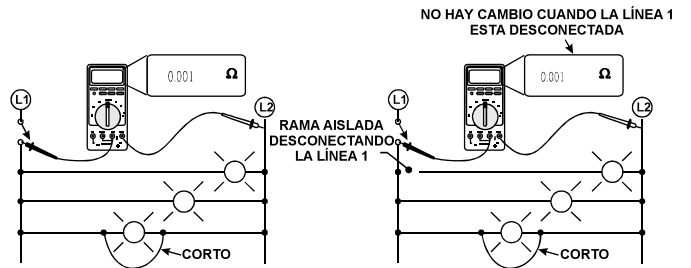
PROBANDO SELENOIDES



SELENOIDE CON CONDUCTOR ABIERTO



LOS SELENOIDES SE PUEDEN PROBAR USANDO UN MULTÍMETRO AJUSTANDO SOBRE EL AJUSTE DE LA RESISTENCIA POR VERIFICAR CORTOS, CONDUCTORES ABIERTOS O RESISTENCIA NORMAL



LA RAMA QUE CONTIENE EL CORTO MUERTO INDICA CUANDO LA LECTURA DEL MULTÍMETRO DIGITAL BRINCA DE CERCA DE 0 Ω A UN VALOR ALTO DE RESISTENCIA

3.8.3 LOS ACCIONAMIENTOS ELÉCTRICOS DE VELOCIDAD VARIABLE

Los motores de corriente directa han dominado en las aplicaciones debido a su confiabilidad, también ayudan a crear un convertidor y circuito de control baratos.

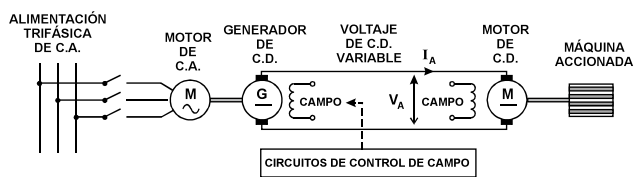
Como se ha estudiado en los capítulos previos, los motores de inducción en corriente alterna son principalmente motores de velocidad constante; sin embargo, desde la década de los 1980's, en el siglo pasado, la popularidad de los accionamientos de velocidad variable ha crecido rápidamente, debido principalmente a los avances en la electrónica de potencia y a la tecnología de control digital, afectando ambos el costo y el comportamiento de este tipo de accionamientos de velocidad variable.

La principal atracción de los accionamientos de velocidad variable en C.A. es su atractiva confiabilidad y el bajo costo de los motores de inducción de C.A. jaula de ardilla, comparados con los motores de C.D.

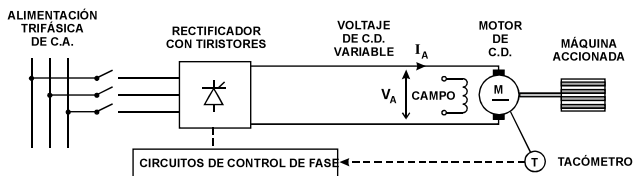
Los cambios en los drives empleados a lo largo del tiempo se muestran en la siguiente figura, pero en resumen son los siguientes:

- a) Sistema Ward-Lemard.
- b) Accionamiento en C.D. controlado por tiristores.
- c) Accionamiento de C.A. con inversor de fuente de voltaje (PAM).
- d) Accionamiento en C.A. con PWM.

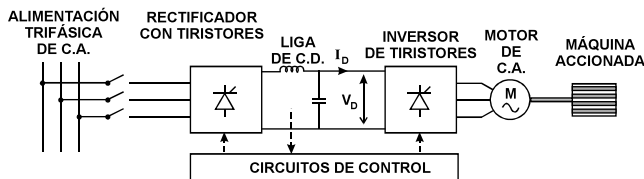
El control de frecuencia como método de cambiar la velocidad en los motores de C.A. es una técnica bien conocida durante décadas, pero sólo recientemente se ha hecho viable técnicamente y también económica con la aplicación de los dispositivos de electrónica de potencia, y han sustituido en muchas aplicaciones a los motores de C.D.



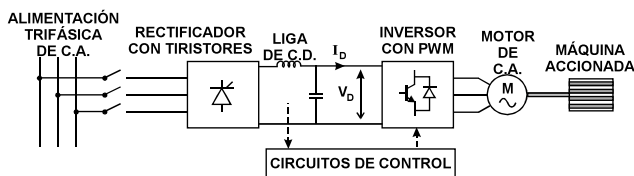
A).- SISTEMA WARD - LEONARD



B).- ACCIONAMIENTO EN C.D. CONTROLADO POR TIRISTORES

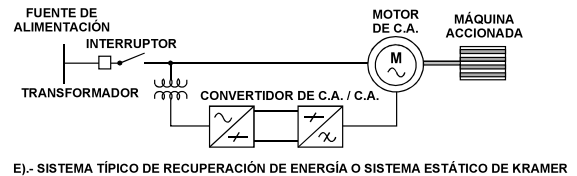
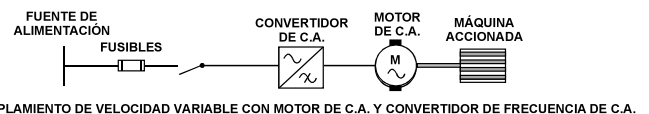
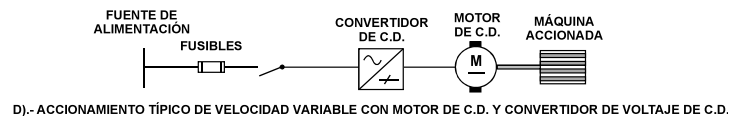
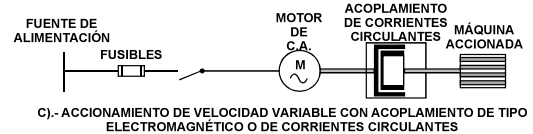
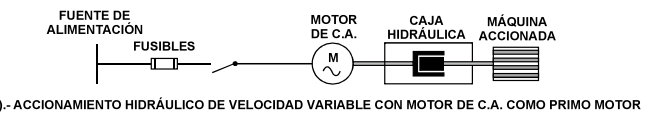
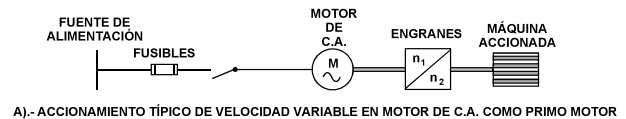


C).- ACCIONAMIENTO EN C.A. CON FUENTE INVERSORA



D).- ACCIONAMIENTO EN C.A. CON FUENTE DE VOLTAJE PWM

PRINCIPALES COMPONENTES DE DISTINTOS TIPOS DE ACCIONAMIENTOS DE VELOCIDAD VARIABLE



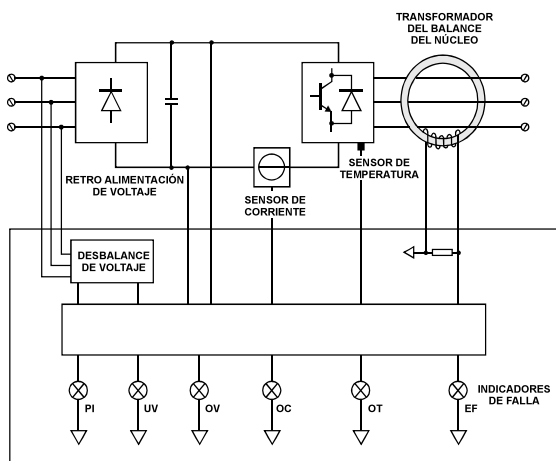
TIPOS PRINCIPALES DE ACCIONAMIENTOS DE VELOCIDAD VARIABLE

3.8.4 PROTECCIÓN TOTAL Y DIAGNÓSTICO

En la siguiente figura, se muestra en forma resumida los aspectos de la protección más comúnmente usada en los convertidores modernos de C.A. del tipo PWM, muchas de estas funciones de protección están implementadas en software usando los algoritmos apropiados, las principales excepciones son la protección de sobrecorriente y la protección de falla a tierra, éstas se implementan en hardware para asegurar que son suficientemente rápidas para proteger en forma adecuada a los dispositivos semiconductores de potencia.

Las características normales de protección que están disponibles con un accionamiento de velocidad variable basado en un inversor, son: el desbalance de fase, el bajo voltaje, el sobrevoltaje, sobrecorriente, sobretemperatura y protección de falla a tierra.

La protección requiere de sensores como: transformadores de corriente, transformadores de potencial y sensores de temperatura.



EJEMPLO DE DIAGRAMA DE BLOQUE DE PROTECCIÓN DE UN ACCIONAMIENTO DE VELOCIDAD VARIABLE

- El primer nivel proporciona información acerca de lo que está sucediendo dentro del accionamiento de velocidad variable, se refiere principalmente a los parámetros de ajuste y de operación en tiempo real, mide información como: voltaje de salida, corriente de salida, frecuencia de salida, etc.
- El segundo nivel proporciona información de diagnóstico acerca del estado de los circuitos de protección e indica las fallas externas, como se describió antes.
- El tercer nivel proporciona información de diagnóstico acerca del estado de las fallas internas, tales como la identificación de módulos fallados.

En la tabla siguiente, se da una lista de parámetros internos típicos y la identificación de los módulos de falla.

3.8.5 INFORMACIÓN DE OPERADOR Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS

Los modernos accionamientos de velocidad variable de tipo digital tienen de alguna forma un módulo de interfase con el operador. Este módulo proporciona acceso a los datos internos, acerca del control y estado de los parámetros durante la operación normal e información de diagnóstico en las condiciones de falla. A este módulo se le conoce como el "Módulo de interface humana" (MIH) o un nombre con siglas similares.

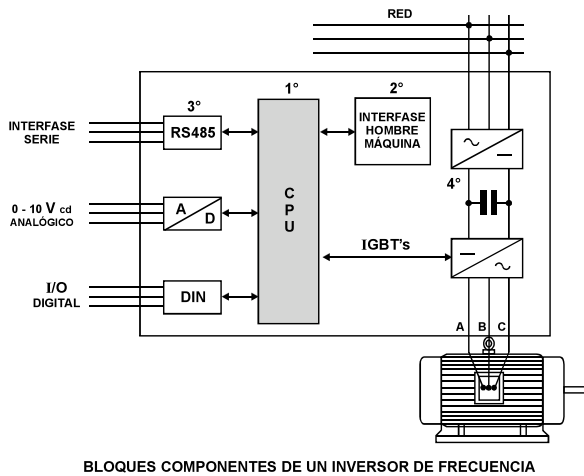
El MIH proporciona un desplegado con un diodo emisor de luz (LED) o con cristal líquido (LCD) y botones para interrogar al circuito de control, esta interface del operador se puede también usar para instalar y cambiar los parámetros del accionamiento de velocidad variable cuando ocurre una falla interna o externa. El circuito de control registra el tipo de falla, esto ayuda a identificar la causa de la misma y la subsecuente rectificación requerida. Los convertidores modernos controlados por microprocesadores emplean un sistema de diagnóstico que monitorea las condiciones de operación internas y externas y responde a cualquier falla, esto se hace de una manera programada por el usuario. El sistema de control retiene la información de fallas en una memoria no volátil para su análisis posterior, a esto se le conoce como "El diagnóstico de falla". Hay tres niveles principales de información al operador y diagnóstico de fallas, que se indican a continuación:

LISTA TÍPICA DE PARÁMETROS DE UN ACCIONAMIENTO DE VELOCIDAD VARIABLE

MÓDULO	PARÁMETROS Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS
ALIMENTACIÓN DE FUERZA	Voltaje de alimentación, corriente y frecuencia.
BUS DE C.D.	Voltaje y corriente en el eslabón o unión de C.D.
MOTOR	Voltaje, corriente y frecuencia de salida, velocidad, par temperatura.
SEÑALES DE CONTROL	Punto de ajuste, variables de proceso, error, tiempos de rampa.
ESTADO	Circuitos de protección, módulo de fallas, temperaturas internas, operación de ventiladores, frecuencia de desconexión, corriente límite, protección del motor, etc.

CONDICIONES DE FALLA

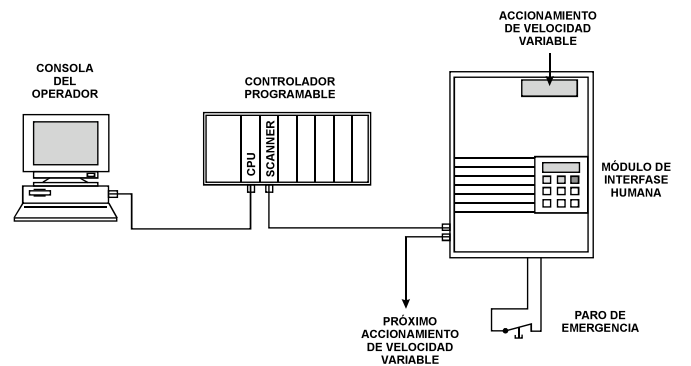
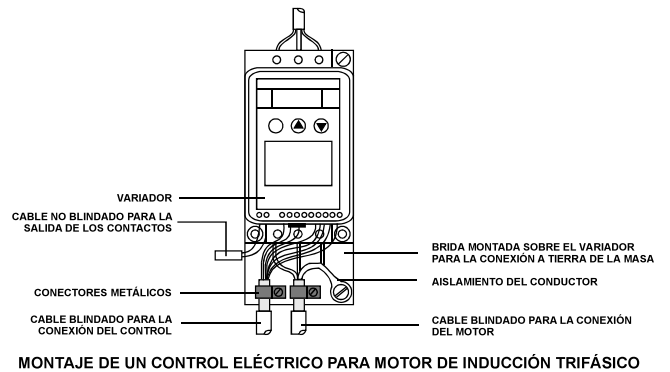
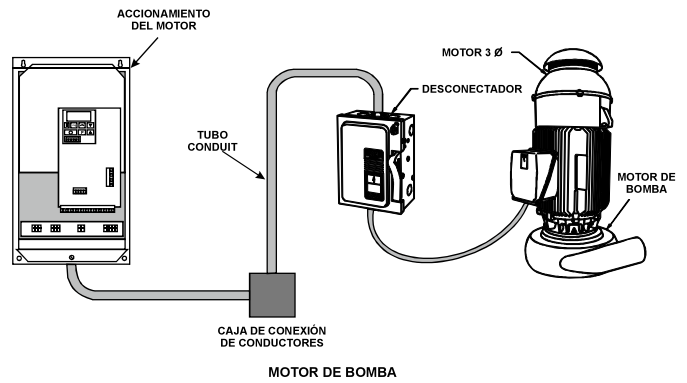
Dispositivos de falla de potencia, alimentación de fuerza con falla, falla en el circuito del accionamiento, falla en la corriente de retroalimentación, falla en el voltaje de retroalimentación.



En el primer nivel, la mayoría de los modernos accionamientos de velocidad variables de tipo digital proporcionan información acerca del estado de lo siguiente:

- Todos los parámetros que definen las condiciones de operación.
- Las entradas digitales (DI) y salidas digitales (DO), tales como arranque, paso, marcha / reversa, etc.
- El estado de las entradas analógicas (AI), tales como velocidad de referencia, par de referencia, etc.
- Los parámetros de operación en tiempo real, los cuales incluyen un vasto arreglo de información, tales como frecuencia de salida, voltaje de salida, corriente de salida, etc.

En el segundo nivel, cuando una falla ocurre y el accionamiento de velocidad variable se detiene, se proporciona información de diagnóstico para asistir en la corrección de falla y de esta manera reducir el tiempo fuera. Hay siempre un cierto traslape entre estos niveles de diagnóstico, por ejemplo, un disparo de sobrecorriente persistente sin conexión del motor puede indicar un switch de potencia electrónico fallado dentro del convertidor.



CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA TÍPICO DE COMUNICACIÓN SERIE

En la tabla siguiente, se muestran las fallas externas más comunes y las indicaciones proporcionadas por el diagnóstico del sistema de accionamiento de velocidad variable y los posibles problemas internos y externos que se pueden presentar.

**TABLA DE DIAGNÓSTICO DE UN ACCIONAMIENTO
DE VELOCIDAD VARIABLE**

PROTECCIÓN	FALLA INTERNA	FALLA EXTERNA
Sobrevoltaje	El ajuste del índice de desaceleración es muy rápido.	El voltaje principal es muy alto.
Bajo voltaje	La alimentación de fuerza (potencia) interna falló.	El voltaje principal está muy bajo.
Sobrecorriente	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Switch de electrónica de potencia fallado ▪ Circuito del accionamiento Fallado 	Corto circuito en el motor o cable.
Sobrecarga térmica	Circuito de control Fallado.	Motor sobrecargado o frenado.
Falla a tierra	Falla a tierra interna.	Falla a tierra en el motor o cable.
Sobre temperatura	Falla en el ventilador. Disipador de calor bloqueado.	Cubierta del disipador de calor bloqueado. Falla del termistor de protección.

3.8.6 ARRANCADORES ELECTRÓNICOS

Como ya se ha estudiado antes, con la aparición de la electrónica de potencia, se hace cada vez más viable económicamente y práctico el uso de arrancadores electrónicos para motores eléctricos, los más comunes son los llamados soft-starters y los inversores de frecuencia.

3.8.7 SOFT-STARTERS

Los arrancadores soft-starters son destinados al control de motores de corriente directa y de corriente alterna, asegurando la aceleración y desaceleración progresiva, y permitiendo una adaptación de la velocidad a las condiciones de operación.

La alimentación del motor cuando está colocada en funcionamiento se hace por aumento progresivo de la tensión, lo que permite un arranque suave y se reduce el pico de corriente. Esto se puede lograr por medio de un convertidor con tiristores conectados en antiparalelo montados de dos en dos en cada fase de la red.

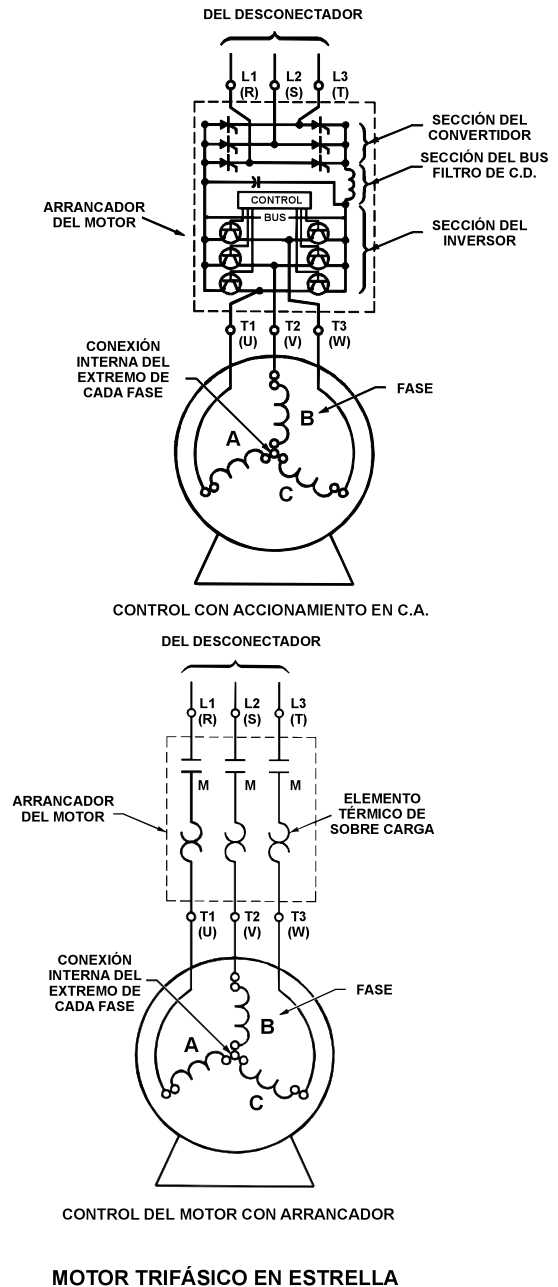
La subida progresiva de tensión se puede controlar por la rampa de aceleración o dependiente del valor de la corriente de limitación o relacionado con estos parámetros, de esta forma el soft-starter permite:

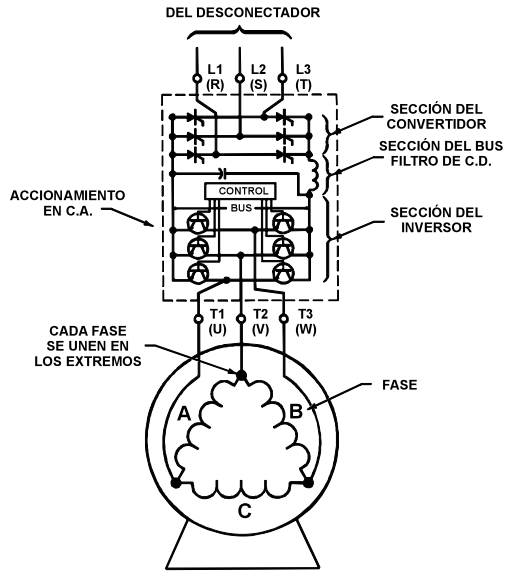
- El control de las características de funcionamiento, principalmente durante los periodos de arranque y de paro.
- La protección térmica del motor y del controlador.
- La protección mecánica de la máquina movida por la supresión de impactos y reducción de corrientes de arranque.

3.8.8 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

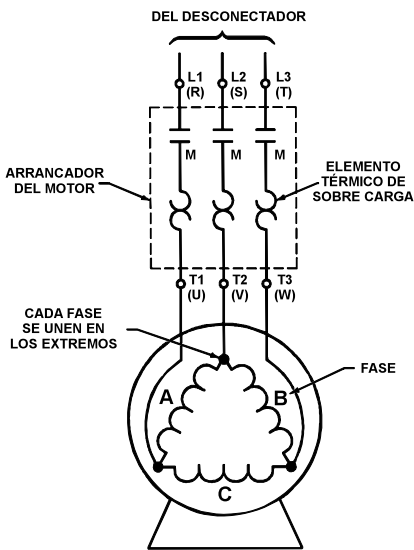
El funcionamiento de los soft-starters está basado en la utilización de SCR_s (tiristores) o de un puente a base de tiristores que es controlado por una placa electrónica de control, con el fin de ajustar la tensión de salida de acuerdo a la programación hecha por el usuario.

Las diferencias en componentes entre un arrancador normal y un accionamiento para motor de C.A. se muestran en la siguiente figura:





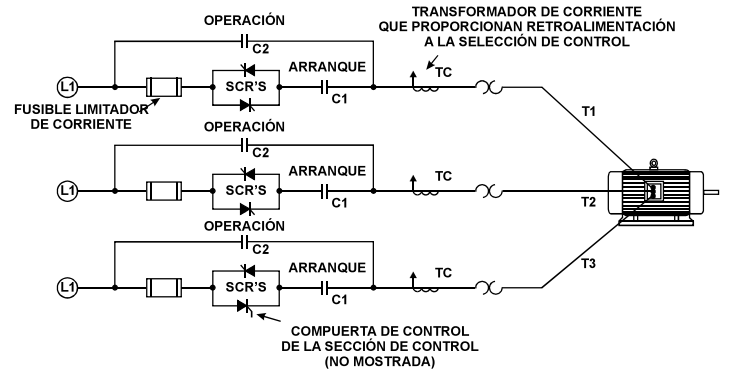
CONTROL CON ACCIONAMIENTO EN C.A.



CONTROL DEL MOTOR CON ARRANCADOR

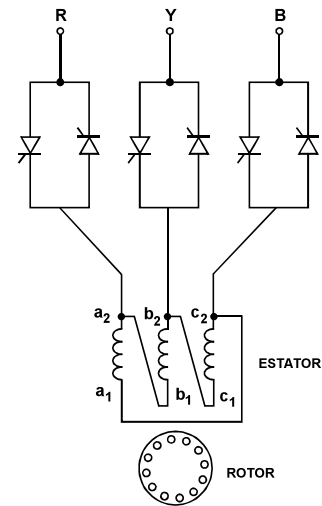
MOTOR TRIFÁSICO EN DELTA

Los SCRs se usan en distinta forma para el arranque de motores, por ejemplo: un arrancador a voltaje reducido con dispositivos de estado sólido (SCRs) es como el mostrado en la figura:



ARRANQUE A VOLTAJE REDUCIDO CON ARRANCADOR DE ESTADO SÓLIDO

Las principales funciones de un soft-starter, además de las características generales mencionadas antes, son funciones programables que permiten configurar el sistema de accionamiento de acuerdo con las necesidades del usuario. El diagrama básico de un soft-starter para el control de voltaje estático en el estator, se muestra en la siguiente figura:



CONTROL DE VOLTAJE ESTÁTICO EN EL ESTATOR (ARRANQUE SUAVE)

El control de los tiristores se hace por medio de un microprocesador que proporciona las siguientes funciones:

- Control de rampas de aceleración y desaceleración.
- Conjugado en el arranque.
- Frenado por inyección de corriente continua.
- Protección del accionamiento por sobrecarga.
- Protección del motor contra sobrecalentamientos debidos a sobrecargas o a arranques demasiados frecuentes.
- Detección del desbalance o pérdida de fase y de fallas en los tiristores.

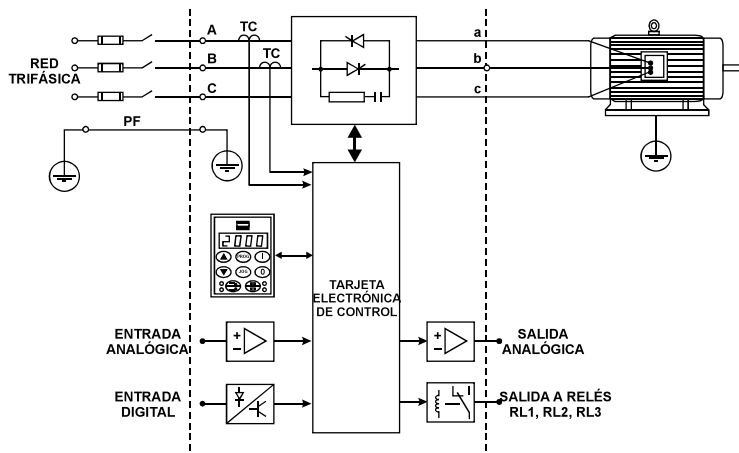


DIAGRAMA DE BLOQUE SIMPLIFICADO DE SOFT - STARTER

3.9 Pruebas a transformadores

Las pruebas a los transformadores de potencia se llevan a cabo de acuerdo con normas que definen los requerimientos funcionales y de prueba para los transformadores de potencia y de distribución. Las normas pueden ser nacionales e internacionales, quedando esto a un acuerdo entre el fabricante y el cliente, por mencionar algunas. Las principales normas disponibles para probar transformadores son las siguientes:

IEC-60076	Transformadores de potencia.
IEC-60296	Especificación para aceite mineral nuevo para transformadores e interruptores.
IEC-60137	Boquillas aislantes para voltajes alternos mayores de 1000V.
IEC-60354	Grúa de carga para transformadores de potencia en aceite.

En Estados Unidos por lo general se adoptan las normas IEEE/ANSI

IEEE C57.12.00	Norma de requerimientos general para transformadores de potencia, distribución y reguladores inmersos en líquidos.
IEEE C57.12.01	Norma de requerimientos generales para transformadores de potencia y distribución tipo seco.
ANSI C57.12.22	Norma para transformadores tipo pedestal trifásicos auto enfriados de 2500 KVA y menores con tensiones hasta 34.5 kV.
IEEE C57.12.90	Código estándar de prueba para transformadores de distribución y potencia inmersos en líquido y guía de prueba de corto circuito.
ASTM D 877	Método de prueba para ruptura de voltaje en líquidos aislantes usando electrodos de disco.

Algunas de estas normas no sólo definen los requerimientos estándar de construcción, también indican los criterios de aceptación para un transformador antes de su puesta en servicio. Las normas principalmente se relacionan a las pruebas de los transformadores en las instalaciones de los fabricantes o en algún laboratorio aprobado (certificado), esto se hace para asegurar que satisfacen las necesidades

específicas de una aplicación. Las pruebas se clasifican como sigue:

- Pruebas de rutina.
- Pruebas de prototipo.
- Pruebas especiales.

Además, como cualquier otro equipo eléctrico estándar, los transformadores se prueban en sitio antes de la puesta en servicio, estas pruebas se pueden clasificar como:

- Pruebas previas a la puesta en servicio.
- Pruebas periódicas de mantenimiento.

En esta parte sólo se mencionan brevemente las pruebas de rutina y de prototipo, más adelante y por separado se indican las pruebas de mantenimiento.

3.9.1 PRUEBAS DE RUTINA

La calidad de los transformadores depende de la verificación exitosa del comportamiento de sus componentes que van dentro del mismo. De un fabricante se espera que asegure que las siguientes verificaciones y pruebas se conduzcan antes y después del armado.

- Verificación de la calidad y pruebas en todas las componentes que se compran externamente, como son: laminaciones, conductores, dispositivos de protección, aceite, materiales aislantes, boquillas, etc.
- Pruebas sobre las partes individuales, como: tanques, bobinas, tableros de control, etc., que se construyen en la propia fábrica.

Los reportes de las pruebas anteriores no forman normalmente una parte de los transformadores completos, pero en el interés de la calidad, es necesario asegurar que el fabricante tenga todos los registros pertinentes.

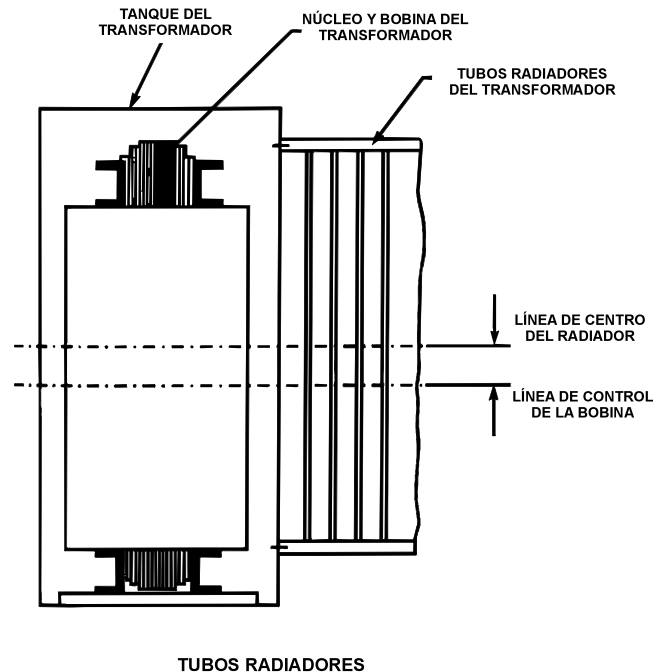
Cuando el transformador está completamente ensamblado, se recomiendan las siguientes pruebas de rutina, que normalmente se llevan a cabo en presencia del cliente en las instalaciones del fabricante, por lo que se espera que su fábrica cuente con un área de pruebas bien equipada para realizarlas:

- Inspección visual.
- Medición de la resistencia de los devanados.
- Medición de la relación de transformación.
- Verificación de la polaridad y grupo vectorial.
- Medición de la impedancia y pérdidas con carga.
- Medición de las pérdidas en vacío y corriente de vacío.
- Medición de la resistencia de aislamiento.
- Prueba de tensión resistente a la frecuencia del sistema.
- Prueba de tensión resistente al voltaje inducido.
- Prueba de voltaje corona y radio interferencia (para mayores de 115 kV).
- Medición de descargas parciales (300 kV y mayores) y prueba de impulso al rayo (mayores de 115 kV).
- Prueba de impulso por maniobra de interruptores (mayores de 115 kV).
- Pruebas al cambiador de derivaciones.

También vale la pena mencionar que la **inspección visual** no consiste sólo en verificar el acabado del equipo, también cubre los siguientes aspectos:

- Verificación de dimensiones. Dimensiones críticas como: rieles de cimentación, nivel de terminación de bus ductos, etc., que deben estar aprobados por planos para una fácil y rápida instalación.
- Provisión de todos los accesorios de acuerdo con la lista de materiales y especificaciones, incluyendo la verificación de las capacidades de los distintos dispositivos auxiliares (como relevadores depresión, etc), los cuales requieren de una fuente externa de operación. Estos accesorios se deben armar en la propia fábrica durante las pruebas.
- Incorporación de todas las particularidades necesarias en la placa de características con el

número de serie, etc., de manera que coincidan con los requerimientos de servicio.



3.9.2 PRUEBAS DE PROTOTIPO

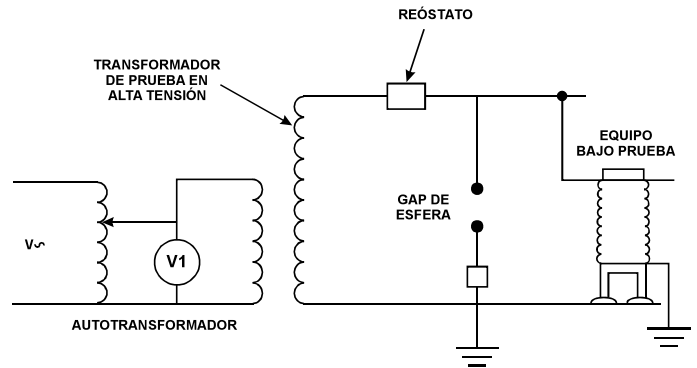
Las siguientes, son pruebas de prototipo, que son opcionales y se llevan a cabo en forma unitaria, siempre que el cliente las especifique. Normalmente tienen un costo adicional y son las siguientes:

- Prueba de elevación de temperatura.
- Prueba de impulso por rayo (Debajo de 115 kV).
- Prueba de impulso por maniobra (Debajo de 115 kV).
- Prueba de descargas parciales (Debajo de 300 kV).

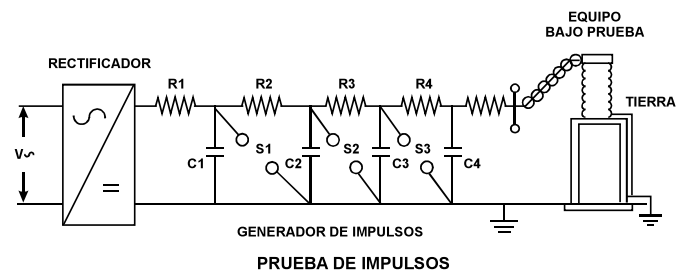
La prueba de elevación de temperatura básicamente consiste en permitir la circulación de la corriente de plena carga a través de los devanados hasta que las lecturas del termómetro alcancen los valores de estado estable. Por lo general, la fuente es de alta corriente por el lado debajo voltaje. Después que la temperatura de estado estable se haya alcanzado, el transformador se comienza a enfriar cambiando el valor de la resistencia del devanado. El cambio en el valor de la resistencia se toma para calcular el valor de la constante térmica de

los devanados del transformador y para interpolar en la temperatura del devanado.

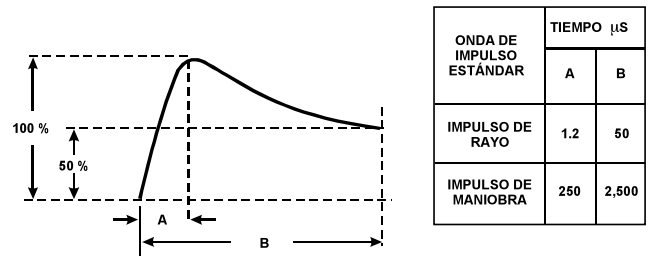
La duración normal para una prueba de elevación de temperatura puede ser de alrededor de 10 horas y llegando hasta 1 día para transformadores de gran potencia. Por medio de esta prueba se puede obtener una clara condición del transformador durante sus condiciones de operación. Normalmente, se prueban por separado los transformadores con distintas formas de enfriamiento. Los diagramas para las pruebas de prototipo de alta tensión a la frecuencia del sistema y de impulso por rayo se muestran a continuación:



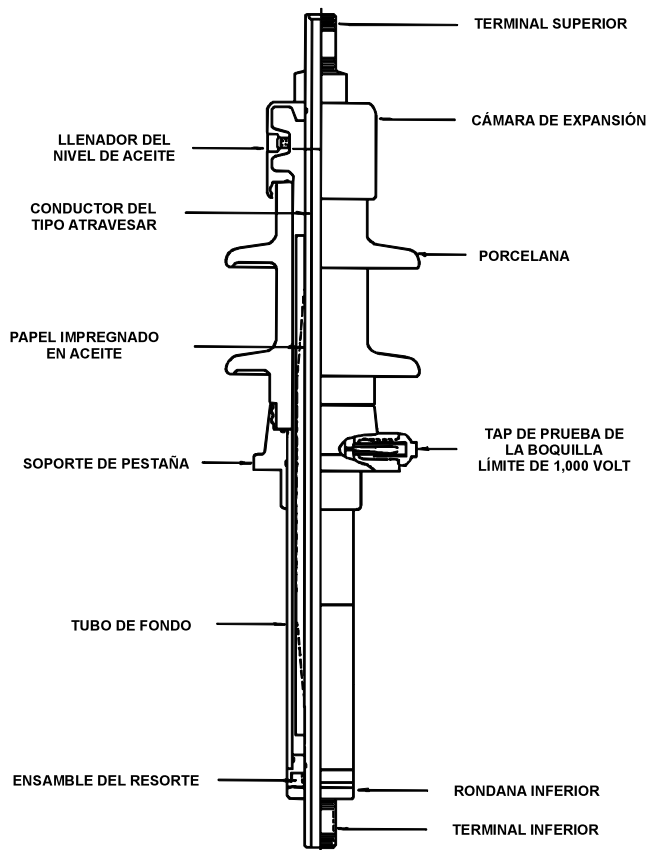
EQUIPO DE PRUEBA DE ALTA TENSIÓN A LA FRECUENCIA DEL SISTEMA



PRUEBA DE IMPULSOS



ONDA DE IMPULSO NORMALIZADA PARA RAYO Y MANIOBRA



CONSTRUCCIÓN TÍPICA DE UNA BOQUILLA

3.9.3 PRUEBAS ESPECIALES

Las pruebas especiales se llevan a cabo sólo si son requeridas para checar el comportamiento. Se pueden realizar las siguientes pruebas especiales, siempre y cuando estén especificadas en el contrato.

- Medición de impedancia de secuencia cero.
- Prueba de corto circuito.
- Mediciones de nivel de ruido.
- Medición de armónicas en vacío.
- Medición de potencia en auxiliares, demandada por bombas y ventiladores.

3.9.4 LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Un transformador de potencia durante su operación puede fallar debido a cualquiera de las siguientes razones:

Disturbios en el sistema. Más allá de los límites estipulados, por ejemplo: sobretensiones sostenidas, baja frecuencia, corto circuito no liberado por el interruptor, corto circuito repetido, fallas en los dispositivos de protección, ondas de sobretensión por rayo o por maniobra de interruptores, sobrecargas sostenidas, sobre flujo, etc.

- Falta de mantenimiento.
- Operación impropia (sobrecargas).
- Fallas de fabricación.
- Pobre calidad del aceite, humedad en el aceite.
- Secado inadecuado, aceite en malas condiciones debido a sobrecalentamiento.
- Ambientes hostiles, tales como: temperaturas extremadamente bajas produciendo alta viscosidad o bien temperaturas ambiente extremas que pueden causar, sobrecalentamiento; el polvo conductivo sobre los aisladores que produce flameos.

Las fallas en los transformadores se pueden clasificar en la forma siguiente:

1. Fallas debidas a elevación de temperatura, éstas se pueden deber a:
 - Sobrecargas.
 - Temperaturas ambiente elevadas.
 - Falla en el sistema de enfriamiento.
 - Presencia de corrientes de corto circuito.
2. Fallas en el aislamiento debidas a sobretensiones por rayo o por maniobra de interruptores, descargas parciales.
3. Fallas debidas a humedad o suciedad en el aceite.
4. Fallas en las componentes, por ejemplo, el cambiador de derivaciones.
5. Otras causas, por ejemplo, presencia de armónicas.

CAUSAS DE PROBLEMAS Y FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y ACCIONES PREVENTIVAS

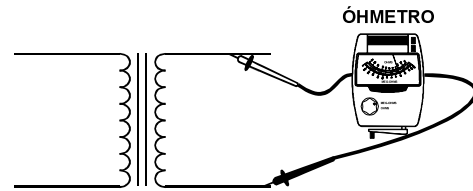
PROBLEMA	CAUSA POSIBLE	COMENTARIO
1. Sobrecalentamiento.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sobrecargas ▪ Falla en el sistema de enfriamiento. ▪ Alta temperatura ambiente. ▪ Corrientes circulantes. ▪ Corrientes armónicas. ▪ Altas temperaturas 	Verificar sistema de enfriamiento cuando los ventiladores están en operación. Con el sistema aceite/agua circulando. Reducir la carga en el transformador. Cuando la temperatura ambiente es mayor que la especificada, reducir la carga en el transformador. Cuando las sobrecargas son cíclicas y por periodos de tiempo largos, poner otro transformador en paralelo.
2. Las sobretensiones sostenidas en el primario dan como resultado sobrecalentamiento del núcleo debido a un sobreflujo.	Pobre control de voltaje. Usar reactores en derivación y cambiadores de Taps en el transformador para controlar el voltaje.	El transformador falla por sobrevoltajes sostenidos. Se debe proveer una protección volt/hertz, ya que la densidad de flujo depende de la relación volt/hertz.
3. Cortocircuitos externos frecuentes.	Insuficiente distancia entre conductores de las líneas aéreas. Acumulación de polvo o contaminantes sobre los aisladores.	Los devanados del transformador deben ser capaces de soportar cortocircuitos repetidos (externos) sin fallar. Se debe proveer una protección de sobrecorriente al transformador.
4. Cortocircuito entre espiras adyacentes, generalmente el devanado de alta tensión.	Esquinas filosas sobre los conductores, cortando los aislamientos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Corto circuito externo ▪ Humedad en el aceite ▪ Sobrevoltajes transitorios 	Debe operar el relevador Buchholz y sonar la alarma. Deben operar las protecciones diferencial y de sobrecorriente y abrir el interruptor. <ul style="list-style-type: none"> - Protección de sobrecorriente.
5. Cortocircuito interno.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Carga sostenida y falla de aislamiento. ▪ Falla en el cambiador de derivaciones. ▪ Fallas en las espiras extremas de las bobinas debido a ondas de sobretensión. ▪ Malas uniones soldadas produciendo puntos calientes y circuitos abiertos. ▪ Envejecimiento del aislamiento resultando cortos circuitos internos. 	-Protección de falla a tierra. -Protección diferencial. Protección de respaldo con Buchholz o relevador de presión súbita, relevador de temperatura en el devanado, relevador de temperatura de aceite, etc.

PROBLEMA	CAUSA POSIBLE	COMENTARIO
6. Humedad en el aceite.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Humedad en el aceite durante el llenado. ▪ Sistema de respiración saturado. ▪ Sellos o juntas defectuosos. 	El aceite se debe filtrar, la silica se debe cambiar y las juntas también, el transformador se debe secar.
7. Deterioro rápido del aceite.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Excesiva sobrecarga. ▪ Presencia de humedad. ▪ Pobre calidad del aceite. 	Se debe determinar la causa y tomar acciones correctivas se deben analizar las partículas de gas cuando decae el aislamiento.
8. Carbón y otras partículas conductoras en el aceite.	Chispas en el aceite y temperatura excesiva de la bobina.	Con una línea de partículas conductoras sobre la superficie del aislamiento se produce una reducción en la resistencia de aislamiento con falla por fractura.

3.9.5 ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Las actividades incluyen:

- Planeación de las actividades del mantenimiento: diarias, semanales, mensuales, semestrales, anuales, programas quinquenales.
- Mantenimiento de registro de variables importantes.
- Mantenimiento del registro de variables importantes.
- Registro de inspección y mantenimiento.
- Organización de las partes o componentes del mantenimiento.
- Organización de las herramientas del mantenimiento, equipos y consumibles.
- Organización de la capacitación de la mano de obra.
- Desarrollo de los trabajos de mantenimiento de acuerdo a un programa.



SE PUEDE USAR UN ÓHMETRO PARA PROBAR CONTINUIDAD

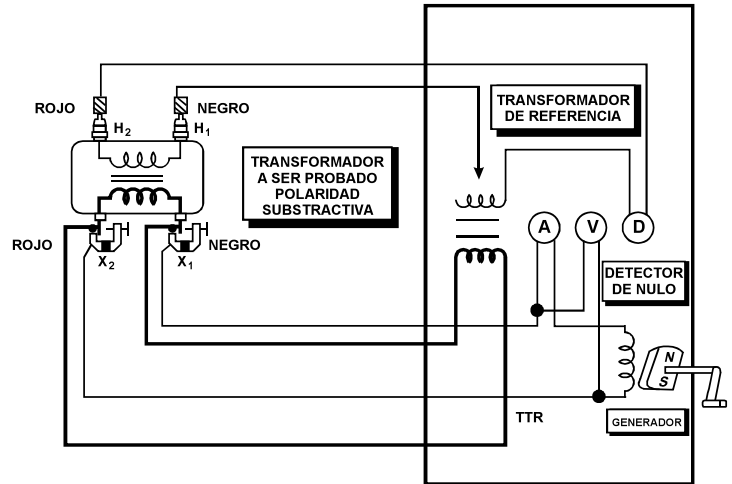
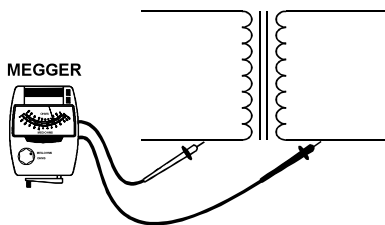
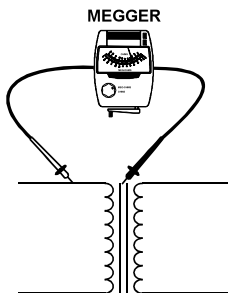


DIAGRAMA ESQUEMÁTICO SIMPLIFICADO DEL TTR (PROBADOR DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN)



UN MEGGER SE PUEDE USAR PARA PROBAR CORTOS ENTRE BOBINAS



PRUEBAS PARA LOCALIZAR FALLAS A TIERRA CON UN MEGGER

3.9.6 LÍNEAS GENERALES PARA MANTENIMIENTO

Éstas se aplican para el mantenimiento preventivo de rutina de un transformador.

- 1) **Suciedades y polvo.** Las superficies externas de todas las boquillas se deben inspeccionar regularmente. Cuando sea necesario limpiarlas, se deben usar para esto: etileno detricloro y trapo para limpiar. Esto es posible durante las salidas de servicio, también se deben asear el gabinete de control, la superficie del tanque, la superficie de los tubos radiadores y enfriadores, etc., para que queden libres de polvo, insectos, hojas u otro tipo de suciedad.
- 2) **Fugas de aceite.** Después de energizar un transformador pueden ocurrir ciertos ajustes en las juntas de sello del mismo. Las juntas de sello se deben reapretar usando los pares de apriete recomendados por los fabricantes.

- 3) **Retiro de óxido y aplicación de pintura.** Esta actividad se debe llevar a cabo durante las salidas de servicio para mantenimiento regular.
- 4) **Filtrado de aceite y retiro de humedad.** El aceite de los transformadores puede absorber humedad muy fácilmente. La prevención de la absorción de humedad se puede hacer por cualquiera de las siguientes alternativas:
- a) **Conservador de aceite con fuelle.** El sistema consiste de un conservador de aceite con una bolsa de hule como barrera separadora entre el aceite del transformador y el aire circundante.
 - b) **Tanque conservador de aceite con respirador.** La absorción de humedad se previene por medio de un respirador conectado al tanque conservador, el agente activo de secado (silica gel) se debe cambiar o regenerar cuando 2/3 del agente ha sido coloreado por la humedad que ha absorbido. El respirador contiene también un bloqueo de aceite que previene la circulación espontánea de aire. Esta barrera se debe llenar con aceite hasta el nivel especificado.
 - c) **Indicador de nivel del aceite del tanque conservador.** El tanque conservador del transformador está provisto de un nivel indicador de aceite graduado de 0 a 1. El nivel correcto de llenado está especificado en la placa de datos que está colocado en el transformador. A una temperatura de 20 °C, el conservador se debe llenar a la mitad, si el nivel excede al valor 1 el aceite se debe retirar, si el nivel está debajo de 0 se debe llenar de aceite.
 - d) **Relevador operado por gas (relevador Buchholz).** Las fallas, tales como: flameos, corto circuito y sobrecalentamiento normal, producen generación de gases. Las burbujas de gas flotando en el gas operan al relevador a través de contactos accionados por flotadores, los cuales dan una señal de alarma y eventualmente actúan desconectando al interruptor.
 - e) **Tubo de ventilación.** Ciertos transformadores están provistos con tubos (niples) de ventilación sobre las componentes de más alto nivel, para poder retirar el aire atrapado en el aceite del transformador. Estos tubos deben ser checados especialmente después de la instalación del transformador o después de una inspección, ya que implica la apertura del sistema de aceite.
- f) Si el aceite ha sido expuesto a la humedad del aire por un período de tiempo largo, debido a un almacenamiento prolongado, se deben llevar a cabo las pruebas de contenido de humedad y resistencia dieléctrica. **Si los valores son bajos, el aceite debe ser filtrado.**
- g) **Lodos y ácido en el aceite.** El aceite que no ha sido demasiado oxidado se puede regenerar haciéndolo circular a través de la máquina de filtrado; sin embargo, para transformadores pequeños el filtro no es económico. El filtrado del aceite se debe llevar a cabo preferentemente cuando el transformador está caliente y la viscosidad del aceite es baja. El filtrado o intercambio del aceite debe ser tan completo como sea posible. **Los aceites viejos no se deben mezclar con los aceites nuevos,** ya que éstos se contaminan y degradan rápidamente.
- 5) **Supervisión de temperatura.** La vida en servicio de un transformador depende de la temperatura del núcleo, devanados y aceite, por lo tanto, es esencial observar la temperatura de los devanados en forma continua. En los sistemas automáticos de monitoreo, la temperatura de los devanados y del aceite son escaneadas y monitoreadas en forma continua, y cuando se aproximan a sus límites, la alarma debe sonar.
- a) **Sobrecargas.** Los transformadores se pueden sobrecargar durante los períodos de temperaturas ambiente bajas. **Las sobrecargas se determinan por la temperatura de los devanados y del aceite,** ésta se eleva más rápidamente debido a la constante de tiempo más baja de las bobinas, por lo tanto, se debe supervisar la temperatura de las bobinas durante las sobrecargas.
- Si la temperatura de un transformador muestra tendencia a elevarse sin el correspondiente incremento en la carga, se puede deber a una reducción en la capacidad de enfriamiento del equipo de enfriamiento (suciedad, polvo), pero en primera instancia se debe checar el termómetro.**

- b) **Termómetro para medición de la temperatura en la parte superior del aceite.** El termómetro consiste de un cilindro como cuerpo sensor con un reborde, un tubo capilar y un recipiente para el termómetro con carátula y dispositivo de contacto. El sistema de medición se llena con un líquido que cambia su volumen con las variaciones de temperatura y afecta a un resorte de fuelle.

El movimiento del fuelle se transmite a una aguja y los contactos de señal vía un sistema de enlace. El termómetro se proporciona con 4 contactos de señales del tipo micro switch, que se pueden ajustar en forma independiente uno de otro.

- c) **Indicador de la temperatura del devanado.** El sistema de termómetro consiste de un cuerpo sensitivo con detalles de ensamble, un tubo capilar y un contenedor para el termómetro que contiene una escala con una aguja indicadora y un puntero de temperatura máxima, resistor de calefacción y ajuste, así como dispositivo de contacto para 4 micro switch.
- d) **Control remoto de la temperatura del devanado.** Para el control remoto de la temperatura de los devanados se usa un dispositivo resistencia-temperatura con un elemento de calefacción construido dentro del mismo contenedor usado. El elemento de calefacción es alimentado por la corriente secundaria de un transformador de corriente. Para el ajuste del elemento de calefacción existe un resistor de ajuste conectado en paralelo, instalado en el gabinete de control.
- e) **Boquillas.** La superficie de las boquillas de porcelana se debe limpiar de polvo y suciedad regularmente. En áreas donde el aire es salino, con cemento, polvo, humos de sustancias químicas, la limpieza debe ser más frecuente. El nivel de aceite de las boquillas se debe observar regularmente.
- f) **Conexiones del transformador.** Inspección visual, si están sucias limpiar y apretar las conexiones terminales usando un maneral

de par. Checar que el conductor terminal no produzca tensión en el equipo.

- g) **Switch del tap sin carga.** Durante la revisión, las partes móviles del mecanismo de operación, se deben lubricar. El transformador se debe desconectar de la alimentación y si no se usa por largo tiempo, operar el switch del tap fuera de carga y restablecer.
- h) **Cambiador de derivaciones (Tap) con carga.** Para estos cambiadores, el programa de revisión y mantenimiento es más frecuente y normalmente se lleva a cabo de acuerdo con el programa que proporciona el fabricante, ya que generalmente es más complejo.

6) Equipo de enfriamiento.

- a) **Radiadores, enfriadores aceite-aire.** El Lado de aire de las superficies de enfriamiento se deben inspeccionar en forma regular y cuando se requiera limpiarlas del polvo, insectos, hojas o de otras partículas en el aire. Esto es particularmente importante en el caso de los enfriadores por ventilación. La limpieza es conveniente que se haga con equipo de agua a alta presión.
- b) **Radiadores, enfriadores para aceite-aire, aceite agua.** Normalmente no es necesario tomar medidas para mantener las superficies de enfriamiento internas limpias en tanto el aceite esté en buenas condiciones; sin embargo, si hay formación de lodos, se puede depositar en superficies horizontales en los radiadores y enfriadores, en tales casos, los radiadores y enfriadores se deben limpiar internamente con aceite limpio en conexión con el cambio de aceite. Si el lodo no se remueve, se lava con petróleo, con aceite, etc.
- c) **Ventiladores de aire.** Los motores de los ventiladores están generalmente provistos con chumaceras o baleros permanentemente lubricados y con anillos de sello dobles. Los baleros del motor están axialmente fijos con rondanas de presión, si el nivel de ruido de los ventiladores

aumenta, en primera instancia se reaprietan todos los soportes de montaje.

- d) **Válvulas, indicadores de flujo, medidores de presión.** Durante el mantenimiento periódico estas componentes del sistema de enfriamiento, se deben verificar de acuerdo con las instrucciones del manual correspondiente.
- e) **Gabinete de control.** Las componentes deben ser checadas visualmente de acuerdo con las instrucciones del manual.

REFACCIONES PARA EL MANTENIMIENTO Y SERVICIOS PARA EL MANTENIMIENTO

Esto es recomendado por el fabricante y decidido por el usuario. El número de transformadores idénticos en una subestación o el área que cubren en operación y mantenimiento se deben conocer, para así poder determinar el número de refacciones que es necesario almacenar, esto incluye lo siguiente:

- Cilindros de nitrógeno, acoplamientos, válvulas, tubos, etc.
- Aceite, gel de silica.
- Grupo de herramientas.
- Juntas de varios tipos.
- Cintas aislantes, papel aislante.
- Cables de potencia.
- Cables de control.
- Grupo de instrumentos y tornillos tuercas, rondanas, etc.
- Válvulas de aceite.
- Coples, niples, etc. para tubería de aceite.

Las instalaciones para el mantenimiento mayor de los transformadores se organizan por lo general en forma centralizada para un grupo de subestaciones e incluyen:

- Plantas y accesorios para el filtrado de aceite.

- Servicios e instalaciones para manipular y mover transformadores.
- Taller de mantenimiento.
- Herramientas y gatos para levantar.
- Equipo de prueba, etc.

3.9.7 INSPECCIÓN, REPARACIÓN, REVISIÓN

El mantenimiento se considera en tres categorías:

- Inspección de rutina y reparaciones menores.
- Reparaciones medias.
- Reparaciones mayores y revisión.

El objetivo del mantenimiento preventivo de los transformadores es obtener una vida larga, libre de problemas y asegurar una alta confiabilidad.

3.9.8 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE RUTINA Y REPARACIONES MENORES

Esto incluye trabajos de mantenimiento preventivo que no requieren que se abra la tapa del transformador e incluye: una inspección visual en chequeo de tornillos y partes, verificación del nivel de aceite, verificación del sistema de enfriamiento, apretado, revisión del circuito de control, nivel y fugas de aceite, etc. **Se debe medir también la resistencia de aislamiento y la rigidez dieléctrica del aceite.** Asimismo, analizar una muestra de gas tomada del relevador Buchholz (en el caso que tengan este relevador). Se aprietan tornillos, se limpian las superficies de los aisladores de porcelana, se cambia el gel de silica en el respirador.

Los trabajos de mantenimiento menor se llevan a cabo normalmente por el personal de operación de las centrales y subestaciones eléctricas.

Trabajos de reparación media. Éstos incluyen el desarmado del transformador para inspección y/o reparaciones del conjunto núcleo / bobinas. Los subensambles son revisados y reparados según sea necesario (por ejemplo: la reparación del tanque conservador), los sistemas de enfriamiento, el cambiador de derivaciones, las juntas de sellado que se deben cambiar si es necesario. Las fallas reveladas en

el mantenimiento de rutina, se corrigen durante los trabajos de mantenimiento menores.

3.9.9 TRABAJOS DE REPARACIONES MAYORES Y REVISIÓN GENERAL

Los trabajos de reparación mayores se llevan a cabo después de una falla interna seria o después de un periodo de servicio prolongado (8 a 10 años).

La revisión general se lleva a cabo si el transformador ha estado en servicio por varios años y sujeto a sobrecargas severas que dan como resultado un debilitamiento del aislamiento de las bobinas y deterioro del aceite. La revisión general también se lleva a cabo cuando el transformador ha estado en corto circuito durante un periodo largo.

Esta revisión involucra la apertura del transformador, el cambio de bobinas y aislamiento, el apriete de las laminaciones del núcleo, cambio de las conexiones de los devanados, cambio de boquillas, etc., tales trabajos de reparación requieren del desarmado total del transformador y se deben llevar a cabo por personal entrenado en una forma planeada y en un taller de reparación bien equipado.

Los cambiadores de derivación con carga tienen un mecanismo complejo con resortes, partes en movimiento, partes con arqueado y aceite, por lo que la revisión general y reparación se debe hacer por parte del fabricante con la ayuda de personal debidamente entrenado.

3.9.10 FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO (DIARIA, MENSUAL, ANUAL)

Los transformadores de distribución pequeños, no atendidos, y los transformadores industriales, requieren de un mínimo mantenimiento, es decir, son prácticamente libres del mismo. Los grandes transformadores que operan en alta tensión y son de gran potencia requieren de un mantenimiento preventivo regular. Para explicar esto, se usa una notación convencional usada en la programación del mantenimiento que incluye lo siguiente:

■ Inspección diaria de rutina.	ID
■ Inspección semanal de rutina.	IS
■ Inspección de rutina mensual.	IM
■ Inspección de rutina cuatrimestral.	IC
■ Inspección anual.	IA
■ Mantenimiento no programado.	MNP
■ Después de la puesta en servicio.	DPS

1. INSPECCIÓN DIARIA (ID)

- 1.1. Verificar tanque y radiadores para ruidos no usuales, fugas de aceite y agua.
- 1.2. Verificar el nivel de aceite en las boquillas del tanque principal.
- 1.3. Verificar los conductos de alivio, en forma normal o abiertos.
- 1.4. Verificar si el agua de enfriamiento está circulando, si la bomba de aceite está en operación, y cuando sea necesario, si los ventiladores arrancan cuando se requiere.
- 1.5. Verificar los indicadores de temperatura del tablero del relevador y confirmar la condición normal.
- 1.6. Verificar la posición del cambiador de derivaciones.
- 1.7. Observar que todos los switches del circuito de alimentación, de control y alarmas estén cerrados y los fusibles en el circuito estén en su lugar.

2. INSPECCIÓN MENSUAL

- 2.1. Verificar el nivel de aceite en el tanque principal, boquillas con aceite, etc. Si el nivel de aceite está debajo del valor especificado de nivel para una temperatura dada, se debe determinar la causa de la fuga. El nivel de aceite varía con los cambios en la temperatura del aceite.
- 2.2. Verificar y registrar la temperatura del aceite.
- 2.3. Verificar la superficie de las boquillas para observar signos de partículas de suciedad, película de aceite, etc.
- 2.4. Verificar la presencia de hilos, redcillas, maleza, arbustos, etc., en la cercanía del transformador.

- 2.5 Checar las conexiones terminales y a tierra, de manera que estén bien apretadas.
- 2.6 Otras revisiones indicadas en la revisión de área.

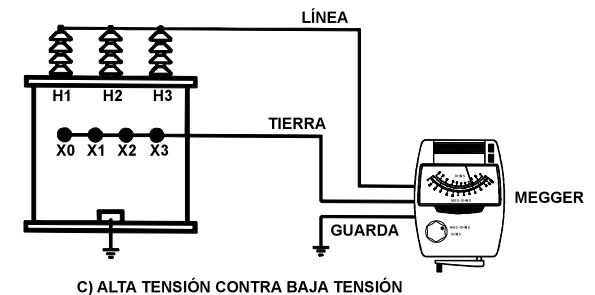
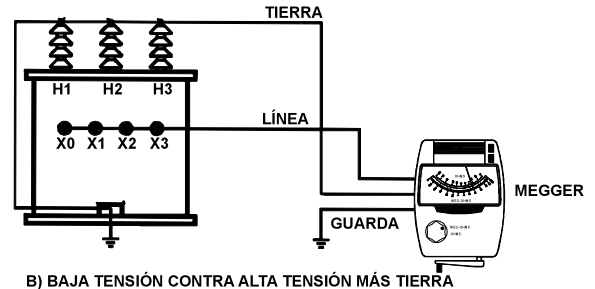
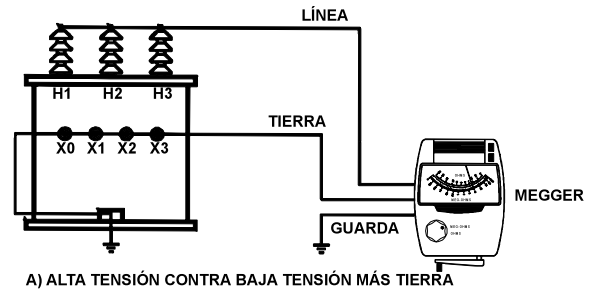
3. INSPECCIÓN ANUAL

- 3.1 Verificar las cimentaciones para observar fracturas y falta de alineación. Un desajuste ligero del transformador puede romper las boquillas, las conexiones de aceite o líneas de agua (en su caso). Observar que los rieles estén parados firmemente y la posición del transformador correcta sobre el riel.
- 3.2 Limpiar la suciedad y aceite de la superficie de radiación y repintar en caso de ser necesario. Parar la vibración excesiva de los tubos, apretar las partes flojas a que estén vibrando. Checar ruidos internos poco usuales. Inspeccionar la tubería de agua y la de aceite, válvulas y enchufes. Observar si las válvulas están en condiciones de operación y funcionan en la posición de abiertas.
- 3.3 Observar que el diafragma de alivio esté en condiciones de operación y cierre juntamente. Asegurarse que todos los sellos no estén rotos para que operen a la presión normal.
- 3.4 Limpiar el polvo y suciedad de los vidrios y conexiones. Checar indicadores de nivel de aceite y relevadores (en su caso) para una operación apropiada, reponer aceite cuando está debajo de su nivel normal.
- 3.5 Checar la alimentación externa para que no tengan fugas las tuberías.
- 3.6 Verificar los indicadores de flujo y relevadores para que tengan una operación apropiada.
- 3.7 Limpiar y probar los tubos de agua en forma similar a los tubos de aceite para enfriamiento y checar que no existan fugas.
- 3.8 Checar motores y controles para los ventiladores y bombas.
- 3.9 Verificar la calibración de los indicadores de temperatura y relevadores, checar y limpiar

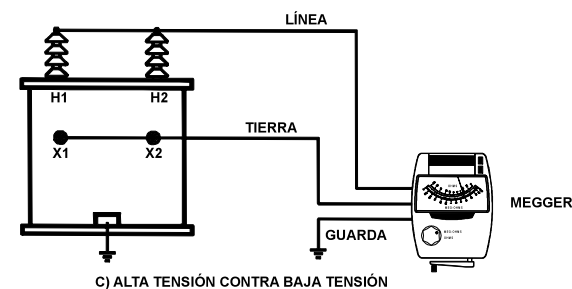
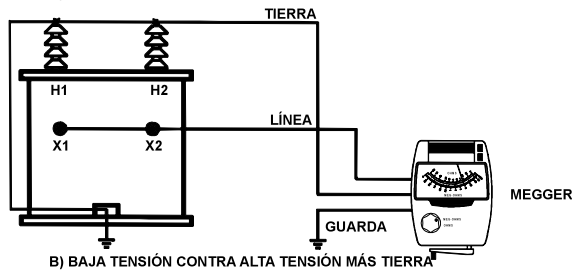
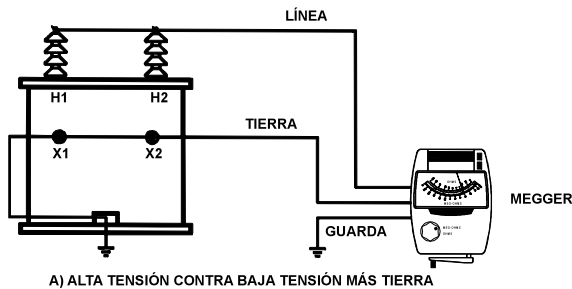
los contactos de los relevadores y mecanismos de operación.

- 3.10 Verificar el ajuste y operación del regulador y relevador y checar que los medidores tengan la indicación apropiada.
- 3.11 Verificar fugas de gas aplicando espuma de jabón líquido en todas las uniones, válvulas, conexiones, etc., con la presión del gas elevada a la máxima recomendada por el fabricante del transformador.
- 3.12 Limpiar la porcelana con agua, cloro o algún otro limpiador apropiado. Inspeccionar las juntas, apretar tornillos de tapas, verificar factor de potencia, hacer la prueba de rigidez dieléctrica del aceite y cambiarlo en caso necesario.
- 3.13 Verificar las conexiones para comprobar que estén de acuerdo con el diagrama. Checar la resistencia de aislamiento de los devanados, checar la relación de transformación.
- 3.14 Apretar todas las barras y conexiones a tierra, limpiar y pulir superficies de contacto cuando han estado sujetas a calentamientos. Checar los cables de tierra para verificar que no estén flojos o rotos.
- 3.15 Bajar el nivel del aceite para revisar la parte superior del núcleo, checar presencia de lodo o humedad, conexiones en las terminales, apretar tornillos, cables, etc.
- 3.16 Inspeccionar contactos y limpiar si están al alcance durante la inspección interna. Cuando no están alcanzables para la inspección visual, checar cada posición con un puente de wheatstone a través de las bobinas para contactos deficientes.
- 3.17 Inspeccionar el cambiador de derivaciones (Taps) de acuerdo con las instrucciones del manual del fabricante. Checar el mecanismo de operación, apretar conexiones y tornillos.
- 3.18 Para los cambiadores de derivación bajo carga, checar el motor, engranes, eje, etc.
- 3.19 Verificar el estado de los contactos del cambiador de derivaciones, limpiar y pulir si están sucios o flameados, verificar varillas, resortes, etc.

- 3.20 Verificar el contador de operaciones para el registro correcto.
- 3.21 Operar el cambiador de derivaciones a través de varios ciclos completos y observar contactos y el mecanismo para su correcta operación.
- 3.22 Inspeccionar fusibles o interruptores sobre todos los circuitos de fuerza, control y de alarma que alimentan al equipo auxiliar y dispositivos. Apretar las conexiones del alambrado en todos los puntos. Inspeccionar el alambrado para detectar conductores abiertos o en corto circuito, o bien aislamiento dañado.
- 3.23 Verificar la resistencia de aislamiento entre cada devanado y entre cada devanado y tierra. Desconectar todos los cables externos en las terminales de las boquillas.
- 3.24 Checar la rigidez dieléctrica del aceite aislante en el tanque principal y el conservador.



CONEXIONES PARA LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS



CONEXIONES PARA LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

3.9.11 LA PRUEBA A ACEITES AISLANTES

El tipo de transformador que se usa en forma más común para alta y media tensión, es el que está lleno de aceite, ya que los transformadores tipo seco usan resina epóxica como aislamiento en aquellos sitios en donde no se pueda utilizar el aceite y para tensiones hasta 34.5 KV. La principal razón es que los transformadores de resina epóxica están limitados en su capacidad tanto en voltaje como en corriente, además de las dificultades que tiene para instalar los cambiadores de derivaciones (Taps) con carga y por supuesto la limitantes de las altas temperaturas, que no son para operar en ambientes exteriores. Esta limitante es la que hace que los transformadores con aislamiento en aceite sean más usados en muchas instalaciones, ya que pueden operar en tensiones hasta de 1000 kV y potencias de cientos de MVA.

Debido a que el aceite mineral se obtiene del petróleo crudo, es una mezcla de un gran número de hidrocarburos, los cuales difieren uno de otro en su estructura molecular y peso. El aceite en un transformador básicamente sirve para tres propósitos cuando un transformador está en operación:

- 1) Las propiedades de aislamiento (dieléctricas) del aceite aseguran el buen aislamiento requerido entre los devanados de distintas fases y entre los devanados y el núcleo.
- 2) El aceite también actúa como enfriador y la elevación en su temperatura es un indicador de sobrecarga en el transformador.
- 3) También actúa como medio de extinción del arco eléctrico, como hace el aceite en los interruptores en aceite.

3.9.12 LA NECESIDAD DE PRUEBAS AL ACEITE DE TRANSFORMADORES

Durante su operación, el aceite presenta problemas de oxidación, conduciendo a la formación de peróxidos, agua y ácidos orgánicos conjuntamente con los dos. Estos productos llevan al deterioro de la celulosa, que es un aislamiento común usado en los devanados de los transformadores. El lodo puede afectar la capacidad de transferencia de calor, en la medida que forman capas sobre el devanado y el tanque. Adicionalmente, chispas y descargas en el interior del transformador llevan a la desintegración del aceite, conduciendo a la formación de gases, los cuales permanecen disueltos principalmente en el aceite.

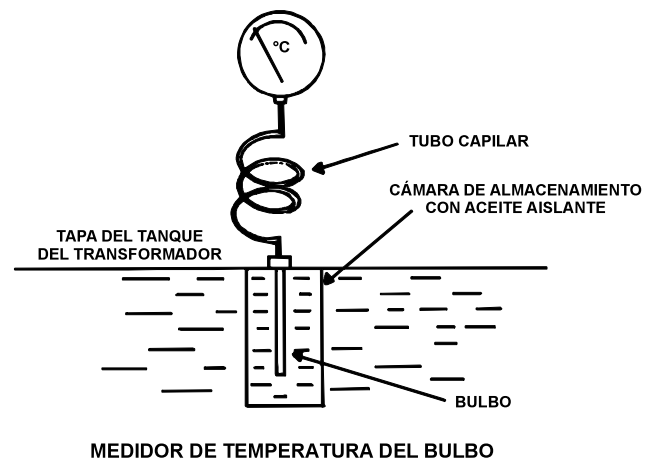
La pronta detección del deterioro del aceite lleva a un incremento considerable en la vida de mismo y mejorara el comportamiento del transformador. Es práctica usual para los fabricantes de aceite, proporcionar un reporte de prueba confirmando la condición del aceite, de manera que satisfaga los requerimientos de norma. Por lo tanto, un fabricante de transformadores normalmente no lleva a cabo pruebas de aceite para verificar las características cuando entregan el transformador, pero es responsabilidad del comprador asegurarse que el fabricante del transformador sí envíe el reporte de prueba y que el aceite sea manipulado en forma apropiada en la fábrica del transformador.

En el caso de que transcurra demasiado tiempo entre la prueba del aceite por el fabricante y la prueba del transformador, es necesario que se verifiquen todos los parámetros del aceite haciendo una prueba sobre una pequeña muestra del mismo; esto se debe hacer por algún laboratorio que este Certificado.

La vida del aceite aislante del transformador está también basada en la temperatura de operación, como se muestra en la tabla siguiente:

TEMPERATURA DE OPERACIÓN	VIDA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR
60 °C	20 años
70 °C	10 años
80 °C	5 años
90 °C	2.5 años
100 °C	13 meses
110 °C	7 meses

Una de las causas principales de fallas en transformadores son la pérdida de las propiedades del aceite aislante que se afectan durante las condiciones de operación.



LÍMITES DE SOBRECALENTAMIENTO PARA TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE

PARTE	MODO DE REFRIGERACIÓN	CIRCULACIÓN DE ACEITE	SOBRECALENTAMIENTO (°C)
Devanados: Aislamiento clase "A". Temperatura: (medida por el método de variación de resistencia)	Natural Por ventilación forzada Por circulación interna de agua Por hidro-refrigerantes Externos	Natural Forzada Forzada y dirigida Hacia los devanados	65 65 (*)
Aceite de la parte superior (medido con termómetro)			60 Los transformadores con tanques de expansión o estancos al aire 55 Los transformadores sin tanques de expansión o sin estancos al aire
Circuitos magnéticos y otras partes (medido con termómetro colocado en la superficie)			La temperatura no alcanza en ningún caso un valor susceptible de dañar el circuito magnético ni aún las partes adyacentes

3.10 Pruebas de campo

Las unidades o equipos se prueban normalmente en las instalaciones de los fabricantes, y se transportan al sitio de operación una vez que los resultados de las pruebas son satisfactorios. Invariablemente habrá un tiempo transcurrido considerable entre las pruebas de fábrica y condición adecuada del sitio de la instalación, este tiempo, dependiendo del tamaño de la instalación y de otros factores, puede variar de uno a varios meses.

La instalación y las provisiones necesarias para las conexiones pueden tomar también un tiempo considerable, aún cuando se tenga el equipo en sitio. Los siguientes factores deben tomarse en consideración desde que el equipo se encuentra listo en la fábrica hasta que es colocado en sitio para su utilización:

- El tiempo para empacar y arreglar para el transporte después de cumplir con todas las formalidades comerciales.
- El tiempo de transporte desde las instalaciones del fabricante hasta el sitio de la obra, dependiendo de si el equipo se encuentra fabricado localmente o es de importación. Aún cuando sean de fabricación nacional, las distancias pueden hacer que la transportación y tiempo de entrega sean de una a varias semanas.
- Los daños posibles durante el transporte, ya sea directamente al equipo o indirectamente por razones desconocidas. El manejo rudo o el empaque inadecuado pueden conducir también a daños desconocidos.
- El retraso en la puesta a punto de las cimentaciones o del edificio puede tener como consecuencia que el equipo se encuentre en condiciones climáticas desfavorables, que pueden afectar el aislamiento interno. Algunas veces las condiciones ambientales en el sitio de la construcción o en una planta cercana puede llevar a un cierto deterioro de las componentes internas y del aceite usado en el equipo.

Todas las razones anteriores, más otros posibles errores humanos, por lo general retrasan la energización del equipo eléctrico; de aquí que es necesario estar seguro de que no hay daño interno en el equipo eléctrico, que pueda afectar su vida y comportamiento, por ejemplo: la rigidez dieléctrica del aceite puede bajar durante un cierto periodo de tiempo y podría requerir ser filtrado antes de cargar el transformador; en caso contrario, se puede presentar un flameo interno o un corto circuito, lo que ocasionaría que el proyecto completo se retrase mientras se repara el transformador. En forma similar, en el tablero de un interruptor, las conexiones internas podrían conducir a un problema. Esto está básicamente relacionado con la energización y la indisponibilidad; por lo que una vez que el equipo ha sido energizado es necesario asegurar el mantenimiento periódico para mantenerlo en buen estado.

Del mantenimiento puede resultar la necesidad del cambio de componentes, algunos ajustes a los mecanismos internos, realambrar, etc. Todo esto se debe revisar antes de que el equipo se ponga nuevamente en servicio.

Algunas pruebas básicas están prescritas (especialmente para equipo de media y alta tensión) para ser conducidas antes de restablecer el servicio o dar carga al equipo por primera vez. Éstas se conocen como **pruebas previas a la puesta en servicio para verificación**, pruebas de puesta en servicio, pruebas de mantenimiento, etc. y genéricamente se refieren como **pruebas de campo**.

3.10.1 LOS PROCEDIMIENTOS GENERALES DE SEGURIDAD

Los procedimientos de seguridad que se indican son por lo general aquellos dados en la norma IEEE 510-193, los cuales estipulan las prácticas de seguridad que se deben seguir por todo el personal relacionado con las aplicaciones en alta tensión y las mediciones, que puedan dar lugar a posibles accidentes debidos a la

presencia de riesgos eléctricos mientras se llevan a cabo las prácticas.

Las consideraciones de seguridad en las pruebas eléctricas no sólo son aplicables al personal, sino también para probar equipos y aparatos, o bien el sistema bajo prueba. Estas prácticas recomendadas generalmente cubren aquellas usadas en los laboratorios, las de campo que incorporan alimentación en alta tensión, etc.

Un valor de voltaje de aproximadamente 1000 volts se ha tomado como un mínimo práctico para este tipo de pruebas.

PRECAUCIONES BÁSICAS

Todas las terminales no conectadas a tierra del equipo de prueba o de los aparatos bajo prueba se deben tratar como energizadas, y de aquí que cualquier contacto con cubiertas o carcazas y partes internas siempre se debe prevenir.

Las conexiones a tierra para prueba deben estar sólidamente conectadas al equipo que está por probarse, como mínimo, la capacidad de corriente de los cables de tierra deben exceder a la máxima corriente posible de falla a tierra. Se debe considerar también el efecto de la elevación del potencial de tierra, debido a la resistencia y reactancia de la conexión a tierra.

Asimismo, se deben tomar precauciones para prevenir el contacto accidental de las **partes vivas** de las terminales, por parte del personal, ya sea blindando las partes vivas o bien poniendo barreras alrededor del área. El circuito debe incluir instrumentación para medición y/o indicación de los voltajes de prueba. Las pruebas de alto voltaje y alta potencia se deben llevar a cabo y ser supervisadas sólo por personal calificado.

PRÁCTICAS DE SEGURIDAD EN EL ÁREA DE PRUEBA

Colocar letreros de **PRECAUCION O PELIGRO, ALTA TENSIÓN!** en o cerca de la entrada en caso de equipo interior, o sobre la barrera en todos los posibles puntos de entrada. Se deben proveer dispositivos de tierra automáticos para aplicar tierras visibles en los circuitos de alta tensión, una vez que se han des-energizado después de las pruebas; cuando esto no sea posible, el operador debe conectar a tierra las terminales de alta tensión usando cables y conectores apropiados.

CIRCUITOS DE CONTROL Y MEDICIÓN

Los conductores no deben pasar por el área de prueba a menos que se encuentren dentro de una cubierta metálica que esté conectada a tierra y que termine también en carcasa o gabinete aterrizado para garantizar la seguridad del personal. El alambrado con cables de control de las conexiones de medición y conductores a los osciloscopios caen dentro de esta categoría. Los medidores y otros instrumentos con terminales accesibles se deben colocar en un compartimiento metálico con una ventana de observación.

Los circuitos de medición temporal se deben localizar completamente dentro del área de prueba y visibles a través de la reja. En forma alternativa, los medidores se pueden localizar fuera de la reja, a condición de que los equipos de medición y cables externos al área se encuentren encerrados en una cubierta metálica cerrada.

Los circuitos temporales de control deben ser tratados de la misma forma que los circuitos de medición y encerrados en una caja aterrizada con todos los controles accesibles al operador y al potencial de tierra.

DISTANCIAS

Todos los objetos al potencial de tierra se deben colocar lejos de los puntos de altos voltajes, la distancia mínima es de 25.4 mm (1 pulg.) por cada 75000 volts, por ejemplo, una tensión de 50 kV requiere de una distancia de al menos 171 mmm (6.7 pulg.).

3.10.2 PRUEBAS DE CAMPO O TRANSFORMADORES

INSPECCIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Inspeccionar si hay daño físico, y en caso de que exista, reportarlo.
- Verificar la información de los datos de placa, de modo que esté de acuerdo con los indicados en el diagrama unifilar, si hay discrepancias reportarlas.
- Verificar la operación apropiada de todos los dispositivos auxiliares.

- Checar y asegurar el apriete de las uniones atornilladas para que estén de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- Asegurar que el nivel de aceite en el tanque y boquillas sea el apropiado.
- Conducir las pruebas mecánicas de los dispositivos auxiliares, por ejemplo, el cambiador de derivaciones.

- La prueba de potencial en alta tensión con C.A. no debe exceder el 75% de los valores de prueba en fábrica.

Los criterios de aceptación en transformadores de potencia se dan en la tabla siguiente:

CRITERIOS DE ACEPTACIÓN EN TRANSFORMADORES

PRUEBAS ELÉCTRICAS

- La prueba de resistencia de aislamiento se debe llevar a cabo entre devanados y de devanados a tierra. Los voltajes de prueba recomendados son:
 - Para el rango de 150-600 V Megger de 1000 V
 - Para el rango de 501-5000 V Megger de 2500 V
 - Mayores de 5001 V Megger de 5000 V
- Se deben encontrar los índices de polarización (resistencia de aislamiento a 10 minutos y resistencia de aislamiento a 1 minuto) y deben exceder a 1.5.
- Efectuar las pruebas de relación de transformación para todas las posiciones del cambiador de derivaciones.
- Para los transformadores grandes, por lo general arriba de 10 MVA, efectuar las pruebas de medición de factor de potencia.
- Los resultados de las pruebas dieléctricas del aceite deben ser complementados con lo siguiente:
 - Tensión de ruptura dieléctrica 35 kV mínimo debajo de 69 kV de tensión nominal y 30 kV mínimo para 69 kV y tensiones mayores.
 - Número de neutralización 0.025 mg K0+1/g como valor máximo.
 - Tensión interfacial 35 dinas/cm, como mínimo.
 - Calor 1.0 como valor máximo.
- La resistencia del devanado debe tener valores que no excedan 1.0% para los devanados adyacentes y comparable globalmente.

PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO	CRITERIO DE PRUEBA Y VALORES ACEPTABLES
Voltaje de prueba de ruptura de rigidez dieléctrica del aceite.	Normalmente con disco o electrodos esféricos con separación de 2.5 mm, 30 kV como voltaje mínimo aceptable
Prueba de resistencia de aislamiento, entre devanados y de devanados a tierra.	El valor de la resistencia de aislamiento debe ser como sigue: Transformadores en aceite: 100 MΩ hasta 600 V, 1000 MΩ-5000V, 5000 MΩ más de 5000 V. Transformadores tipo seco: 5 veces los valores anteriores.
Verificación de la relación de transformación para el voltaje nominal y para otras posiciones de taps.	Los valores deben estar dentro del 0.5% de los valores calculados, igual que en la prueba de fábrica
Resistencia de los devanados.	Verificación cruzada para estar de acuerdo con los datos de fábrica.
Prueba de factor de potencia para transformadores arriba de 10 MVA y 15 kV.	Los valores se deben tener de bajo del 0.5%
Prueba a una muestra de aceite.	Se debe hacer en un laboratorio aprobado y asegurar que los valores de prueba estén dentro de los aceptables.
Prueba a accesorios.	Asegurar la operación apropiada de todos los accesorios, relevadores, aliviador de presión, etc.

3.10.3 INTERRUPTORES

INSPECCIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Verificar partes faltantes o dañadas.
- Checar que todas las componentes estén de acuerdo con los planos aprobados.
- Checar y asegurar que el apriete de las uniones atornilladas estén de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.
- Inspeccionar y asegurar el anclaje apropiado, así como la conexión a tierra.
- Verificar la alineación del interruptor.
- Verificar la operación apropiada del disparador de seguridad.
- Verificar la operación mecánica del switch ON/OFF.
- Medir para verificar la resistencia de contactos.
- Medir la resistencia de los contactos.
- Medir la resistencia de aislamiento del bus usando un medidor apropiado (1, 2.5 ó 5 kV).
- Hacer la prueba de resistencia de aislamiento en los transformadores de control.
- Efectuar la prueba de resistencia de aislamiento de fase a fase en interruptores, de fase a tierra y a través de los contactos.
- Llevar a cabo la prueba de alto potencial en las botellas de vacío y verificar la integridad a través de los contactos abiertos.
- Calibrar todos los relevadores por inyección primaria y secundaria según sea apropiado.
- Verificar la operación eléctrica ON/OFF con alimentación auxiliar en C.A. o C.D.
- Verificar los valores de ajuste para disparo de los relevadores de protección a voltajes mínimos.
- Verificar la continuidad y la operación correcta de todo el alambrado remoto.
- Verificar la resistencia de aislamiento de todos los cables de control.

3.10.4 CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN ALTA TENSIÓN

VERIFICACIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Inspección general y verificación de los datos de placa.
- Operación de cierre/apertura (ON/OFF) tanto manual o con motor (para cuchillas motorizadas).
- Alineación de navajas y verificación de la separación de contactos.
- Bloqueo mecánico y sus funciones.

VERIFICACIONES ELÉCTRICAS

- Prueba de resistencia de aislamiento de fase a fase y de fase a tierra usando un probador apropiado, basado en las características del equipo.
- Prueba de sobrepotencial en C.D. de polo a polo y de polo a tierra.
- Prueba de resistencia de contacto a través de cada navaja.

VALORES DE PRUEBA

Los valores de sobrepotencial deben estar de acuerdo con los valores de tabla de las características del equipo. Por lo general, las pruebas están limitadas a un valor alrededor del 75% de los valores dados en las normas para minimizar los daños.

Los valores de la resistencia de contacto deben estar limitados alrededor de 50 micro-ohms y se deben investigar y corregir diferencias de más del 50% con respecto al contacto adyacente.

3.10.5 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

INSPECCIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Inspeccionar las partes expuestas a daño mecánico (en caso que se tengan).
- Revisar que sus tamaños (calibres) estén de acuerdo a la corriente (carga) que conducen.
- Inspeccionar que los soportes sean apropiados, el aterrizamiento de las cubiertas, las terminaciones correctas y atornilladas.
- Asegurar que los radios de los dobleces sean los valores recomendados.

PRUEBAS ELÉCTRICAS

La primer prueba es la de alto potencial en C.D. para cada conductor con los valores de voltaje de prueba apropiados basados en el voltaje y aislamiento del sistema. Esto se deberá hacer en valores incrementales de alrededor de 8 pasos a partir de cero y registrar las corrientes de fuga en cada valor de voltaje incremental. La prueba al voltaje requerido debe ser por 10 minutos, se deben tomar las lecturas de corriente de fuga durante los pasos de voltaje incrementales (una cada minuto o 30 segundos) y lo mismo durante los últimos 10 minutos con los voltajes de prueba. El voltaje se regresa a cero lentamente y se descargan a tierra las terminales para evitar voltajes residuales.

VALORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO PARA CABLES DE MEDIA TENSIÓN

VOLTAJES NOMINALES DE LÍNEA (VOLTS)	TAMAÑO DEL CONDUCTOR (AWG)	NIVEL DE AISLAMIENTO 100%	NIVEL DE AISLAMIENTO 133%
2001-5000	8-1000	25	25
5001-8000	6-1000	35	35
8001-15000	2-1000	55	65
15001-25000	1-1000	80	100
25001-35000	1/0-1000	100	NA

La prueba de resistencia de fase a fase y de fase a tierra se debe hacer con el instrumento apropiado.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

La variación en las corrientes de fuga debe ser lineal y proporcional a los voltajes incrementales.

- La pendiente debe ser negativa.
- Los valores de resistencia de aislamiento no deben ser menores de 250 megohms

3.10.6 BUS DUCTOS DE MEDIA TENSIÓN

INSPECCIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Inspeccionar el bus para daño físico en su caso y verificar capacidad de acuerdo con los datos de placa y dibujos aprobados.
- Los materiales de las barras y los herrajes deben estar de acuerdo con los datos de diseño.
- Los soportes de los aisladores, la alineación de la suspensión y la conexión a tierra deben estar apropiados.
- El apriete de los tornillos debe estar de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

PRUEBAS ELÉCTRICAS

- Las pruebas de resistencia de aislamiento de fase a fase y de fase a tierra se deben hacer con los instrumentos apropiados.
- La prueba de alto potencial en C.D. en cada fase y de fase a tierra.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

- Los valores de apriete del bus deben estar hechos con el par apropiado.
- Los valores de resistencia de aislamiento deben estar de acuerdo con la tabla siguiente:

VALORES DE PRUEBA DE ALTO POTENCIAL PARA BUS-DUCTO

VOLTAJE NOMINAL (kV)	VOLTAJE EN C.A. (kV)	VOLTAJE EN C.D. (kV)
5	14.3	20.2
15	27	37.5
25	45	-
35	60	-

- Los valores de prueba de sobrepotencial deben ser soportados de acuerdo a los valores apropiados basados en el voltaje nominal del sistema.

3.10.7 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

INSPECCIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Inspección y verificación de daño físico y verificación que estén de acuerdo con los dibujos aprobados.
- Las distancias mecánicas y la operación apropiada de las cuchillas desconectoras para los transformadores de potencial.
- Las conexiones a tierra y los puentes de corto en los transformadores de corriente deben ser apropiados.

PRUEBAS ELÉCTRICAS.

- Verificación de la polaridad de acuerdo a las conexiones.
- Relación de transformación en el caso de transformadores de potencial.
- Las pruebas de resistencia de aislamiento del secundario a tierra con instrumento de 500 V.
- **Como opcional**, la curva de saturación y prueba de burden en el lado secundario.
- Relación de transformación.
- Pruebas de inyecciones en el secundario de bajo voltaje con el primario desconectado.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

- La polaridad debe satisfacer los requerimientos de acuerdo a las conexiones, en caso contrario, corregirlas.
- La relación de transformación debe estar dentro de la tolerancia, de acuerdo a lo indicado en los reportes de prueba aprobados.
- Los valores de resistencia de aislamiento deben estar en el orden de 100 mega-ohm.

3.10.8 APARTARRAYOS

- Inspección visual y mecánica.
- Inspeccionar daños físicos como porcelana fracturada o rota.
- Que los datos de placa estén de acuerdo con los requerimientos del sistema.
- Que la conexión a tierra sea apropiada.

PRUEBAS ELÉCTRICAS

- Prueba de descarga (voltaje de descarga).
- Prueba de voltaje de radio interferencia.
- Prueba de factor de potencia (opcional).
- Prueba de continuidad de tierra.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

- El voltaje de descarga debe estar entre 1.5 y 2.0 veces el valor nominal.
- No se debe presentar voltaje de radio interferencia debajo del voltaje nominal.
- Los valores de prueba de factor de potencia no deben diferir mucho de los indicados en los certificados de prueba.
- El valor de la resistencia de la malla de tierra debe ser menor de 0.5 ohm.

3.10.9 BUSES DE LAS ESTRUCTURAS EXTERIORES

INSPECCIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Los arreglos deben estar de acuerdo con los planos.
- Verificar que los soportes estén intactos, sin fracturas o daños en la porcelana.
- Los aprietes de los tornillos del bus deben ser los apropiados.

PRUEBAS ELÉCTRICAS

- Prueba de resistencia de aislamiento en cada sección, de fase a fase y de fase a tierra.

- Prueba de sobrepotencial de fase a fase y de fase a tierra.
- Medición de resistencia de contacto en uniones del bus.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

- Los valores del par de apriete de tornillos deben estar de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.
- Los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento y sobrepotencial deben ser satisfactorios.
- La resistencia medida no debe estar arriba del 115% del valor calculado o de los resultados de la primera prueba. Si es más, se debe investigar y corregir.

3.10.10 MÁQUINAS ROTATORIAS

INSPECCIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Inspección de daño físico, en caso que exista.
- La información de los datos de placa deben estar de acuerdo con los requerimientos de los datos de la carga.
- El montaje, anclado y conexión a tierra deben ser los apropiados.

PRUEBAS ELÉCTRICAS

- Prueba de absorción dieléctrica.
- Prueba de índice de polarización.
- Prueba de resistencia de aislamiento de fase a tierra.
- Medición de corrientes de vacío y de plena carga.
- Prueba de vibración en chumaceras o baleros con dispositivos portátiles.
- Prueba de sobrepotencial de devanado a tierra basado en el voltaje del sistema 80% del valor de prueba en fábrica más 1000 volts.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

- Si el índice de polarización es menor que 3, debe de ser investigado.
- La corriente de plena carga no debe exceder al dato de placa.
- No debe haber observación en las pruebas de resistencia de aislamiento y sobrepotencial.
- Las altitudes máximas de vibración deben ser menor que los valores especificados. Generalmente menor que 0.001 pulgadas pies a pico para dos polos, 0.002 pulgadas para cuatro polos, 0.0025 pulgadas para seis polos y 0.003 para motores de mayor número de polos.

3.10.11 GENERADORES DE PLANTAS DE EMERGENCIA O SERVICIOS AUXILIARES

INSPECCIÓN VISUAL Y MECÁNICA

- Inspeccionar si hay daño físico (en su caso).
- Verificar que los datos de placa satisfagan los requerimientos nominales.
- Asegurarse que el anclaje, los soportes y conexiones a tierra sean los apropiados.

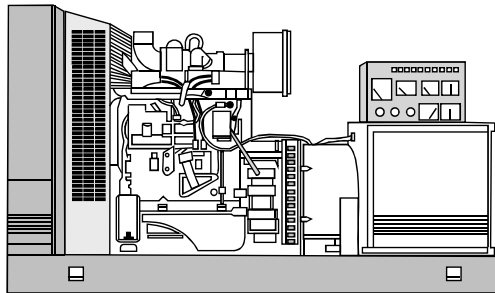
PRUEBAS ELÉCTRICAS

- Las pruebas de absorción dieléctrica de los devanados a tierra y la medición de los índices de polarización.
- Verificar la protección de salida o desconexión de la máquina.
- Prueba con carga de banco resistivo al 100% de la capacidad por un tiempo no menor de 30 minutos al 25%, 50% y 75% de carga en pasos y 3 horas al 100%. Registrar todos los parámetros eléctricos y lecturas de vibración en el acoplamiento y chumaceras.
- Prueba de sobrepotencial de fase a tierra.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

- El índice de polarización menor que 3 requiere que se investigue y se corrija.
- Los valores de prueba de carga deben coincidir con los valores del fabricante.

- Los valores de las amplitudes de vibración deben ser menores que los valores de prueba en fábrica.



GENERADOR DE EMERGENCIA

3.10.12 PRUEBAS DE MANTENIMIENTO

La Asociación Internacional de Pruebas (International Electrical Testing Association Inc) NETA recomienda la siguiente tabla, que debe ser seguida para decidir la periodicidad de las **pruebas de campo descritas anteriormente** como pruebas periódicas de mantenimiento. La tabla siguiente tiene valores que deciden la periodicidad en meses, esto es sólo como guía y suceso actual debe justificar los periodos basados en las condiciones de carga reales, así como los factores ambientales. Los valores dados en **la tabla siguiente se deben multiplicar** con los factores dados en la tabla de **matriz de la NETA**, que indica los factores multiplicadores para obtener los valores reales en meses para distintos equipos.

PROGRAMA RECOMENDADO PARA INSPECCIÓN Y FRECUENCIA DE PRUEBAS (EN MESES)

DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO	VISUAL	VISUAL Y MECÁNICA	VISUAL, ELÉCTRICA Y MECÁNICA
Tableros de interruptores	12	12	24
Transformadores pequeños tipo seco	2	12	36
Transformadores grandes tipo seco	1	12	24
Transformadores en aceite	1	12	24
Muestras de aceite	---	---	12
Cables de baja/Media/Alta tensión	2	12	36
Switch de media/Alta tensión	2	12	24
Bus ductos de media tensión	1	12	24

DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO	VISUAL	VISUAL Y MECÁNICA	VISUAL, ELÉCTRICA Y MECÁNICA
Interruptores en vacío y SF ₆ en media tensión	1	12	24
Interruptor en SF ₆ en alta tensión	1	12	12
Motor de C.A./C.D.	1	12	24
Generadores de C.A./C.D.	1	12	24
Centros de control de motores de media tensión	2	12	24
Apartarrayos	2	12	24
Capacitores	1	12	12
Reactores tipo seco	2	12	24
Buses en estructuras externas	1	12	36
Generadores de servicios auxiliares	1	2	12

FACTORES DE MULTIPLICACIÓN

La tabla denominada “**Tabla de matriz de mantenimiento**” da el valor del factor de multiplicación que debe ser aplicado para el periodo indicado en la tabla para el “programa recomendado para inspección y frecuencia de pruebas”, estos valores están basados en las condiciones del equipo, los cuales pueden depender del uso del mismo y de factores ambientales. Esto se tiene que decidir por parte del usuario y la tabla sirve como una guía de merito. La periodicidad depende también de las condiciones críticas del equipo para la operación, satisfactores de la planta o instalación en general.

El equipo que es altamente critico puede requerir 3 ó 4 veces la inspección requerida para aquellos que son poco críticos. En forma similar, la condición pobre de un equipo debido a factores locales puede requerir en forma aproximada tres veces más pruebas de inspección o mantenimiento comparado con el equipo en buenas condiciones.

TABLA DE MATRIZ DE LA NETA
(ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE PRUEBAS ELÉCTRICAS)

CONFIABILIDAD REQUERIDA DEL EQUIPO	CONDICIONES DEL CAMPO		
	POBRE	MEDIA	BUENA
Baja	1.00	2.00	2.50
Media	0.50	1.00	1.50
Alta	0.25	0.50	0.75

3.11 Introducción a los accionamientos eléctricos

3.11.1 EL CONCEPTO DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO

La mayoría del equipo de producción usado en la industria moderna consiste de tres componentes importantes: **el primo motor, el dispositivo transmisor de energía y el aparato o equipo que desarrolla el trabajo deseado**. La función de las primeras dos componentes es producir movimiento y operar al tercero.

El primo motor más comúnmente usado es por supuesto el motor eléctrico, ya que históricamente se ha demostrado que, por mucho, es superior en comportamiento a las máquinas de vapor, hidráulicas, diesel o de cualquier otro tipo. Los motores eléctricos se operan frecuentemente en forma directa de la línea de alimentación bajo sus propias condiciones inherentes de características par-velocidad y sus condiciones de operación que están dictadas por las cargas mecánicas conectadas al mismo. Sin embargo, en muchas aplicaciones, los motores eléctricos están provistos con un equipo de control por medio del cual sus características se pueden ajustar y sus condiciones de operación con respecto a la carga mecánica se puede ajustar para satisfacer requerimientos específicos. El control más común de ajustar para un motor es el de la velocidad, pero también se puede ajustar el par, la aceleración y la deceleración. El equipo de control más común consiste de relevadores, contactores, arrancadores de distinto tipo, switches maestros, dispositivos de estado sólido, tales como: diodos, transistores, tiristores, etc., controladores lógicos programables (PLC) y, en los años más recientes, el control digital.

El agregado de un motor eléctrico, el eje transmisor de potencia y el equipo de control mediante el cual las características del motor se pueden ajustar y sus condiciones de operación con respecto a la carga mecánica variada para satisfacer un requerimiento particular, se le conoce como **“Accionamiento Eléctrico”**.

Las cargas industriales requieren operar dentro de un amplio rango de velocidades, tales cargas se denominan también como: **“accionamientos de velocidad variables”**. Éstos demandan un ajuste preciso de velocidad en forma continua sobre el rango completo de velocidad. Las cargas pueden ser de par constante, requiriendo que el par sea constante a cualquier velocidad.

El par puede ser también función de la velocidad, por ejemplo, en una carga tipo bomba o tipo ventilador el par es proporcional al cuadrado de la velocidad, estas cargas están accionadas por motores hidráulicos, neumáticos o eléctricos. La característica velocidad-par de un motor eléctrico se puede modificar fácilmente para satisfacer las necesidades de la carga.

En general, se podría decir que hay muchas y distintas razones para el uso de accionamientos de velocidad variable; algunas aplicaciones, tales como las máquinas productoras de papel que no pueden operar sin estos accionamientos, en tanto que otras, como las bombas centrífugas, se pueden beneficiar con ahorros de energía.

En general los accionamientos de velocidad variable se usan para:

- Igualar la velocidad de un accionamiento a los requerimientos del proceso.
- Igualar el par de un accionamiento a los requerimientos del proceso.
- Ahorrar energía y mejorar la eficiencia.

Las necesidades para el uso de accionamientos de velocidad variable para control de velocidad y par son generalmente obvias. Los modernos accionamientos se usan para mantener la velocidad de una manera muy precisa, para estar en un rango de $\pm 0.1\%$ en forma independiente de la carga, esto comparado a la regulación de velocidad posible con una velocidad convencional fija en los motores de inducción del tipo jaula de ardilla, donde la velocidad puede variar tanto como el 3% de vacío a plena carga.

Los beneficios del ahorro de energía no siempre se aprecian por muchos usuarios. Estos ahorros son particularmente aparentes con bombas centrífugas y ventiladores, donde el par de la carga se incrementa con el cuadrado de la velocidad y el consumo de potencia con el cubo de la velocidad. Se pueden obtener ahorros de costos sustanciales en algunas aplicaciones.

3.11.2 VARIABLES EN VARIAS FORMAS

La naturaleza es compleja y la ciencia trata de explicar los fenómenos naturales observando a través de varios lentes (eléctricos, mecánicos, térmicos, etc.). La energía se puede convertir de mecánica a eléctrica y viceversa, la energía es una especie de entidad común que puede cambiar sus formas de no eléctrica a eléctrica al final de la generación y puede regresar a una forma no eléctrica de utilización.

Por lo tanto, la variable es convertible de una forma de energía a otra sin pérdidas o ganancia dentro de un sistema cerrado. En la práctica, todo proceso de conversión de la energía tiene algunas pérdidas. En la tabla siguiente, se indican distintas cantidades en diferentes formas de energía.

VARIAS CANTIDADES EN DIFERENTES FORMAS DE ENERGÍA

FORMA DE ENERGÍA	CANTIDADES
MECÁNICA	Energía, fuerza, materia, aceleración, velocidad, momento, presión, tiempo, energía potencial, energía cinética.
TÉRMICA	Calor, temperatura, entalpía, entropía, energía.
ELÉCTRICA	Energía, trabajo, potencia, corriente, voltaje, factor de potencia, resistencia, carga, potencial, potencia reactiva.
QUÍMICA	Peso molecular, sustancia, concentración de iones de hidrógeno (PH) calor de reacción química.

a) **Energía mecánica.** El trabajo mecánico está relacionado con cantidades macroscópicas. El trabajo es fuerza en el desplazamiento en la dirección de la fuerza.

$$W = F \times L \cos \theta$$

Es ángulo entre la dirección de la fuerza y la dirección del desplazamiento (L). En el Sistema Internacional de Unidades se expresa en Joules (J).

El trabajo tiene las mismas unidades que la energía (J) en el Sistema Internacional de Unidades.

b) **Calor.** El calor es energía térmica, se puede medir en calorías o en BTU o en Joules. En la actualidad, en el Sistema Internacional de Unidades (S) el Joule es usado para la energía calorífica y también otras formas de energía.

c) **Masa.** La masa y la energía están correlacionadas por la ecuación de **Eistein** ($E = MC^2$), la unidad de masa es el Kg. El **Mole** es reconocido por el S como la cantidad de sustancia. La energía se puede expresar en términos de la masa equivalente de la materia o sustancia.

El Sistema Internacional de Unidades (S^u) está siendo usado prácticamente en todo el mundo por **científicos y tecnólogos**. En este sistema, la unidad Joule (J) es recomendada como una unidad estándar para varias formas de energía. Esto simplifica los cálculos:

$$1 \text{ Joule} = 1 \text{ W.S} = 1 \text{ N.m.}$$

$$\text{W.S} = \text{Watt} - \text{segundo}$$

$$\text{N.m.} = \text{Newton} - \text{Metro}$$

$$\text{J} = \text{Joule}$$

3.11.3 ECUACIONES DIMENSIONALES

Una cantidad se puede representar por una ecuación dimensional, sin referencia a las unidades, por ejemplo, las dimensiones de fuerza (f) se deducen como sigue:

$$f = \text{masa} \times \text{aceleración} = \text{masa} \times \frac{\text{Cambio en la velocidad}}{\text{tiempo}}$$

La ecuación dimensional para lo mismo es:

$$[F] = [M] \frac{[L]}{[T^2]} = [M] [L] [T]^{-2}$$

Si se usa el sistema SI de unidades, la unidad de fuerza (f) es:

$$\text{Newton (N)} = \text{Kg} \frac{\text{metro}}{\text{segundo}^2} = \text{Kg m/S}^2$$

En la tabla siguiente, se dan las dimensiones y unidades de algunas cantidades físicas.

DIMENSIONES Y UNIDADES DE ALGUNAS CANTIDADES FÍSICAS

CANTIDAD	DIMENSIONES	UNIDADES EN EL SISTEMA S
Longitud	L	metro (m)
Masa	M	kilogramo (Kg)
Tiempo	T	Segundo (s)
Velocidad	$\left[\frac{L}{T} \right]$	metro / segundo (m/s)
Aceleración	$\left[\frac{L}{T^2} \right]$	metro / segundo ² (m/s ²)
Fuerza = (Masa x aceleración)	$\left[\frac{ML}{T^2} \right]$	Kg.m/s ² =N (Newton)
Trabajo = (Fuerza x distancia)	$\left[\frac{ML^2}{T^2} \right]$	$\frac{Kg m^2}{S^2} = Joule (J)$
Energía = Las mismas dimensiones que el trabajo = Fuerza x distancia	$\left[\frac{ML^2}{T^2} \right]$	$\frac{Kg m^2}{S^2} = J$
Potencia = Trabajo / tiempo	$\left[\frac{ML^2}{T^3} \right]$	$\frac{Kgm^2}{S^3} = W (watt)$

Aún en el mundo existen sistemas de unidades distintos al S, cualquier medición en un sistema de unidades se puede convertir en otro sistema usando un **factor de conversión** apropiado.

ALGUNAS UNIDADES DERIVADAS DEL S

CANTIDAD	NOMBRE DE LA UNIDAD	DIMENSIONES
Área	metro cuadrado	m ²
Volumen	metro cúbico	m ³
Velocidad	metro/segundo	m/s

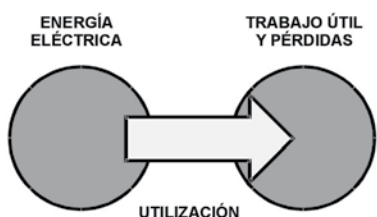
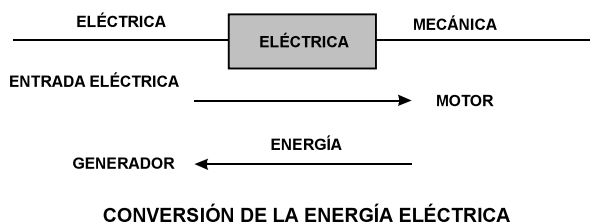
Aceleración	metro/segundo ²	m/s ²
Volumen específico	metro cúbico/kg	m ³ /kg
Densidad, densidad de masa	kilogramo/metro ³	kg/m ³
Concentración de sustancia	mole por metro cúbico	mol / m ³
Actividad (radioactiva)	1 por segundo	1/s
Luminancia (luz)	candela / metro cuadrado	cd / m ²

ALGUNAS CANTIDADES IMPORTANTES DEL S Y NO DEL S

CANTIDAD FÍSICA	NOMBRE DE LA UNIDAD	SÍMBOLO	DEFINICIÓN / CONVERSIÓN
Longitud	metro (SI)	m	-
	pulgada	pulg	2.54 x 10 ⁻² m
	ángstrom	Å	10 ⁻¹⁰ m
Área	Metro cuadrado (SI)	m ²	-
Volumen	Metro cúbico (SI)	m ³	-
	Litro	L	dm ³
	Centímetro (cúbico)	cm ³	-
Fuerza	Newton (SI)	N	Kg.m.S ⁻²
	Libra Fuerza	lbf	4.44822 N
Energía	Joule (SI)	J	W.s
	Caloría	Cal	4.18J
	Libra-pie	Lb-pie	1.35 gJ
Presión	Pascal (SI)	Pa	N.m ⁻²
	Bar	Bar	10 ⁵ Pa
	Atmósfera	Atm	101325 Pa
	Torr	Torr	atm/760 ó 101325; Pa/760
Cantidad de Sustancia	Mole	mol	Número de átomos en 0.012 Kg de carbón 12
Masa	Kilogramo	Kg	10 ³ gramos
	Libra	Lg	0.45359237 Kg
	Masa atómica (Daltón)	u	1.66057 x 10 ⁻²⁷ Kg

3.11.4 FORMAS DE ENERGÍA Y CONVERSIÓN A TRABAJO

La energía en la forma eléctrica se puede generar en distintas formas de las disponibles en la naturaleza (hidráulica, eólica, solar) o derivadas (nuclear, termoeléctrica, etc.) y en ese sentido, la electricidad es un simple vehículo para la transmisión, utilización, control y transferencia de información.



LA UTILIZACIÓN EN CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA

LAS UNIDADES PRÁCTICAS DE ENERGÍA MÁS COMUNES

En los cálculos con el S, el Joule (J) es la unidad estándar de energía más ampliamente usada, y como el Joule es una cantidad de energía muy pequeña, se usan algunos prefijos como el kilo.

Más del 50% de la energía comercial es transmitida y alimentada a través de un sistema eléctrico de potencia, de aquí que las siguientes unidades basadas en el S son las más ampliamente usadas. La Comisión Internacional de Electrotecnia (EC) recomienda la misma. Desde la década de los 60's, varios países están usando este sistema de unidades para medición.

En el S se usan las siguientes unidades para energía, trabajo y potencia.

Energía	Joule (J)	Potencia	Watt (W)
Fuerza	Newton (N)	1 Joule = 1 J = 1 WJ = 1 Nm	

Como el joule es una unidad relativamente pequeña, se requieren múltiplos y prefijos para expresar mediciones grandes que ocurren en la práctica. Siguiendo los prefijos estándar usados más frecuentemente en la tecnología de la energía y recomendados en el S, se tiene:

PREFIJOS ESTÁNDAR PARA CANTIDADES MAYORES

K	M	G	T	P	E
Kilo	Mega	Giga	Tera	Peta	exa
10 ³	10 ⁶	10 ⁹	10 ¹²	10 ¹⁵	10 ¹⁸

Cualquier unidad de energía proveniente de un sistema de unidades de medición se puede convertir en Joule (la unidad de energía en el S) y viceversa, usando los siguientes factores de conversión estándar:

1 Kwh = 860 Kcal	1 cal = 4.19 J	1 Kgm = 9.81 J
------------------	----------------	----------------

3.12 Motores de corriente directa

3.12.1 LAS PARTES CONSTITUTIVAS DE UN MOTOR DE CORRIENTE DIRECTA

Las partes principales de un motor de C.D. pueden tener algunas variantes de acuerdo con el tamaño del motor, y aquí conviene recordar que pueden haber motores de C.D. de gran potencia para aplicaciones industriales, motores de pequeña potencia (muy pequeña), como los usados en juguetes, y motores de alta precisión en su control para algunas aplicaciones específicas, como es el caso de la robótica.

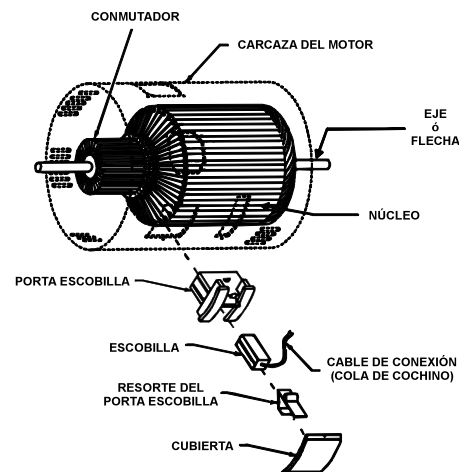
En forma independiente del tipo de motor, las partes principales del motor de C.D. son las siguientes:

1. La armadura.
2. El núcleo laminado sobre el cual se devana la armadura.
3. La carcasa en donde se devana o bobina la armadura.
4. El eje.
5. Los campos magnéticos, ya sean a base de imán permanente o electroimán.
6. El conmutador.
7. Las escobillas.

3.12.2 LA ARMADURA

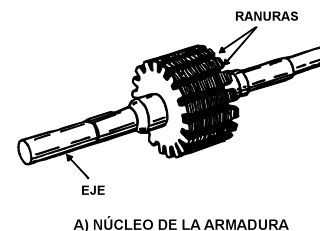
La armadura consiste de un número de bobinas de alambre devanadas y alojadas en las ranuras de un núcleo circular laminado. El núcleo está hecho de un material ferroso, que no soporta únicamente a las bobinas, sino también incrementa su inductancia.

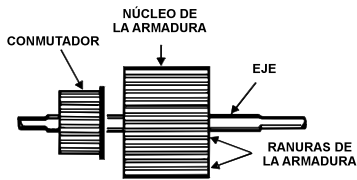
En la medida que circula corriente eléctrica a través de estas bobinas, se convierten en electroimanes y quedan rodeadas por un campo magnético intenso. Los extremos de las bobinas se conectan a unas barras metálicas que constituyen el conmutador. Cada bobina se conecta a un par de segmentos del conmutador. El conjunto completo de la armadura y del conmutador se monta sobre el eje. El eje soporta a este conjunto, y mediante rodamiento permite hacer girar a la armadura y a su conmutador asociado para girar.



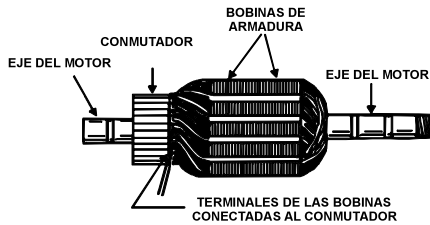
REPRESENTACIÓN Y PARTES PRINCIPALES DE UN MOTOR DE CORRIENTE DIRECTA

DISTINTAS FASES DEL ARMADO DE UNA ARMADURA

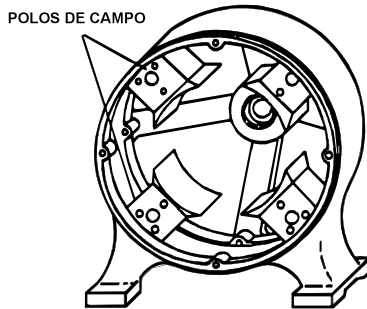




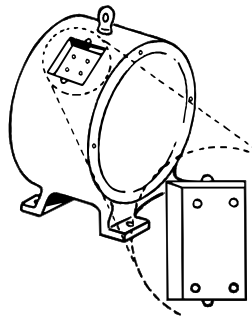
B) ARMADURA CON EL CONMUTADOR



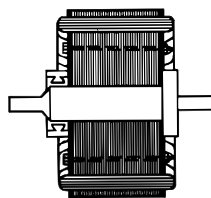
C) ARMADURA CON SUS BOBINAS



CARCAZA Y POLOS DE UN MOTOR DE C.D.



CARCAZA Y CAJA DE CONEXIONES



ARMADURA

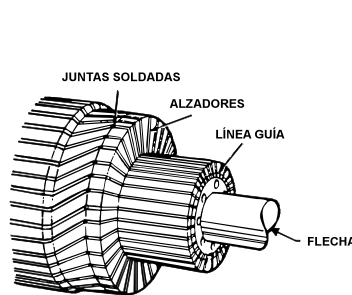
Cuando circula una corriente eléctrica a través de las bobinas de la armadura se comporta como un electroimán, el paso de ésta se hace por medio de escobillas y portaescobillas. La corriente pasa a un conmutador formado por segmentos y circula solo por aquellos segmentos del conmutador con los cuales la escobilla hace contacto. Pero dado que el conmutador está montado sobre un eje o flecha giratoria, los segmentos reciben todas corrientes en su oportunidad. En la medida que cada bobina recibe corriente, se comporta como un electroimán y de esta manera queda rodeada de un campo magnético.

3.12.3 ESCOBILLAS

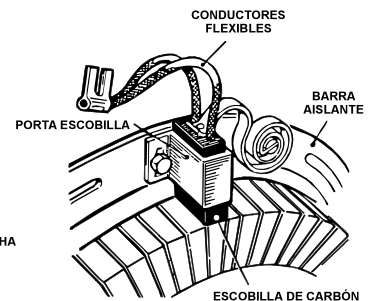
Las escobillas se montan en dispositivos conocidos como portaescobillas. La cara de las escobillas descansa sobre el conmutador rotatorio, con una corriente eléctrica circulando a través de las escobillas hacia las barras del conmutador. Las escobillas se fabrican de carbón tratado para tener diferentes propiedades eléctricas y se identifican como de: carbón duro, de carbón electrográfico, grafito y metal-grafito.

3.12.4 CONMUTADOR

El conmutador consiste de barras de cobre duro rectangulares montadas sobre el eje y aisladas unas de otras formando un círculo alrededor del eje, y en consecuencia, girar con él. Cada bobina de armadura hace conexión con un par de barras.



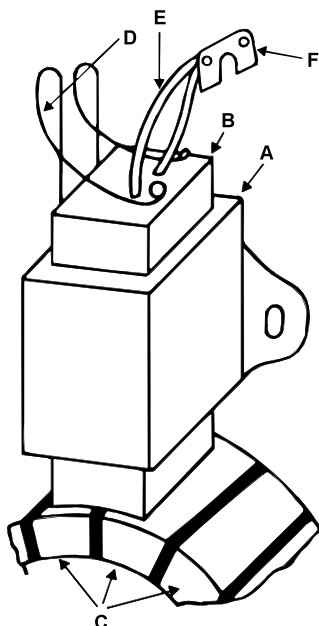
CONMUTADOR MOSTRANDO SUS PARTES



MONTAJE DE PORTA ESCOBILLAS

El portaescobillas consiste de varillas de carbón que se deslizan libremente en los soportes o portaescobillas individuales. Los soportes pueden estar hechos de

material aislante o no aislante y, están atornillados a una barra aislante.



El portaescobillas consta de:

- Sujetadores (A) que son unas piezas que se fijan a uno de los extremos acampanados por medios de aislantes.
- Las escobillas de carbón (B).
- Las escobillas se montan sobre el conmutador (C).
- Las escobillas se presionan por los muelles (D).
- Los conductores flexibles (E) empotrados en los carbones terminan en las lengüetas de conexión (F).

Las escobillas pequeñas pueden ser planas en su extremo de contacto, los carbones grandes deben tener una curvatura que se adapte al conmutador.

3.12.5 LA FUNCIÓN DE LAS COMPONENTES DE LOS MOTORES DE CORRIENTE DIRECTA

De acuerdo con lo estudiado en párrafos anteriores, hay básicamente tres elementos que tienen lugar en la acción del motor:

1. Muchas bobinas de alambre devanado sobre un rotor cilíndrico o armadura sobre el eje del motor.
2. Un campo magnético necesario para la acción del motor que es creado por polos que originan el campo electromagnético. Las bobinas se colocan en los polos que están montados en el interior de la carcasa. Cuando se coloca la armadura dentro de la carcasa del motor, los conductores del devanado de armadura quedan situados dentro de las líneas de campo magnético producidas por los polos colocados alrededor del estator. La parte cilíndrica estacionaria del motor se le conoce como el estator.
3. El eje de la armadura queda libre de girar, debido a que está soportado en ambos extremos por chumaceras. La libertad de giro o rotación se asegura proporcionando el espacio entre el rotor y las caras de los polos magnéticos.

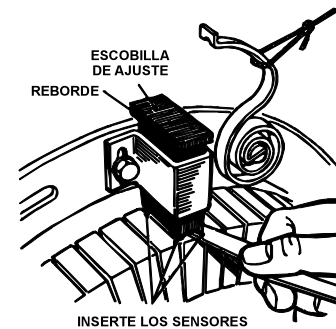
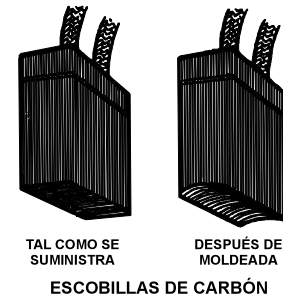
3.12.6 LA CARCAZA

Se hacen de hierro, de manera que sea usado para completar el circuito magnético creado por los campos. Tradicionalmente las carcazas se fabrican de tres tipos: Abierta, Semicerrada y Cerrada.

La carcaza de tipo abierto tiene los extremos de las tapas abiertos, de manera que el aire pueda circular libremente a través de la máquina.

La carcaza semicerrada tiene pequeños agujeros en las tapas para permitir la circulación del aire, pero previene la entrada de objetos extraños a la máquina.

La carcaza tipo cerrada tiene las tapas cerradas completamente. Se usa en ciertas áreas, como son aquellas clasificadas como peligrosas: las que tienen materiales flamables, humos, etc. Algunos motores son a prueba de agua, lo cual les permite operar bajo la acción de la misma.



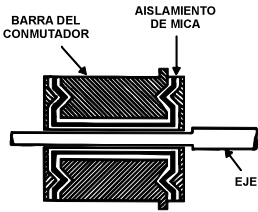
AJUSTE DE LAS ESCOILLAS AL CONMUTADOR

3.12.7 LOS POLOS DE CAMPO

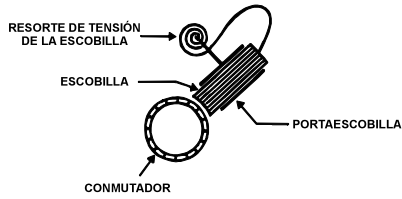
Están contruidos de hierro, ya sea sólido o laminado formado por paquetes de láminas delgadas llamadas laminaciones. Los polos de hierro soportan a los devanados de campo y completan el circuito magnético entre la carcaza y la armadura.

3.12.8 LAS CHUMACERAS

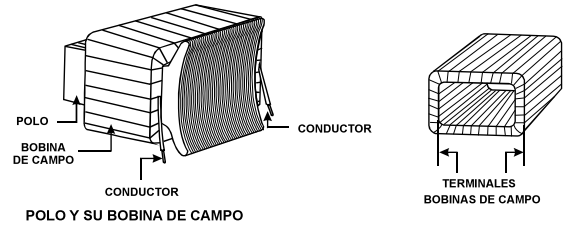
Usadas en los motores de C.D., se montan alrededor de la flecha de la armadura y soportan el paso de la misma. Se hacen de tres tipos generales: de baleros, de deslizamiento y de rodamientos. También se usan anillos o cojinetes con película de aceite con rodamientos. Los anillos llevan el aceite a la flecha, el anillo gira cuando la máquina opera, ya que de otra manera los rodamientos se dañan.



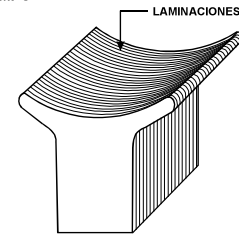
SECCIÓN TRANSVERSAL DE UN CONMUTADOR



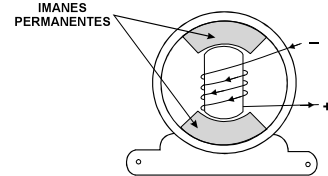
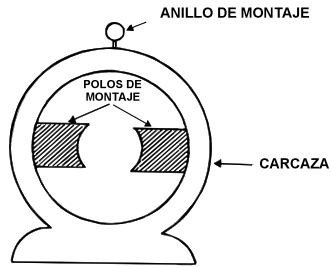
DETALLE DE LA ESCOBILLA, PORTAESCOBILLA Y MONTAJE SOBRE EL CONMUTADOR



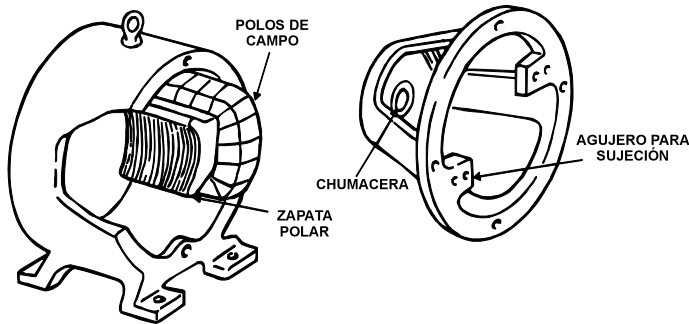
POLO Y SU BOBINA DE CAMPO



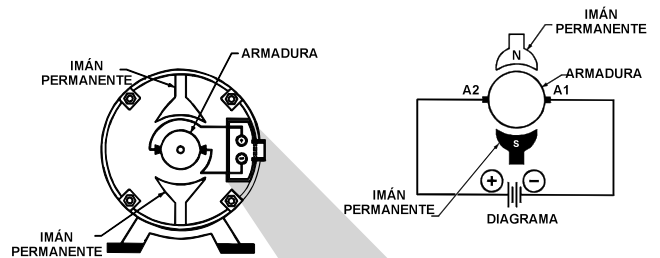
VISTA DE UN POLO LAMINADO



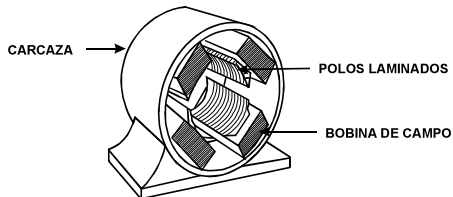
MOTOR DE C.D. CON IMANES PERMANENTES



CARCAZA Y PARTES PRINCIPALES QUE LA FORMAN



MOTOR DE C.D. CON IMANES PERMANENTES



ESTATOR DE UN MOTOR DE C.D. MOSTRANDO LA CARCAZA Y LOS POLOS

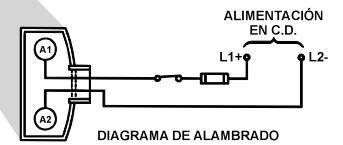


DIAGRAMA DE ALAMBRADO

3.13 Determinación de la capacidad y características de arranque y frenado en motores

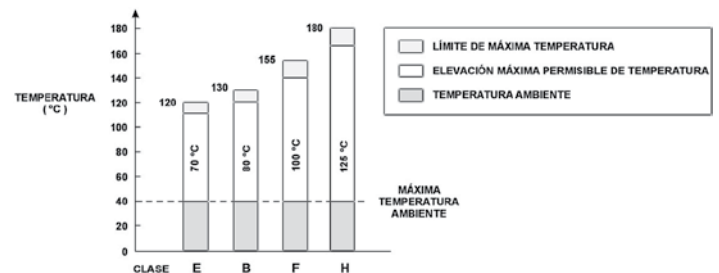
3.13.1 EL TAMAÑO Y CAPACIDAD

Los factores que gobiernan el tamaño y capacidad de un motor para cualquier servicio particular son su máxima elevación de temperatura bajo ciertas condiciones de carga dadas y el máximo par requerido. Se ha encontrado que un motor, el cual es satisfactorio desde el punto de vista de la máxima elevación de temperatura, por lo general también satisface el requerimiento del máximo par.

Para aislamiento clase A, la máxima temperatura permisible es 40 °C, en tanto que para aislamiento clase B, es 50 °C. Esta elevación de temperatura depende de si el motor opera en forma continua, en forma intermitente o con carga variable. Existen distintas capacidades para motores eléctricos, como las indicadas a continuación:

1. **Capacidad continua.** Está basada en la máxima carga que el motor puede entregar para un período indefinido sin que su temperatura exceda los límites especificados y también teniendo la capacidad de tomar el 25% de sobrecarga para un periodo de tiempo que no exceda dos horas bajo las mismas condiciones. Por ejemplo, si un motor tiene como dato de placa una potencia continua de 10 KW, esto significa que es capaz de dar una salida de 10 KW en forma continua para un periodo indefinido de tiempo y 12.5 KW para un periodo de 2 horas, sin que su temperatura exceda los límites especificados.
2. **Máxima capacidad continua.** Es la capacidad de carga indicada antes pero sin capacidad de sobrecarga, de aquí que estos motores sean un poco inferiores a los motores de capacidad continua.
3. **Capacidad intermitente.** Está basada en la potencia que el motor puede entregar para un periodo específico, por ejemplo, 1 hora, ½ hora ó ¼ de hora sin exceder su elevación de temperatura.

Esta capacidad indica la máxima carga del motor para el tiempo especificado, seguido por un periodo de no carga, durante el cual la máquina se enfría a su temperatura original.



RESUMEN DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURAS PARA CLASES DE AISLAMIENTO DE MATERIALES

DE RATEO DE UN MOTOR POR TEMPERATURA Y ALTITUD

TEMPERATURA AMBIENTE	SALIDA PERMISIBLE COMO % DE LA SALIDA NOMINAL	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	SALIDA PERMISIBLE COMO % DE LA SALIDA NOMINAL
30°C	107%	1,000 m	100%
40°C	100%	1,500 m	96%
45°C	96%	2,000 m	92%
50°C	92%	2,500 m	88%
55°C	87%	3,000 m	84%
60°C	82%	3,500 m	80%
70°C	65%	4,000 m	76%

3.13.2 ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL MOTOR

Debido a que la limitación primaria para la operación de un motor eléctrico es su elevación de temperatura, entonces la capacidad del motor se calcula sobre la base de su elevación de temperatura promedio, ésta depende del calentamiento promedio, el cual es proporcional al cuadrado de la corriente y al tiempo durante el cual la carga persiste.

Por ejemplo, si un motor acciona una carga L_1 por un tiempo t_1 y una carga L_2 por un tiempo t_2 , y así sucesivamente, entonces el calentamiento promedio es proporcional a la suma del cuadrado de las cargas por sus respectivos tiempos.

Calentamiento promedio $\propto L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_n^2 t_n$. De hecho, el calentamiento es proporcional al cuadrado de la corriente, pero en virtud de que la carga se puede expresar en términos de la corriente demandada, la proporcionalidad se puede tomar para la carga en lugar de la corriente, por lo tanto:

$$\text{Tamaño del motor} = \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

Por lo general, la carga en un motor se expresa por su ciclo de carga, usualmente hay periodos de no carga en el ciclo. Cuando el motor opera en vacío (sin carga), el calor generado es pequeño, aún cuando la disipación del calor continua con el mismo índice, como si la máquina estuviera con carga; sin embargo, hay una diferencia en el calentamiento de un motor operando en vacío y cuando está en reposo, en algunos países, de acuerdo con su experiencia, es una práctica común considerar el periodo de reposo como un tercio, mientras se procede al cálculo del tamaño del motor. Como resultado, se tiene un tamaño de motor mayor en su capacidad, lo cual es ventajoso y seguro.

3.13.3 DISTINTOS TIPOS DE CARGAS INDUSTRIALES

En general hay tres tipos de cargas industriales para los cuales se requiere que trabajen los motores:

- a) Cargas continuas.
- b) Cargas intermitentes.
- c) Cargas variables o fluctuantes.

El tamaño del motor depende de dos factores:

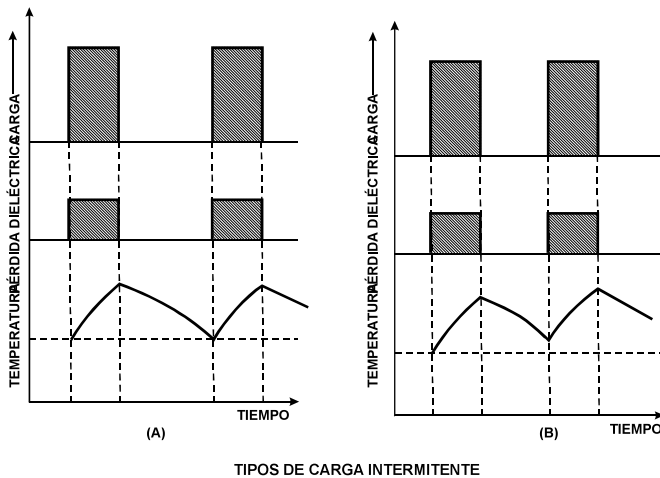
El primero es la elevación de temperatura, la cual a su vez depende de si el motor opera sobre una carga continua o bien intermitente.

En segundo dependerá del máximo par a ser desarrollado por el motor, teniendo en mente los requerimientos del par de la carga, la capacidad del motor estará decidida por las condiciones de la carga, como se describe a continuación:

- a) **Cargas continuas.** En tales casos, el cálculo del tamaño del motor es simple porque las cargas como bombas o ventiladores requieren una potencia de entrada constante para mantenerlos en operación; sin embargo, es esencial calcular la capacidad del motor correctamente en KW. Si la capacidad del motor en KW es menor que la requerida, el motor se sobrecalentará y en consecuencia se puede quemar. Si por otro lado, la capacidad en KW es mayor que la requerida por la carga, el motor opera frío, pero a una eficiencia y potencia menor.
- b) **Cargas intermitentes.** Este tipo de cargas pueden ser de los siguientes dos tipos:
 - **Motores cargados por periodos de tiempo cortos.** En este tipo de carga, el motor es cargado por un tiempo corto y luego desconectado por un tiempo suficientemente largo, permitiendo que el motor se enfríe a la temperatura ambiente, como se muestra en la siguiente figura (a). En tales casos, se recomienda un motor con una capacidad de corto plazo.

- **Motores cargados por corto tiempo y luego desconectado por corto tiempo.** En estos motores, el tiempo de desconexión es tan corto que el motor no alcanza a enfriarse a la temperatura ambiente, como se muestra en la siguiente figura (B). En tales casos, es recomendable un motor de operación continua o alta demanda de corto tiempo, el cual cuando opera sobre un ciclo de carga dado no excederá el límite de elevación de temperatura permitido, cuando opera con un ciclo de carga particular.

En todos los casos, se debe observar el calentamiento del motor o la elevación de temperatura.



- c) **Cargas variables o fluctuantes.** En el caso de tales cargas, el método más preciso para seleccionar el motor más apropiado es el uso de las curvas de calentamiento y enfriamiento, así como las fluctuaciones de carga para un cierto número de motores. Para este propósito, se debe seleccionar un motor de tamaño más pequeño que no exceda la elevación permitida de temperatura cuando opera bajo un ciclo de carga particular.

Sin embargo, un método simple pero suficientemente preciso para la selección de la capacidad de un motor es suponer que el calentamiento es proporcional al cuadrado de la corriente, y por lo tanto, al cuadrado de la carga. La capacidad continua deseable del motor debería ser igual al valor r.m.s. de la corriente de carga.

3.13.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS CICLOS DE TRABAJO DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

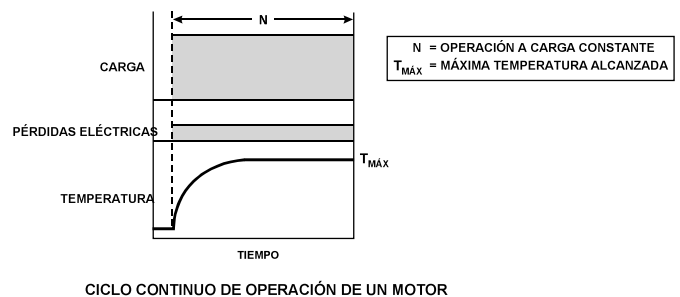
La potencia de salida de los motores eléctricos dada en los catálogos de los fabricantes está basada sobre algunas suposiciones acerca de las aplicaciones propuestas y del ciclo de trabajo del motor. Es una práctica común basar la potencia del motor sobre un **ciclo de operación continuo**.

Como se ha mostrado en los ejemplos anteriores, los ciclos de trabajo están normalmente calculados de manera que la carga promedio sobre un período de tiempo, sea menor que la capacidad de carga continua.

El ciclo de operación continuo presenta las principales características:

- Operación a una carga mecánica constante para un período suficiente de duración para el equilibrio térmico a ser alcanzado.
- En la ausencia de cualquier indicación del tipo de ciclo especificado para un motor, se debe suponer que el ciclo de operación es continuo.

Las principales características de este ciclo, se muestran en la siguiente figura:



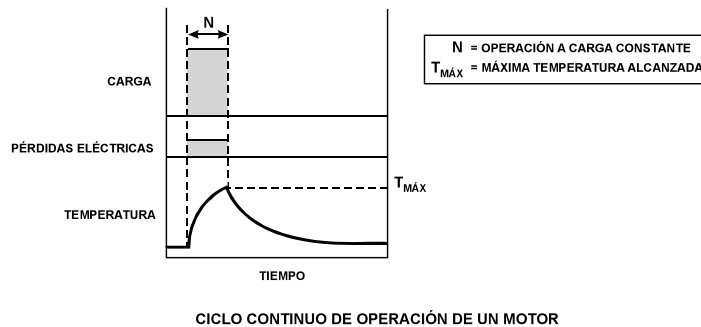
El ciclo de tiempo – corto

Las características relevantes son:

- Operación con carga constante para un período de tiempo que es menor que el requerido para alcanzar el equilibrio térmico, seguido de un reposo y un período de desenergización del motor de suficiente duración, como para que la máquina pueda restablecer la temperatura dentro de los 20 °C de la temperatura ambiente o de enfriamiento.

- Los valores de 10, 30, 60 y 90 min. son períodos recomendados para la duración nominal del ciclo de trabajo.

En la siguiente figura, se muestra este ciclo de operación:



3.13.5 CALENTAMIENTO DE UN MOTOR O ELEVACIÓN DE TEMPERATURA

La elevación de temperatura en un motor es el resultado del calor generado por las pérdidas, y una expresión para esta elevación de temperatura se obtiene igualando el índice al cual el calor está siendo generado por estas pérdidas, con el índice al cual el calor está siendo absorbido por el motor para la elevación de temperatura en el motor y su disipación desde la superficie expuesta al medio de enfriamiento.

De manera que en la medida que la temperatura se eleva, el calor generado será almacenado en el cuerpo del motor y el resto será disipado al medio de enfriamiento, dependiendo de la diferencia en las temperaturas. Esto se conoce como una situación inestable o transitoria.

Si la temperatura del cuerpo del motor se eleva, tiene que almacenar calor. La cantidad de calor almacenada depende de la capacidad de calor del cuerpo, si la temperatura de la máquina permanece constante, esto es, que no se eleva, entonces no habrá almacenamiento de calor a continuación y todo el calor generado debe ser disipado. De manera que el índice de generación de calor en el motor es igual al índice de disipación por la superficie de enfriamiento, a esto se le conoce como una **situación estable**.

3.13.6 ENFRIAMIENTO Y VENTILACIÓN DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

Todas las máquinas rotatorias generan calor como resultado de las pérdidas eléctricas y mecánicas dentro de la propia máquina. Las pérdidas son altas durante el arranque o frenado dinámico y también se aumentan cuando se incrementa la carga, entonces se requiere de enfriamiento para la continua transferencia del calor a un medio de enfriamiento, como el aire por ejemplo.

3.13.7 EFECTOS DEL CALENTAMIENTO

Como se ha mencionado, el calentamiento de una máquina es una función de las pérdidas dentro de la misma, que son desarrolladas como calor. El enfriamiento de la máquina depende de las facilidades para la disipación del calor, es decir, la ventilación al medio exterior, tal como aire, aceite o sólidos. La elevación de temperatura depende de la interrelación entre calentamiento y enfriamiento. Bajo condiciones de estado estable, la elevación final de temperatura se alcanza cuando los índices de producción y disipación de calor son iguales. Las máquinas eléctricas están diseñadas para una elevación de temperatura limitada.

En los peores casos, si la máquina se sobrecarga por períodos de tiempo prolongados, la temperatura final puede ser mayor que la permisible, pudiendo ocurrir daño. Esto puede manifestarse como una ruptura térmica del aislamiento, que puede causar un corto circuito en el motor. Los límites permisibles de temperatura deben ser consultados para la aplicación de motores.

3.13.8 CURVAS DE CALENTAMIENTO Y ENFRIAMIENTO

En la medida que una máquina se puede considerar como un cuerpo homogéneo que desarrolla calor internamente a un índice uniforme y el calor disipado es proporcional a su elevación de temperatura, la relación entre elevación de temperatura y tiempo se puede expresar como una función exponencial.

Sea:

P = Calor desarrollado, joules/seg ó watts.

G = Peso de las partes activas de la máquina (Kg).

H = Calor específico J por Kg por °C.

S = Superficie de enfriamiento en m^2 .

λ = Disipación del calor específico o emisividad

J por segundo por m^2 de superficie por °C de diferencia entre la superficie y el medio ambiente de enfriamiento.

θ = Elevación de temperatura °C.

θ_m = Elevación final de temperatura en °C.

t = Tiempo en seg.

τ = Constante de tiempo de calentamiento (seg).

τ_1 = Constante de tiempo de enfriamiento (seg).

3.13.9 ARRANQUE

Los procesos más importantes asociados con un accionamiento eléctrico controlado son:

- a) Arranque.
- b) Control de velocidad o variación de la velocidad de rotación.
- c) Frenado.
- d) Inversión de la dirección de rotación.

Como regla, todos estos son procesos transitorios que ocurren en el sistema de accionamiento.

El arranque de un accionamiento involucra un cambio en su estado desde el reposo hasta la rotación en estado estable. El proceso de arranque es el fenómeno más importante en la operación total del accionamiento. El control del proceso de arranque esencialmente consiste del control de la aceleración del accionamiento del motor y es básicamente un problema de modificación de las características par-velocidad del motor, de tal manera que se obtenga el comportamiento de arranque deseado.

3.13.10 EL EFECTO DEL ARRANQUE EN LA FUENTE DE ALIMENTACIÓN, EL MOTOR Y LA CARGA

Mientras se estudia el arranque de los sistemas de accionamiento eléctrico es necesario considerar tres factores:

- a) El efecto del arranque sobre la fuente de alimentación.
- b) El efecto del arranque sobre el accionamiento del propio motor
- c) El efecto del arranque sobre la carga mecánica conectada.

La red de alimentación a la cual el motor está conectado puede afectar la selección del dispositivo de arranque, desde el siguiente punto de vista: la excesiva caída de voltaje debida al pico de la corriente de arranque puede interferir con la alimentación, de tal manera que pueda no ser tolerable por otros equipos, o bien por otros consumidores conectados a la misma red de alimentación.

Debido a que el arranque está asociado con corrientes excesivas, el efecto del arranque sobre el motor mismo se debe también considerar en forma cuidadosa. Las corrientes de arranque se suman al calentamiento del motor por una cantidad que depende de sus valores r.m.s. y sobre la frecuencia de arranque. En un motor de C.D., la limitación puede ser una buena conmutación en lugar del calentamiento debido a que las máquinas de C.D. tienen un cierto límite máximo para la corriente determinada por el proceso de conmutación.

El equipo conectado al motor de accionamiento puede imponer estrictas restricciones sobre el tipo de ciclo de aceleración y sobre la máxima aceleración permisible. La falta de confort para los pasajeros de trenes y elevadores puede ser muy bien ajustada a un límite superior a la tasa de aceleración. Las grúas, excavadoras y equipo similar para manejo de materiales se debe equipar de manera que el operador tenga el control preciso sobre la carga sin importar que sea ligera o pesada.

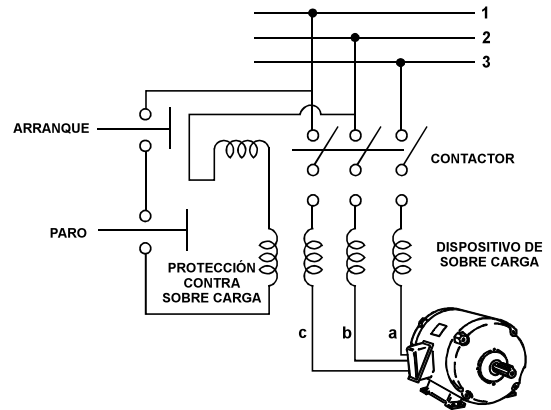
3.13.11 MÉTODOS DE ARRANQUE DE MOTORES ELÉCTRICOS

Los diferentes métodos de arranque de los varios tipos de motores eléctricos se describen brevemente a continuación:

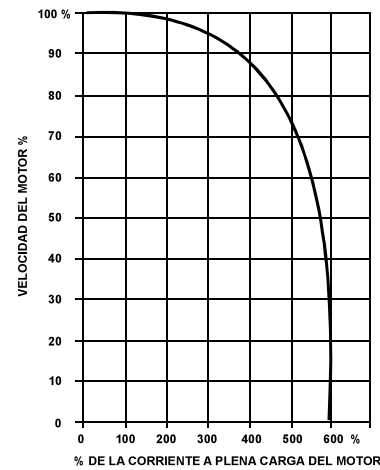
1. Arranque a voltaje pleno.

Este método involucra la aplicación del voltaje pleno de línea a las terminales del motor y se puede llamar también "Arranque directo a la línea". Los motores de C.D. hasta 2 KW y los motores de inducción de jaula de ardilla hasta 4 ó 5 KW se pueden arrancar directamente de la línea.

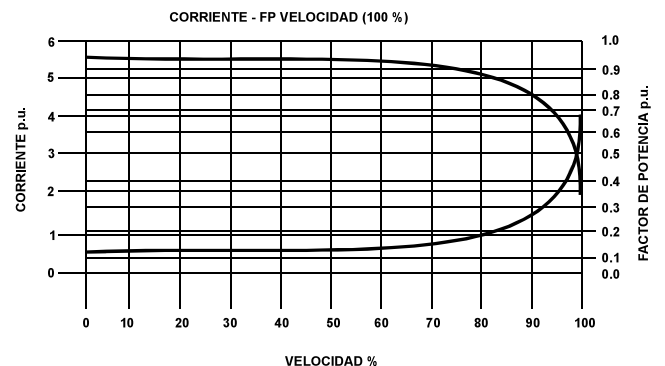
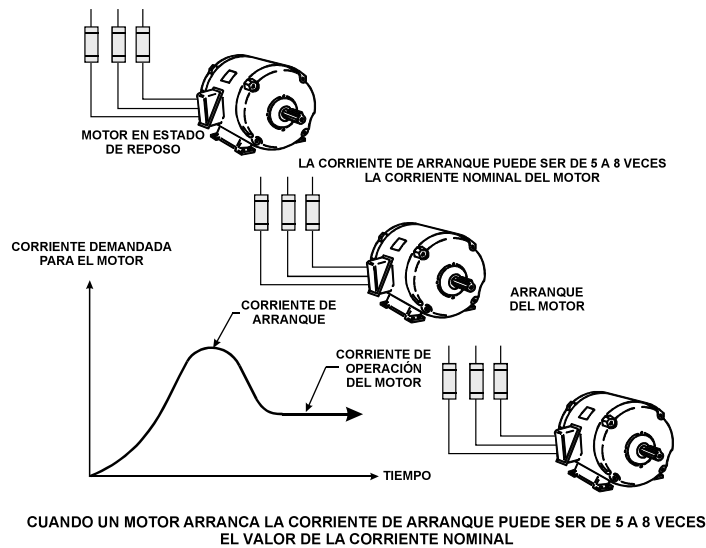
El arrancador emplea una cuchilla desconectadora o contactor directo a la línea, como se muestra en la siguiente figura. La corriente de arranque es alta, pudiendo estar en el rango de 4 a 7 veces la corriente de plena carga, el valor real depende del tamaño y diseño del motor, tales corrientes de arranque elevadas producen una caída de voltaje relativamente grande en la línea con los efectos consecuentes para otros usuarios de la misma red de alimentación.



MOTOR DE ARRANQUE CONECTADO DIRECTO A LA LÍNEA



LA CORRIENTE QUE DEMANDA EL MOTOR AL ARRANQUE ES MAYOR QUE LA NOMINAL



CORRIENTE EN UN MOTOR DURANTE LAS CONDICIONES DE ARRANQUE

También, si circula una corriente elevada por un tiempo largo se puede sobrecalentar el motor y producir daño al aislamiento, en tal caso se debe usar el arranque a voltaje reducido.

3.13.12 LOS DIAGRAMAS DE CONTROL

Para las personas familiarizadas en el ámbito de control, se sabe que con fines de diseño y/o construcción, así como para facilitar las labores de mantenimiento, hay dos clases de diagramas de control, los llamados **diagramas de alambrado** y los **diagramas de línea o escalera**.

Para la conexión del equipo, son de utilidad los llamados diagramas de alambrado, en los cuales se muestran todos los dispositivos en el sistema en la posición en la cual están localizados en sus gabinetes. El diagrama de alambrado es muy útil cuando los dispositivos se instalan, ya que muestran exactamente, en el caso del control de motores, dónde están conectadas las líneas de alimentación (fuerza), los dispositivos de control y los motores.

La desventaja de los diagramas de alambrado es que son difíciles de seguir cuando es necesario que se entienda la secuencia eléctrica de los circuitos, para esto, se debe apoyar en los llamados diagramas de línea o de escalera, en donde se muestra en forma muy simple la función de los circuitos y en donde todos los circuitos de control se conectan entre L₁ y L₂ en los controladores trifásicos.

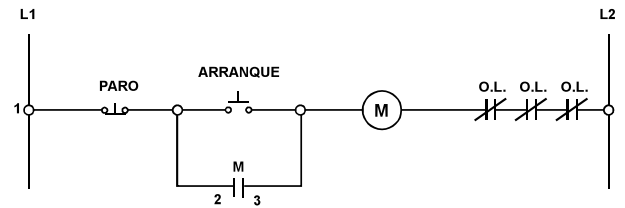


DIAGRAMA DE ESCALERA O LÍNEA PARA LA ESTACIÓN DE BOTONES

3.13.13 CONEXIÓN DE ARRANCADORES

3.13.14 SWITCH ARRANCADOR CON ESTACIÓN DE BOTONES PARA MOTOR FRACCIONARIO

El arrancador de switch con botones para motores fraccionarios es uno de los tipos más simples de switch o desconectores que conectan al motor directamente a la línea. Se localizan dos botones en switch, uno para el arranque y el otro para el paro del motor. Estos switches con botones se equipan generalmente con relevadores de sobrecarga o elementos térmicos.

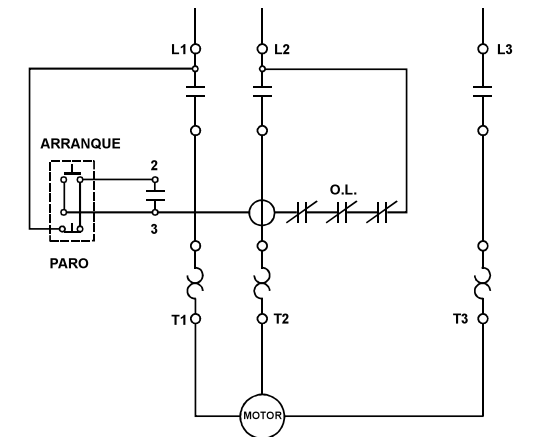
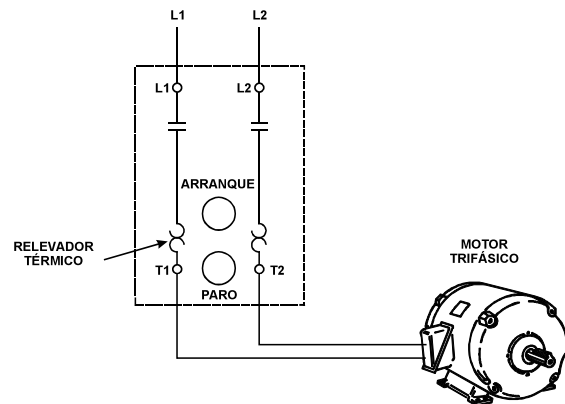
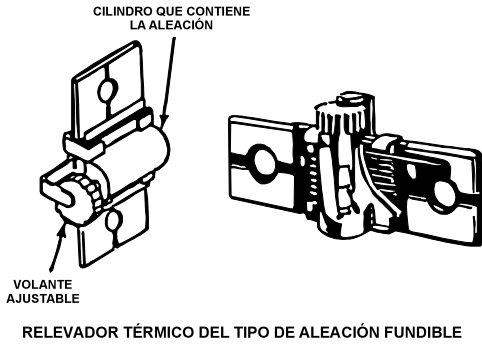


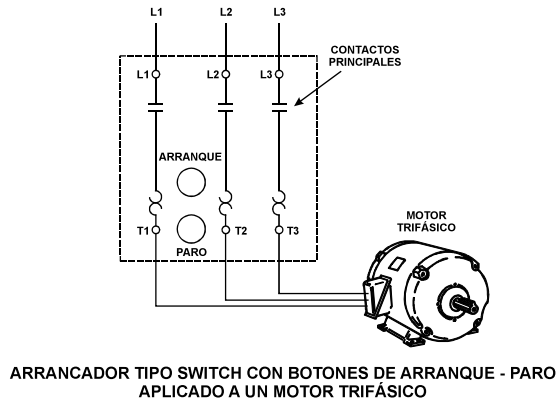
DIAGRAMA DE ALAMBADO DE UNA ESTACIÓN DE BOTONES ARRANQUE - PARO TIPO ESTÁNDAR



ARRANCADOR TIPO SWITCH DE BOTONES CONECTADO A UN MOTOR MONOFÁSICO



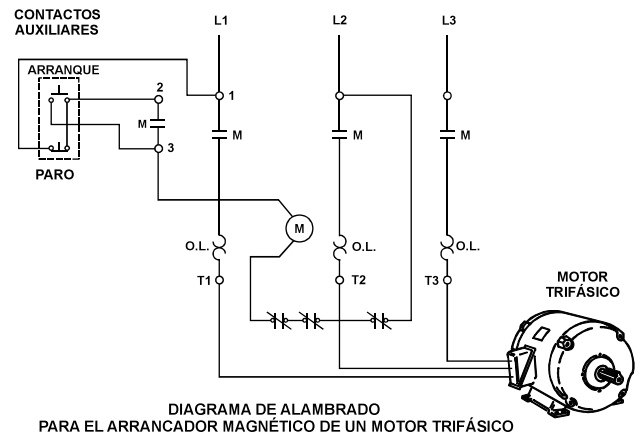
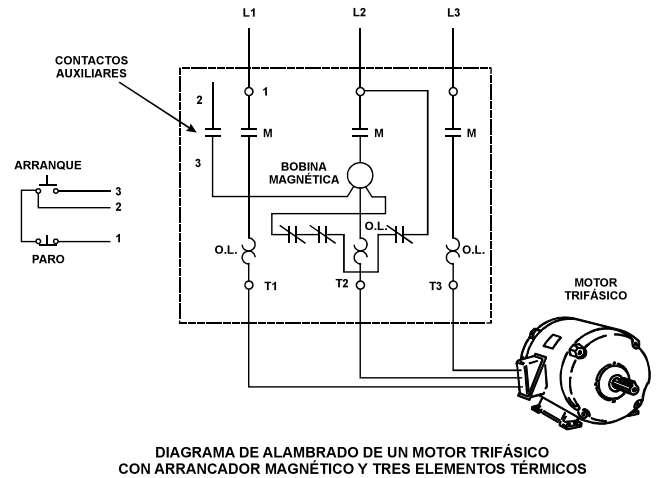
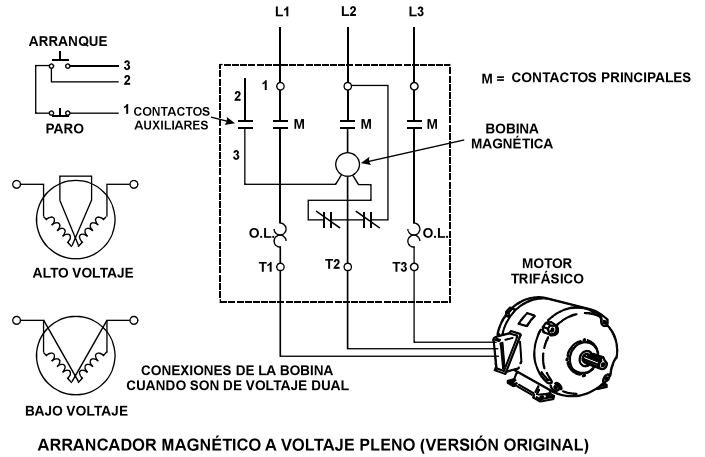
El arrancador de tipo switch con estación de botones se aplica también a los motores trifásicos.



3.13.15 ARRANCADOR MAGNÉTICO A VOLTAJE PLENO

Al arrancador que conecta a un motor directamente a la línea de alimentación se le denomina **“arrancador a voltaje pleno”**, este tipo de arrancadores está diseñado para operar con motores trifásicos.

En la siguiente figura, se muestra el diagrama de alambrado de un arrancador que tiene los contactos principales normalmente abiertos, que cuando se cierran conectan al motor directamente a la línea de alimentación. Tiene una bobina de retención magnética, la cual cierra los contactos principales cuando se han energizado y también cierra los contactos auxiliares normalmente abiertos para mantener la corriente a través de la bobina.



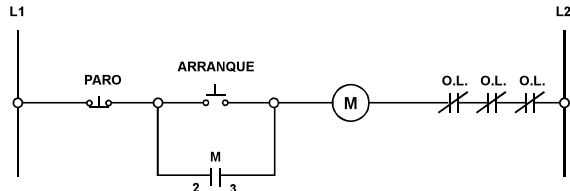


DIAGRAMA DE ESCALERA PARA EL ARRANCADOR DEL MOTOR TRIFÁSICO

En la siguiente figura, se muestra el diagrama de un arrancador magnético a voltaje pleno equipado con tres relevadores térmicos de sobrecarga, con su diagrama de control representado como un diagrama de escalera y el diagrama de línea del arrancador; las conexiones están indicadas por números.

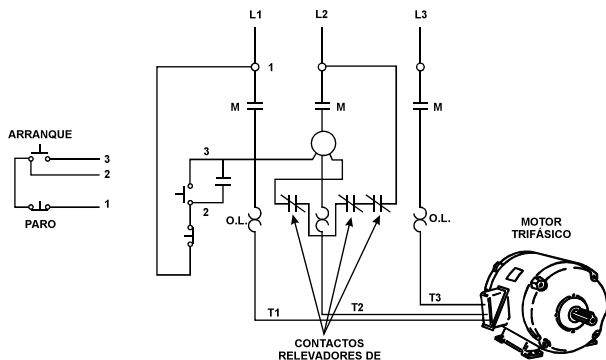


DIAGRAMA DE CONEXIONES SIMPLIFICADO EN UN ARRANCADOR MAGNÉTICO DIRECTO A LA LÍNEA (VOLTAJE PLENO)

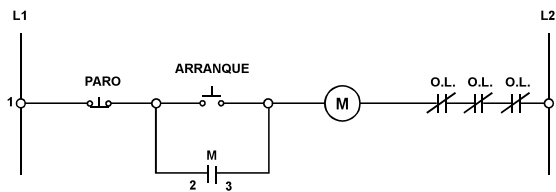


DIAGRAMA DE ESCALERA DEL CIRCUITO DE CONTROL

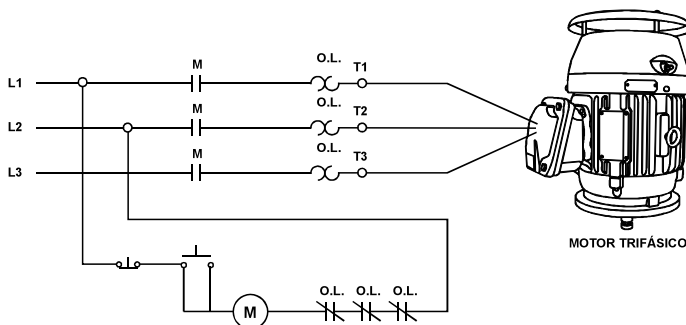


DIAGRAMA DE LÍNEA SIMPLIFICADO PARA INDICAR COMO CONECTAR

En la figura siguiente, se muestra el diagrama de conexiones de un arrancador magnético a voltaje pleno con el circuito de control alimentador a través de un transformador reductor de voltaje. Esto permite operar el circuito de control a un voltaje menor que el de alimentación, por razones de seguridad.

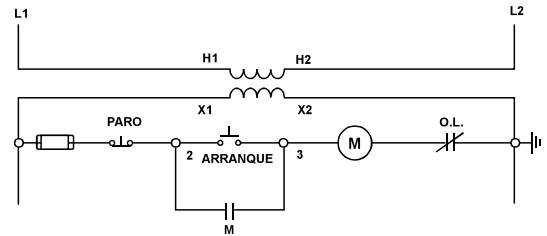
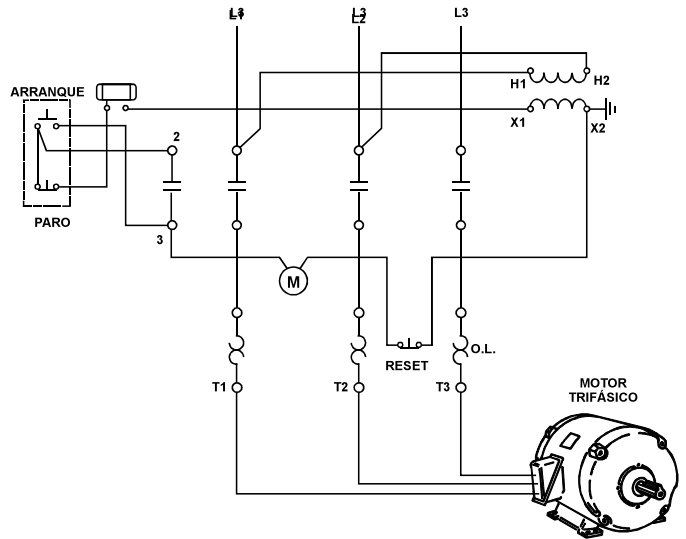


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE UN ARRANCADOR MAGNÉTICO PARA MOTOR TRIFÁSICO CON CIRCUITO DE CONTROL

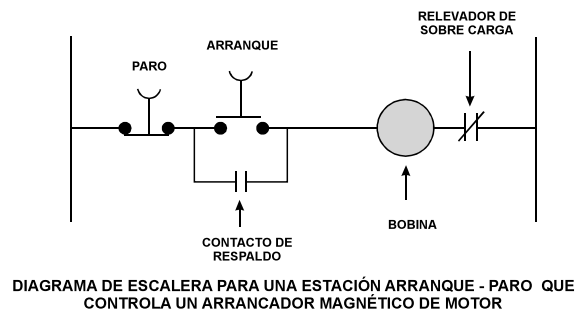


DIAGRAMA DE ESCALERA PARA UNA ESTACIÓN ARRANQUE - PARO QUE CONTROLA UN ARRANCADOR MAGNÉTICO DE MOTOR

3.13.17 ARRANCADOR ESTRELLA-DELTA

Un método de arranque estrella-delta se puede emplear también para proporcionar arranque a voltaje reducido. En este método, las conexiones de los devanados del estator están en delta durante la operación, si estos devanados se conectan en estrella durante el arranque, el voltaje de fase se reduce a $1/\sqrt{3}$ del voltaje de línea, dando una reducción en la corriente por el mismo factor al arranque. En la medida que el motor tiende a la velocidad plena, los devanados se conectarán en delta para la conexión delta.

$$I_F = \frac{V_F}{Z_F}; \quad I_L = \sqrt{3} \quad I_F = \sqrt{3} \frac{V_F}{I_F} = \frac{\sqrt{3}V_L}{Z_F}$$

En la conexión estrella:

$$I_F = \frac{V_F}{Z_F} = \frac{V_L/\sqrt{3}}{Z_F} = \frac{V_L}{\sqrt{3}Z_F}$$

$$I_L = I_F$$

Donde:

I_L = Corriente de línea.

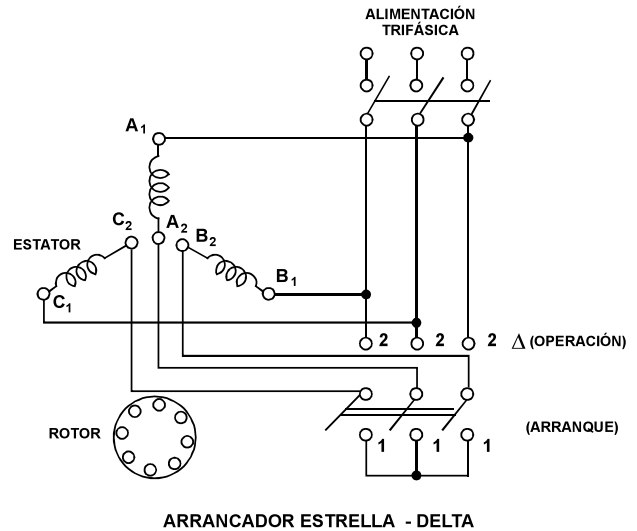
I_F = Corriente de fase.

V_L = Voltaje de línea.

V_F = Voltaje de fase.

Por lo tanto:

$$\frac{(I_L)_{estrella}}{(I_L)_{delta}} = \frac{\frac{V_L}{\sqrt{3}Z_F}}{\frac{\sqrt{3}V_L}{Z_F}} = \frac{1}{3}$$



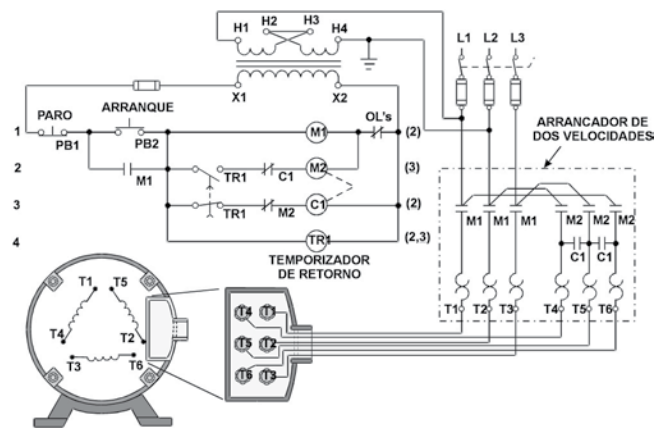
También:

$$(I_L)_{estrella} = \frac{1}{3} (I_L)_{delta}$$

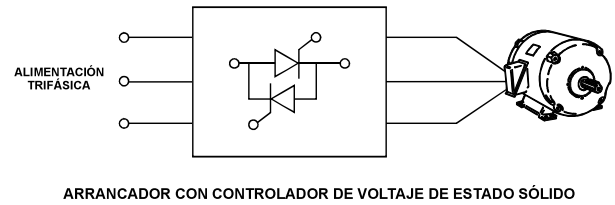
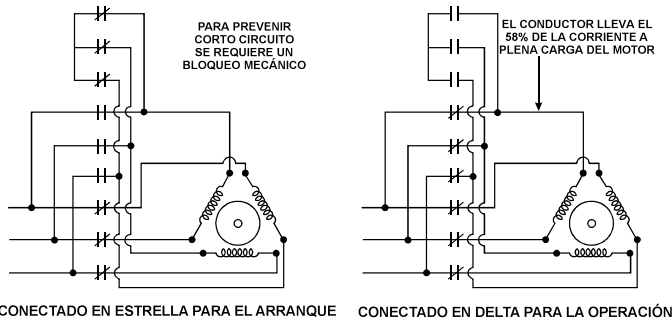
Como:

$$T = V^2;$$

$T_{arranque}$ se reduce a $(1/\sqrt{3})^2 = \frac{1}{3}$ del valor normal



CIRCUITO DE CONTROL DE UN ARRANCADOR ESTRELLA - DELTA

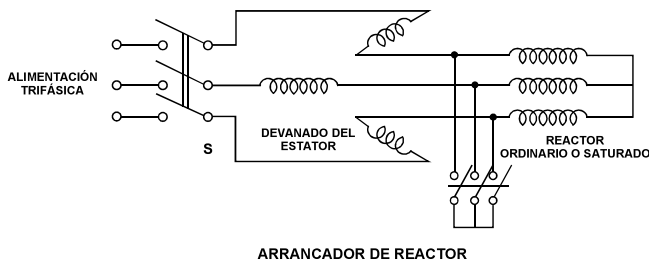


ARRANCADOR CON CONTROLADOR DE VOLTAJE DE ESTADO SÓLIDO

Obsérvese que aún cuando el arranque a voltaje reducido disminuye la corriente de arranque, también reduce el par de arranque porque el par desarrollado es proporcional al cuadrado del voltaje terminal. **Para tener un alto par de arranque, así como una corriente de arranque reducida, se usa una doble jaula de ardilla, a este motor se le conoce como motor de inducción con doble jaula de ardilla.**

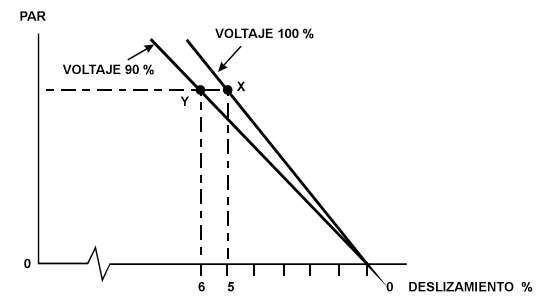
3.13.18 ARRANQUE CON REACTOR

La corriente de arranque se puede reducir también conectando un reactor trifásico en serie con el estator, cuando el motor alcanza la velocidad plena, el reactor se puenta (se hace en by-pass). En la siguiente figura se muestra el esquema. El contactor S se cierra para arrancar la máquina.



ARRANCADOR DE REACTOR

Después de que se alcance la velocidad plena, el contactor R se cierra para poner en corto al reactor. Es ventajoso conectar el reactor en el extremo neutral del devanado del estator, esto minimiza el voltaje del contactor S al potencial del neutro durante las condiciones normales de operación.



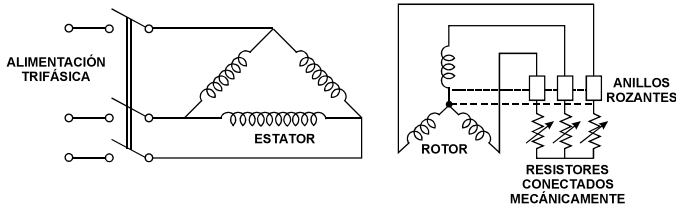
INFLUENCIA DEL VOLTAJE DE ALIMENTACIÓN DEL ESTATOR SOBRE LA CURVA PAR - VELOCIDAD

3.13.19 ARRANCADOR DE ESTADO SÓLIDO, CONTROLADOR DE VOLTAJE

Un controlador de voltaje de estado sólido como el mostrado en la figura, se puede usar también como un arrancador de voltaje reducido. El controlador puede proporcionar un **arranque suave**. Este arreglo se puede usar también para controlar la velocidad del motor de inducción.

3.13.20 ARRANCADOR DE RESISTENCIA EN EL ROTOR: ARRANQUE DE MOTORES DE INDUCCIÓN DE ANILLOS ROZANTES

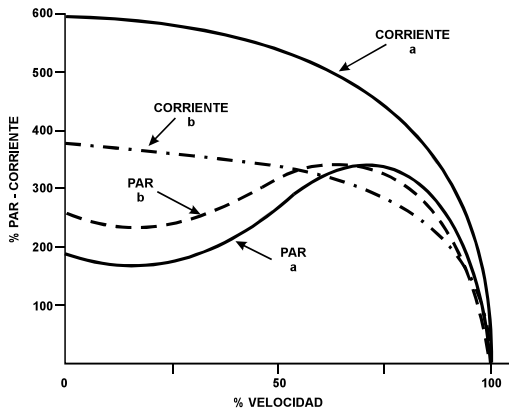
Aún cuando todos los métodos expuestos anteriormente se pueden usar para arrancar motores de inducción de anillos rozantes, el diagrama mostrado a continuación es una opción usada. Como se muestra, se puede añadir una resistencia variable dentro del circuito del rotor. Para reducir la corriente de arranque y mejorar el par de arranque, los devanados del rotor están conectados a la estrella conectada por los resistores externos a través de unos anillos rozantes.



ARRANCADOR CON RESISTENCIA EN EL ROTOR



INFLUENCIA DE LA RESISTENCIA EXTERNA DEL ROTOR (R) SOBRE LA CURVA PAR - VELOCIDAD DE UN MOTOR DE ROTOR DEVANADO



CURVAS TÍPICAS PAR - VELOCIDAD Y CORRIENTE - VELOCIDAD A) MOTOR ESTÁNDAR, B) MOTOR DE ALTO PAR

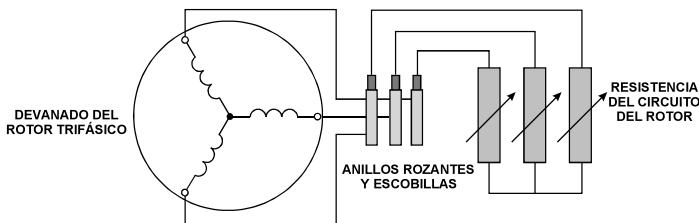
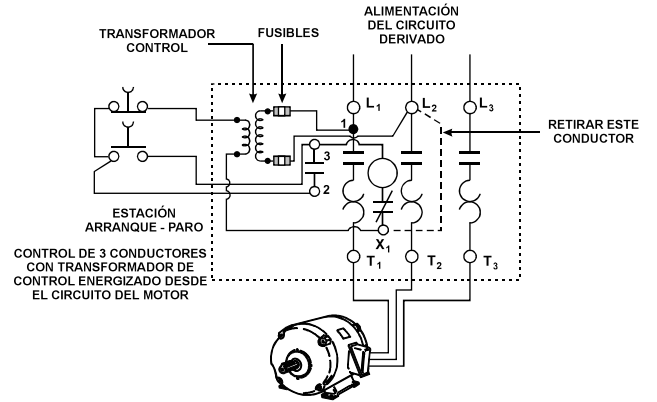
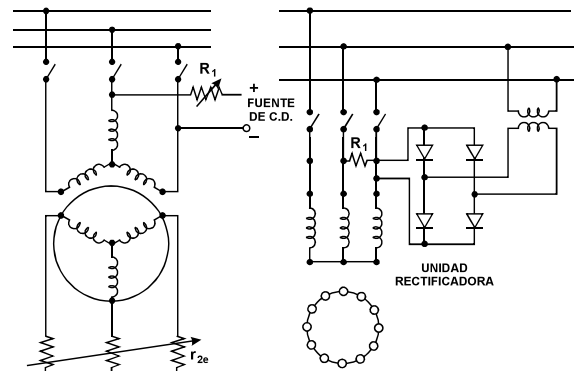
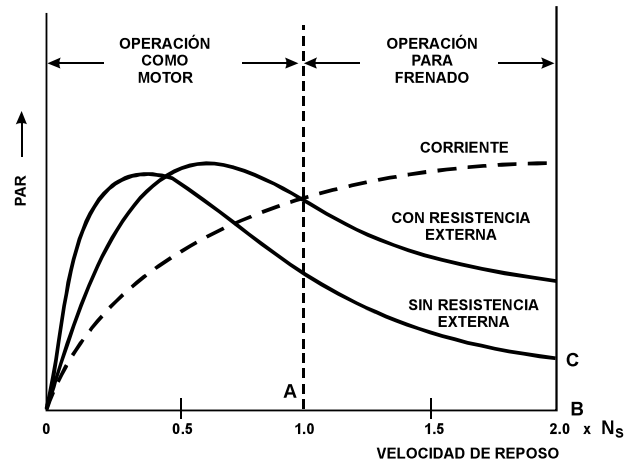


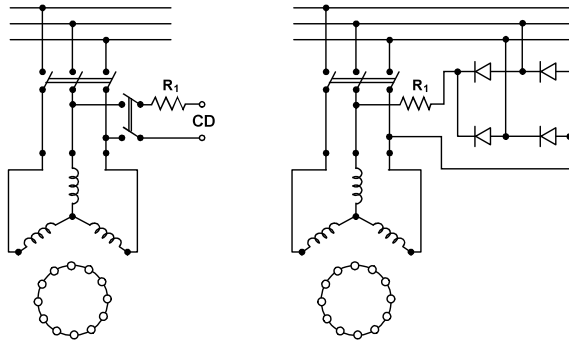
DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN CON ROTOR DE DEVANADO MOSTRANDO LOS ANILLOS ROZANTES Y ESCOBIAS PARA CONECTARSE A LA RESISTENCIA TRIFÁSICA EXTERNA



UN TRANSFORMADOR DE CONTROL BAJO DE 480 VOLTS A 120 VOLTS PARA EL CIRCUITO DE CONTROL



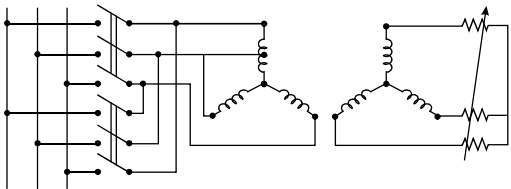
CONEXIONES PARA EL FRENADO DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN



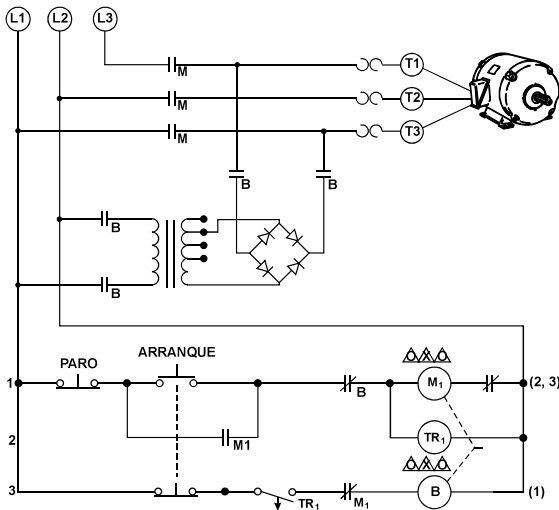
A) FUENTE SEPARADA DE C.D.

B) PUENTE RECTIFICADOR

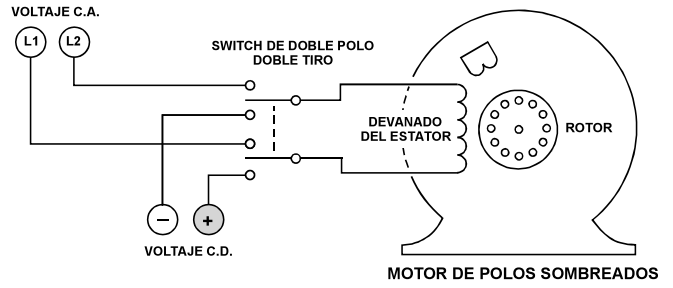
MÉTODOS DE ALIMENTACIÓN DE C.D. AL ESTATOR PARA FRENADO DINÁMICO



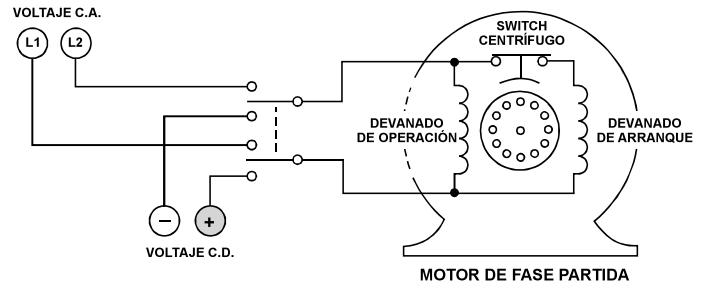
CONEXIONES PARA FRENADO Y LIMITACIONES DE CORRIENTE EN UN MOTOR TRIFÁSICO DE INDUCCIÓN CON ROTOR DEVANADO



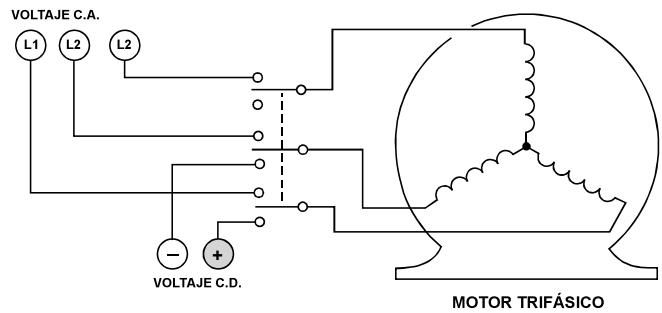
CUANDO SE APLICA C.D. DESPUÉS QUE SE RETIRA LA C.A. EL MOTOR SE PARA RAPIDAMENTE



MOTOR DE POLOS SOMBRÉADOS

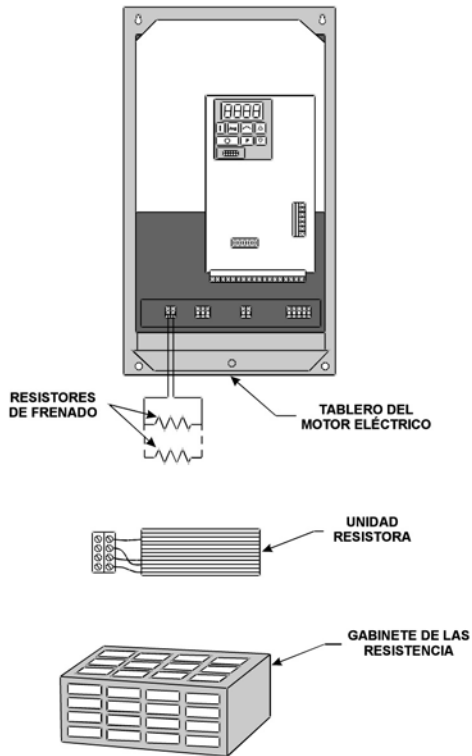


MOTOR DE FASE PARTIDA



MOTOR TRIFÁSICO

UNA FORMA ELEMENTAL DE FRENADO DE MOTORES ELÉCTRICOS ES CON LA APLICACIÓN DE VOLTAJE DE C.D.



EJEMPLOS DE RESISTENCIAS DE FRENADO

POTENCIA HP	RESISTOR (en Ω)	WATTS (W)
¼	180	120
1	100	150
3	50	175
5	35	200
7.5	17	300
10	15	400

EL RESISTOR DE FRENADO SE AGREGA EL ACCIONAMIENTO DE UN MOTOR POR PARADAS RÁPIDAS O CARGAS CON GRAN INERCIA

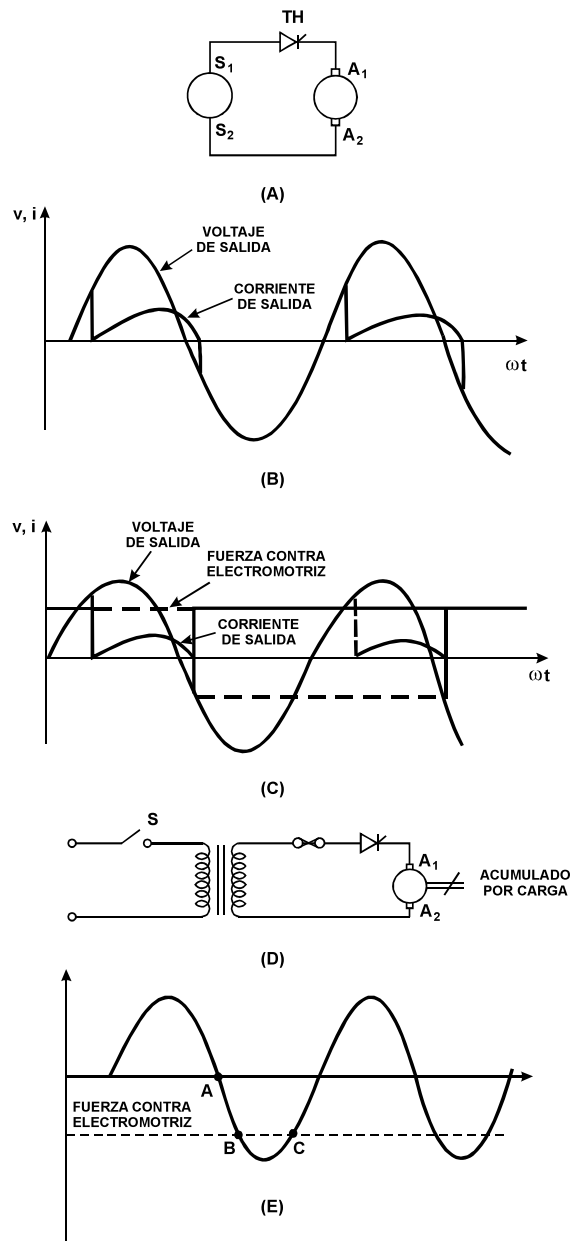
3.14 Convertidores de electrónica de potencia usados en accionamientos de motores eléctricos

INTRODUCCIÓN

Con la aparición de los tiristores capaces de manejar grandes corrientes, se revolucionó el concepto del control en los sistemas de potencia, los antiguos dispositivos como: los tiratrones, ignitrones, los rectificadores de arco de mercurio, amplificadores magnéticos, grupos motor-generator, etc., se reemplazaron por circuitos de estado sólido usando diodos y tiristores. Los accionamientos controlados por tiristores usando motores de C.D. y C.A. han encontrado un amplio campo de aplicación en la industria como accionamientos de velocidad variable, cambiando de las formas de control electromecánicas y algunas otras al llamado control electrónico, que generalmente tiene la ventaja de una alta precisión, mejor confiabilidad y respuesta, además de una alta eficiencia.

3.14.1 CIRCUITOS RECTIFICADORES CONTROLADOS

Los circuitos rectificadores están clasificados de acuerdo al número de pulsos de voltaje de salida en un periodo de la frecuencia de la línea de C.A. El convertidor (operando como rectificador de CA/CD) más simple corresponde a $m=1$, siendo m el número de pulsos de voltaje por ciclo de voltaje de alimentación. Las formas básicas de estos convertidores se muestran en las siguientes figuras, en donde se ilustra un motor de C.D. alimentado por tal tipo de convertidor (A) durante las condiciones de reposo del motor, cuando S_1 es más positivo que S_2 , el tiristor TH se puede disparar por la compuerta, produciendo el voltaje y corriente de salida (B) que es durante el medio ciclo positivo de la forma de onda del voltaje de alimentación. La corriente fluye desde la fuente hacia el circuito de armadura del motor. En el inicio del medio ciclo negativo, debido a la inversión del tiristor, la corriente se para en el circuito de la armadura, donde es puramente resistivo.



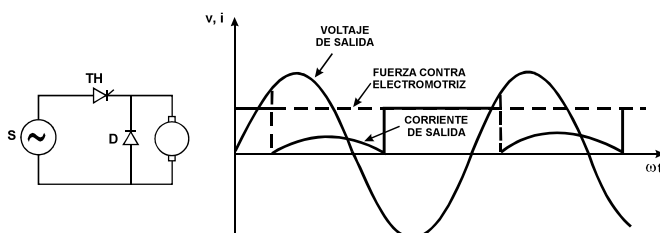
OPERACIÓN DE UN RECTIFICADOR DE UN PULSO

Debido a que los circuitos de armadura tienen una inductancia apreciable, durante el medio ciclo negativo, aún cuando S_2 viene a ser más positivo que S_1 , la corriente continua fluyendo de la fuente a la armadura hasta que la energía inductiva almacenada se disipa. Durante las condiciones de operación del motor, el tiristor puede arrancar conduciendo sólo cuando el valor instantáneo de la fuente de voltaje es igual o mayor a la fuerza electromotriz (f.e.m.) inducida en la armadura y cuando recibe un impulso en la compuerta.

El tiristor alcanza su estado de bloqueo cuando la inductancia ha descargado su energía almacenada y la corriente cae a cero, como en las condiciones de reposo del motor; sin embargo, la presencia de la f.e.m. inducida produce distintas formas de onda del voltaje de salida, como se muestra en (C).

Si el motor fuera accionado por una carga conectada a su flecha o eje, de tal manera que la terminal A_2 sea positiva con respecto a la terminal A_1 , el flujo de potencia circularía de la armadura del motor a la fuente de C.A., a este modo de operación se le conoce como de inversión. En el caso que durante la operación la fuente de alimentación en C.A. fallara (indicada por la apertura del switch S en (D)), no habría fuente de C.A. a rectificar en C.D., esto se debe a la pequeña impedancia del circuito, cuando S abre la corriente de armadura continúa circulando y se incrementa hasta que el fusible o tiristor abre, o bien el motor falla.

Otra posibilidad de falla durante el proceso de inversión se puede presentar cuando la magnitud de la f.e.m. inducida del motor llega a ser muy grande con respecto al voltaje de línea de C.A., como se muestra en (E). El tiristor comienza a conducir en el punto A. En el punto B el voltaje de línea de C.A. y la f.e.m. inducida imprimen un voltaje negativo al ánodo sobre el tiristor, pero debido a la inductancia de la armadura del motor, la corriente continúa circulando. En el punto C, el voltaje de la línea de C.A. y la f.e.m. inducida producen un voltaje de ánodo positivo y el tiristor continúa conduciendo. La corriente de armadura continúa aumentando durante los períodos sucesivos de medio ciclo hasta que ocurre la falla del circuito.



RECTIFICADOR DE 1 PULSO CON DIODO DE TRANSPORTE LIBRE

3.14.2 LOS CONVERTIDORES DE POTENCIA

En los párrafos anteriores, se ha mencionado el uso de diodos como puentes rectificadores para la alimentación a un motor de C.D., en realidad además de los diodos se tienen otras componentes activas como son los tiristores, transistores, etc., y también componentes pasivas como son los resistores, bobinas y capacitores que se usan en los circuitos de electrónica de potencia.

La electrónica de potencia es el campo de la electrónica que cubre la conversión de la energía eléctrica de una forma a otra para aplicaciones en alta potencia y se aplica a circuitos en el siguiente rango de potencia:

- Capacidades de potencia hasta el rango de MVA.
- Rangos de frecuencia alrededor de 100 KHz.

La **electrónica de potencia** se ha expandido rápidamente en el campo de la **ingeniería eléctrica** cubriendo un amplio espectro. En este capítulo, se hace énfasis sólo en las componentes usadas para cubrir el uso en convertidores para el control de velocidad de motores eléctricos.

DEFINICIONES

Los siguientes son los términos más comunes usados en la electrónica de potencia:

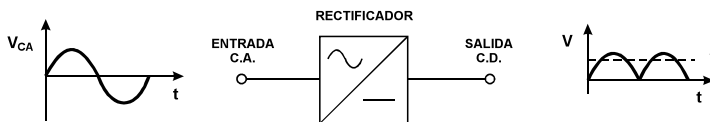
- **Componentes de electrónica de potencia** son aquellos dispositivos semiconductores, tales como: diodos, tiristores, transistores, etc., que son usados en el circuito de potencia de un convertidor. En electrónica de potencia son usados en el modo de switcheo no-líneas (modo ON/OFF) y no como amplificadores lineales.
- **Convertidor en electrónica de potencia** (También sólo el término "convertidor"). Es un ensamble de componentes de electrónica de potencia que convierte una o más de las características de un sistema eléctrico de potencia. Por ejemplo, un convertidor se puede usar para cambiar:
 - Corriente alterna (CA) a corriente directa (CD).
 - Corriente directa (CD) a corriente alterna (CA).

- Frecuencia.
- Nivel de voltaje.
- Nivel de corriente.
- Número de fases.

Los siguientes símbolos gráficos se usan para designar los distintos tipos de convertidores.

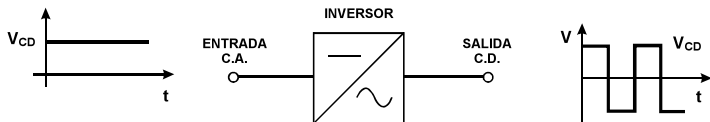
Rectificador : Es un tipo especial de convertidor que convierte CA a CD.

RECTIFICADOR: CONVIERTE C.A. EN C.D.



Inversor: Es un tipo especial de convertidor que convierte corriente directa (CD) a corriente alterna (CA).

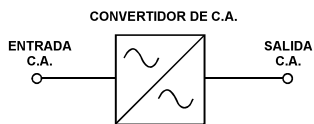
INVERSOR: CONVIERTE C.D. EN C.A.



▪ **Convertidor de corriente alterna (C.A.).**

Es un tipo de convertidor que convierte C.A. de un voltaje y frecuencia a C.A. de otro voltaje y frecuencia, la cual es frecuentemente variable en convertidor de frecuencia en C.A. es un tipo especial de convertidor.

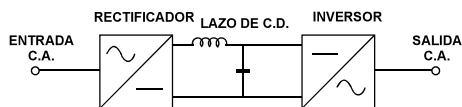
CONVERTIDOR DE C.A. : CONVIERTE C.A. DE UN VOLTAJE Y FRECUENCIA A OTRO VOLTAJE Y FRECUENCIA EN C.A.



▪ **Convertidor de C.A. con lazo o unión de C.D.**

En electrónica de potencia, en los convertidores de C.A. es común que se use un lazo intermedio de C.D. con alguna forma de suavizamiento de la onda.

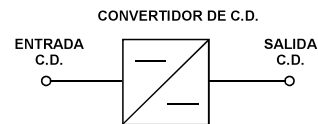
CONVERTIDOR DE C.A. CON LAZO DE C.D. : EL LAZO DE C.D. TIENE LA FUNCIÓN DE ENLACE CON SUAVISAMIENTO DE LA ONDA



▪ **Convertidor de C.D. de un voltaje a C.D. de otro voltaje.**

En este convertidor que convierte C.D. de un voltaje a C.D. de otro voltaje.

UN CONVERTIDOR DE C.D. CONVIERTE C.D. DE UN VOLTAJE A C.D. DE OTRO VOLTAJE



Las siguientes componentes son dispositivos que se usan comúnmente como switches electrónicos en los convertidores de electrónica de potencia, los desarrollos en la tecnología de semiconductores han hecho que estas componentes de electrónica sean cada vez más pequeños, más confiables y más eficientes (menores pérdidas), más baratos y con posibilidad de operar a voltajes más elevados, con corrientes mayores y distintas frecuencias.

- Diodos de potencia.
- Tiristores de potencia.
- GTO.
- MOS-Tiristores controlados.
- Transistores de potencia de unión bipolar (BJT).
- Transistores de efecto de campo (FET o MOSFET).
- Transistor bipolar de compuerta aislada (IGBT).
- Resistores.
- Reactores.
- Capacitores.

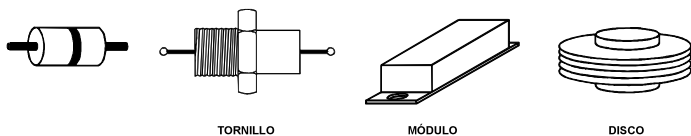
3.14.3 DIODOS DE POTENCIA

Un diodo de potencia es un semiconductor que opera como switch ON/OFF que permite el flujo de corriente en una dirección, dependiendo de su conexión. Es un dispositivo semiconductor de dos terminales.

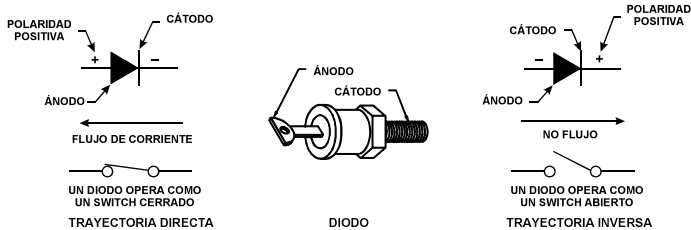
Las dos terminales del diodo se denominan el **Ánodo** (A) y el **cátodo** (K). Su construcción más común tiene una unión sencilla P-N que consiste de dos capas de silicio en forma de oblea fijadas a una base de cobre que actúa como disipador de calor y soporte.



SÍMBOLOS DE DIODOS DE POTENCIA



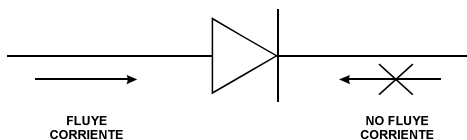
CONSTRUCCIÓN TÍPICA DE DIODOS



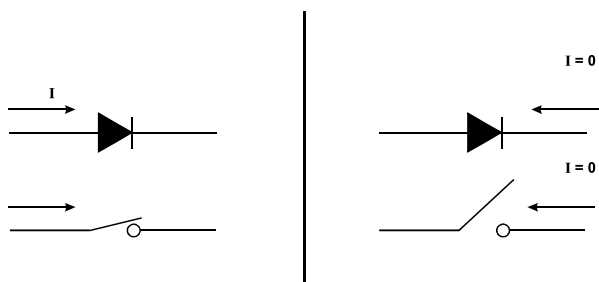
OPERACIÓN DEL DIODO



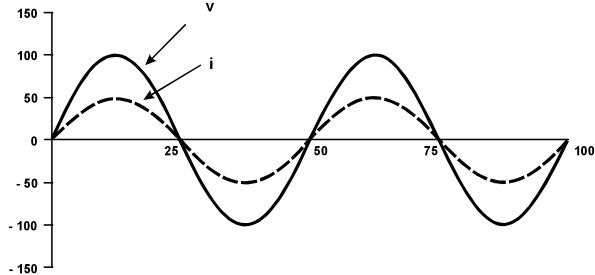
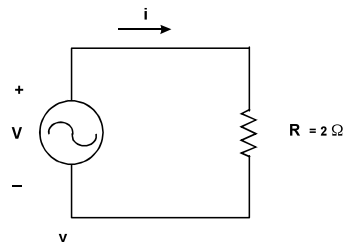
DOS TERMINALES : ÁNODO (A) Y CÁTOD (K)



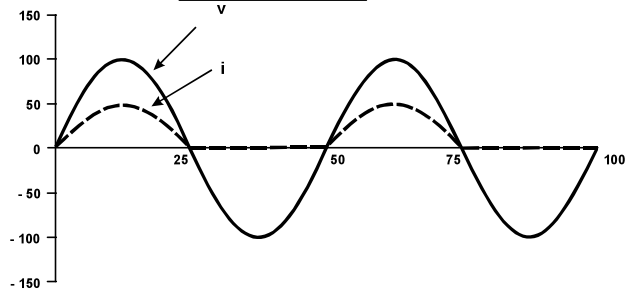
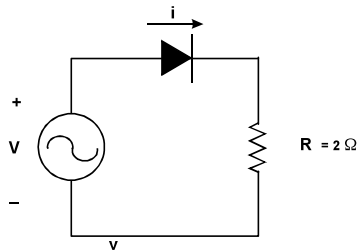
LOS DIODOS SON VÁLVULAS UNIDIRECCIONALES PARA LA CORRIENTE ELÉCTRICA



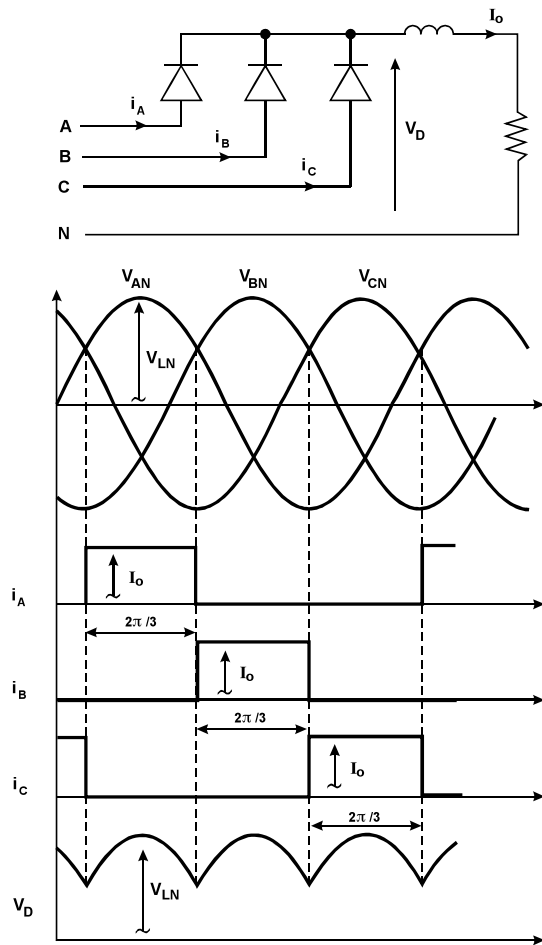
CIRCUITO SENCILLO DE CORRIENTE ALTERNA
FUENTE DE VOLTAJE ALIMENTADO A UNA RESISTENCIA



SI SE AGREGA UN DIODO AL CIRCUITO :
SE PROPORCIONA UNA " RECTIFICACIÓN "

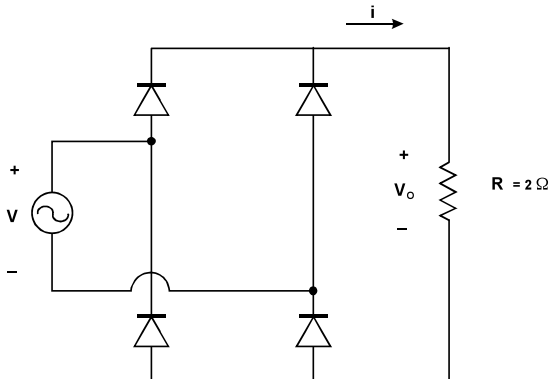


DENOMINADA " RECTIFICACIÓN DE MEDIA ONDA "



RECTIFICADOR DE 3 PULSOS

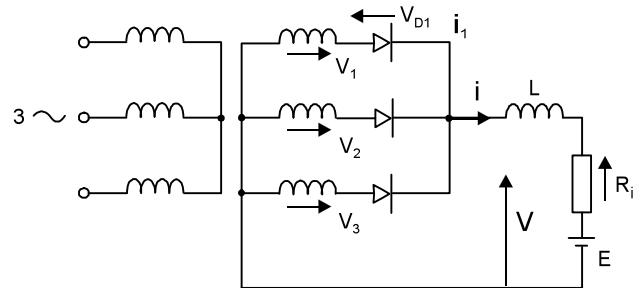
RECTIFICADOR DE ONDA COMPLETA



CUATRO DIODOS DOBLAN EL VOLTAJE PROMEDIO DE SALIDA Y REDUCEN EN FORMA IMPORTANTE EL RIZO

RECTIFICACIÓN TRIFÁSICA DE MEDIA ONDA

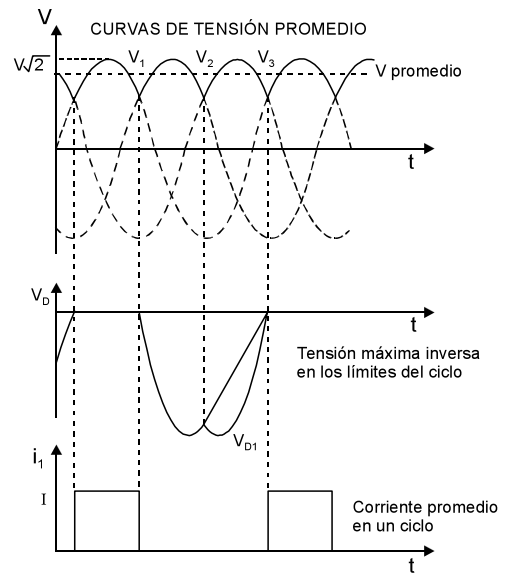
El diagrama básico para los rectificadores trifásicos de media onda, se muestra en la siguiente figura:



La tensión media es:

$$\bar{V} = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} V = 1.17V$$

Las formas de onda correspondientes se muestran en la siguiente figura:



De las curvas anteriores:

- La tensión inversa máxima en los bornes de un diodo es:

$$V_{DMÁX} = V$$

- La corriente media en un diodo:

$$\bar{I}_D = \frac{\bar{I}}{3}$$

- La corriente media en la carga:

$$\bar{I} = \frac{\bar{V} - E}{R}$$

- La corriente media en el devanado secundario del transformador:

$$I_1 = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

- La potencia en la carga:

$$P = \bar{V}I = \frac{3V_F}{2\pi} I = \frac{3\sqrt{3} \times \sqrt{2}}{2\pi} VI = 1.17 VI$$

- La potencia aparente en el secundario del transformador:

$$S = 3 VI = \frac{3}{\sqrt{3}} VI = \sqrt{3} VI$$

- El factor de potencia en el secundario del transformador:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{3\sqrt{2}}{2\pi} = 0.675$$

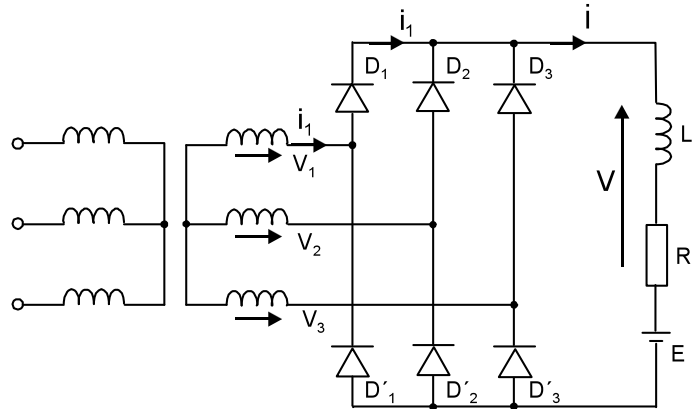
Este valor corresponde a la potencia entregada en el lado de C.D.

El factor de potencia en este arreglo o montaje es muy bajo y se puede mejorar un poco si se hace una conexión delta/estrella, el factor de potencia en el primario pasa a ser:

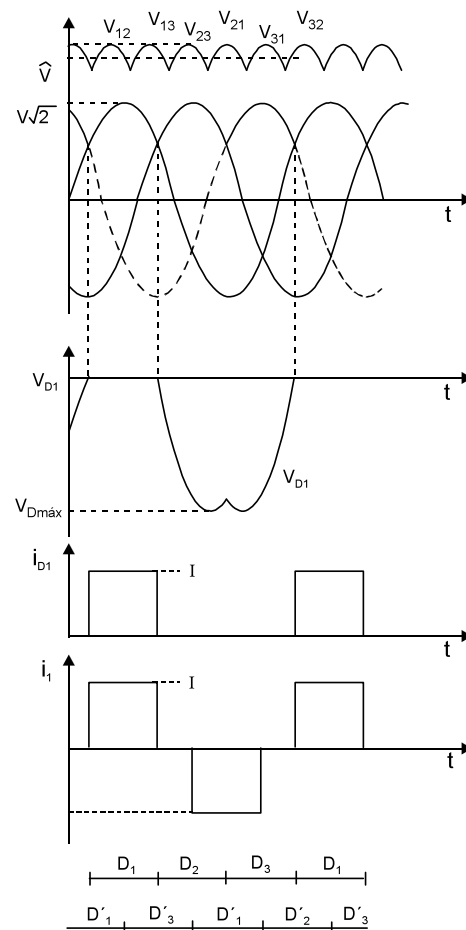
$$\cos \varphi = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} = 0.827$$

Este valor corresponde a la potencia entregada en el lado de C.D., es decir, si el transformador de alimentación tiene una potencia de 100 KVA, la potencia en C.D. es 82.7 KW.

RECTIFICACIÓN TRIFÁSICA DE ONDA COMPLETA



Las ondas obtenidas de este proceso de rectificación son las mostradas en la figura siguiente:



■ Tensión media:

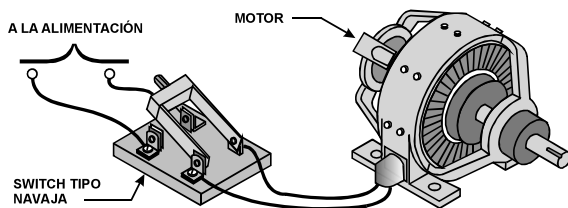
$$\bar{V} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_p = 1.6539 \quad V_p = \sqrt{2} \times (1.6539) V = 2.34 V$$

■ La potencia en la carga:

$$P = \bar{V}I = \frac{3V_p}{\pi} I, \quad S = 3VI_1$$

$$S = 3\sqrt{\frac{2}{3}} VI = 2.45 VI$$

- a) La velocidad de apertura y cierre queda determinada sólo por el operador, por lo que se pueden presentar con mucha frecuencia arcos eléctricos con el rápido deterioro de los mismos.
- b) La mayoría de las cuchillas se fabrican de cobre suave, por lo mismo se requiere su cambio después de que el arqueado durante las operaciones genera arqueado llevando esto a la fatiga mecánica.



EL PRIMER DISPOSITIVO PARA EL CONTROL DE ARRANQUE - PARO DE MOTORES FUE EL SWITCH DE NAVAJA

El sistema de control de un motor puede ser en términos generales manual o automático. El término “**sistemas de control automático**” se aplica a un ensamble de tales dispositivos, los cuales no son relevadores de protección, aún cuando funcionarán conjuntamente con éstos para su operación, con el propósito de:

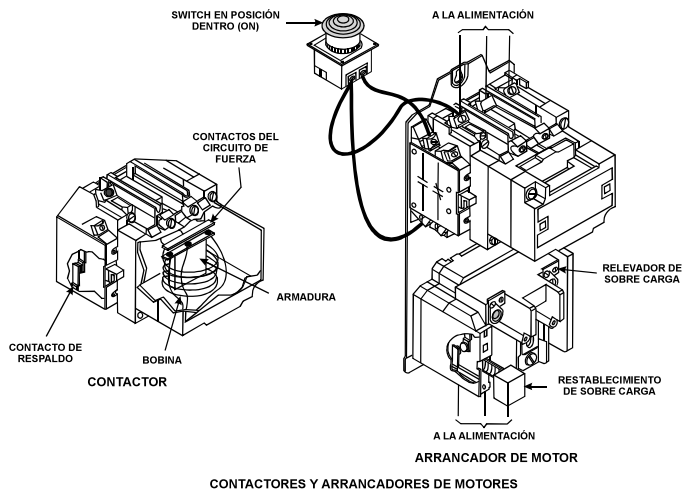
- a) Prevenir, localizar y eliminar fallas que afecten partes o al sistema de fuerza en su totalidad.
- b) Distribuir la potencia eléctrica a las partes individuales del sistema de alimentación.
- c) Restaurar las conexiones normales en los sistemas y la continuidad de alimentación a las cargas después de las fallas.

3.15 Controles con arrancador manual de motores

Un circuito de control manual es un circuito que requiere de operadores o técnicos para iniciar una acción para que el circuito y motor opere. **Un arrancador manual de motores** es un dispositivo de control usado para controlar un motor teniendo operadores o técnicos para accionar al arrancador directamente en el sitio. Los arrancadores manuales de motores proporcionan el control básico del motor y también eventualmente un control complejo, tal como el llamado **arranque suave**.

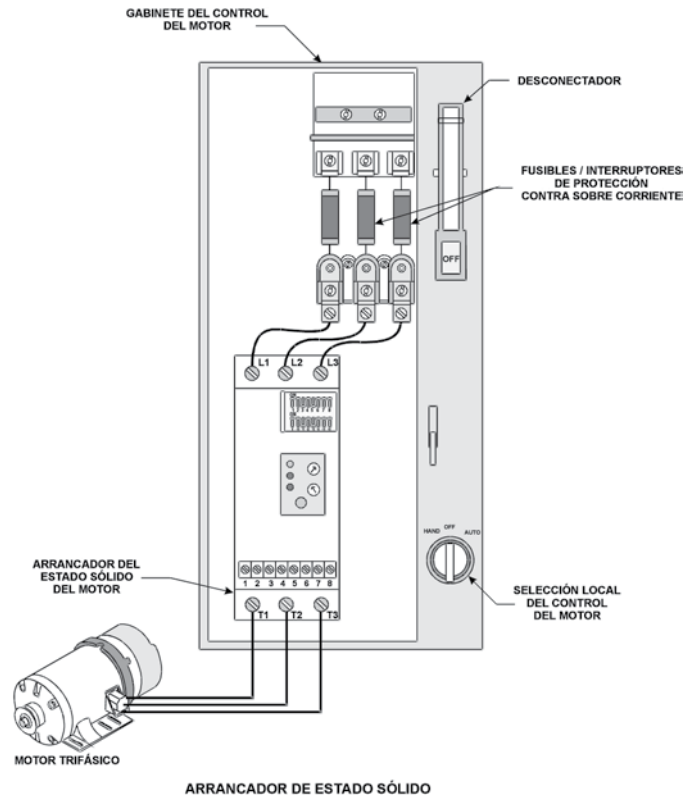
El arrancador básico de un motor es un arrancador que tiene un switch manualmente operado (contactor) e incluye una protección contra sobrecarga del motor, los arrancadores trifásicos manuales permiten energizar y desenergizar a motores trifásicos.

Los accionamientos de motores eléctricos se pueden operar como arrancadores manuales, ya que los accionamientos proporcionan el control manual de un motor por medio del teclado.



UN CONTACTOR MAGNÉTICO O UN ARRANCADOR DE MOTOR SE OPERA CUANDO UNA CORRIENTE DE CONTROL ES ENVIADA A UNA BOBINA, LA CUAL CIERRA MAGNÉTICAMENTE UN GRUPO DE CONTACTOS DE FUERZA

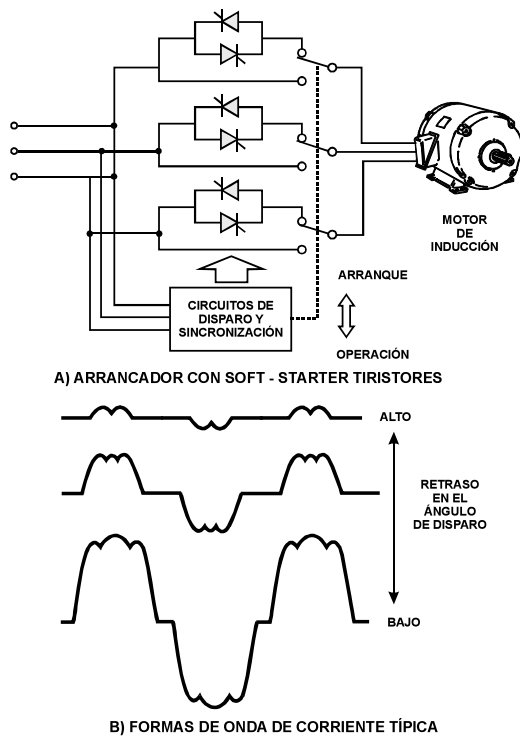
Para permitir al arrancador de un motor que sea controlado desde un punto remoto, se usan las estaciones de botones para arranque y paro, que se pueden conectar a través de los contactos auxiliares.



3.15.1 CONTROLES DE ARRANQUE Y PARO SUAVE

Un **arrancador suave** para motor es un dispositivo de control que proporciona un voltaje de incremento gradual (rampa creciente) durante el arranque de un motor de C.A. y un voltaje decreciente (rampa decreciente) durante el frenado. Las capacidades y ventajas de los arrancadores suaves caen entre el arrancador de un motor y un accionamiento para motor, estos arrancadores suaves tienen ventajas sobre los arrancadores magnéticos en que: **arrancan y paran a los motores en forma gradual**, produciendo menos esfuerzo sobre el motor y están disponibles como arrancadores de estado sólido.

El método de arranque suave es actualmente el más usado, ya que proporciona un crecimiento de par y corriente suave y los tiempos máximos de corriente y aceleración son fácilmente ajustables. Esto es muy valioso para cierto tipo de procesos como: la industria papelerera, textil o metalmecánica. La única desventaja sobre los arrancadores convencionales es que las corrientes durante la operación no son senoidales, lo que puede producir interferencia con otros equipos conectados a la misma fuente de alimentación. Uno de los arreglos más usados es el que tiene tres pares de tiristores espalda-espalda (Back to Back) conectados en serie con las tres líneas de alimentación, como se muestra en la siguiente figura:



3.15.2 LOS ACCIONAMIENTOS ELÉCTRICOS

Los accionamientos para las máquinas eléctricas actúan principalmente sobre tres tipos de máquinas:

- **Las máquinas de corriente directa (C.D.)**

En estas máquinas, la característica importante es que la velocidad es proporcional al voltaje de la armadura.

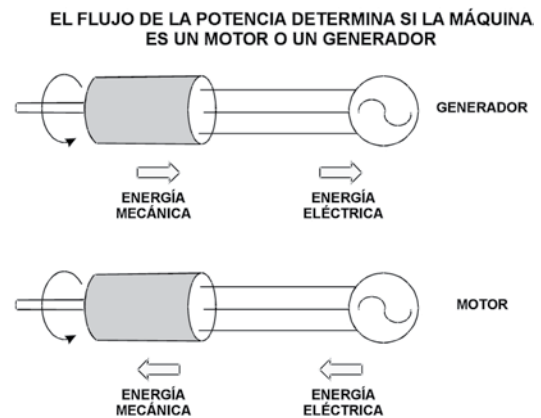
- **Las máquinas síncronas de corriente alterna.**

En este tipo de máquinas, la velocidad es proporcional a la frecuencia de la fuente que suministra la potencia.

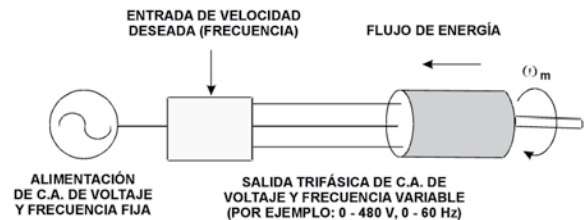
- **Las máquinas de inducción.**

En este tipo de máquinas, la velocidad es casi proporcional a la frecuencia de la fuente de suministro de la potencia.

En una forma muy simple se puede explicar si se trata de un generador o de un motor, por el sentido del flujo de la potencia, como se muestra en la siguiente figura. En esta parte sólo se hace referencia a los accionamientos para motores eléctricos, en donde la potencia eléctrica se transforma en potencia mecánica.



Tratándose de un accionamiento para motor eléctrico, se debe considerar la acción como motor en donde la potencia desarrollada por el mismo debe estar de acuerdo al par demandado por la carga.



3.15.3 EL CONTROL DE VELOCIDAD

En muchas aplicaciones de los procesos industriales y en algunos otros casos, una de las acciones importantes a desarrollar es el control de la velocidad, que por ejemplo, en el caso de un elevador, al subir o bajar se pueden aplicar distintos métodos, como son:

- El uso de accionamientos (Drives) hidráulicos.
- La transmisión por medio de engranes de distinto diámetro y número de dientes.

- El uso de embrague (clutch) de deslizamiento variable.
- La aplicación de controladores de velocidad.

En este capítulo, sólo se estudia lo referente a los controladores de velocidad que cumplen con las siguientes funciones:

- Suministran la potencia que hace posible que los motores operen a las velocidades que son requeridas.
- Permiten hacer un control fino de la velocidad y eventualmente del par.
- Los motores normalmente operan a una sola velocidad, pero con los accionamientos electrónicos pueden hacerlo a velocidad variable.

Las razones más importantes para el uso de los controladores de velocidad son las que se indican a continuación:

■ **Automatización**

Los procesos modernos requieren sistemas mecánicos y eléctricos controlados en forma electrónica (lo que se conoce como la mecatrónica), que necesitan una velocidad controlada de una manera muy precisa.

■ **Eficiencia energética**

Los motores normalmente operan a velocidad plena o nominal y los procesos se controlan mecánicamente, con el uso de controladores de velocidad el motor se puede hacer operar a la velocidad óptima.

■ **Simplicidad constructiva**

La mayoría de los accionamientos mecánicos o hidráulicos para mover un sistema o equipo hacen uso de transmisiones, (poleas, engranes, etc) embragues (clutches) y algunos otros dispositivos mecánicos, en cambio los accionamientos eléctricos mueven al sistema en forma directa.

■ **Arranque suave**

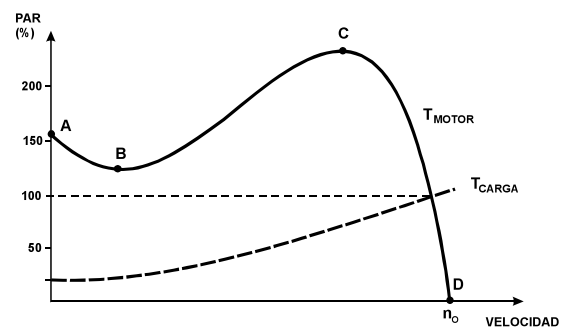
Los controladores hacen posible el arranque y la aceleración con una tasa controlada, haciendo que la corriente de arranque sea mínima, con esto las demandas del sistema de alimentación y adicionalmente se reducen los esfuerzos mecánicos.

ALGUNAS APLICACIONES DE LOS CONTROLADORES DE VELOCIDAD

Como se ha mencionado anteriormente, los accionamientos eléctricos en general con su aplicación permiten:

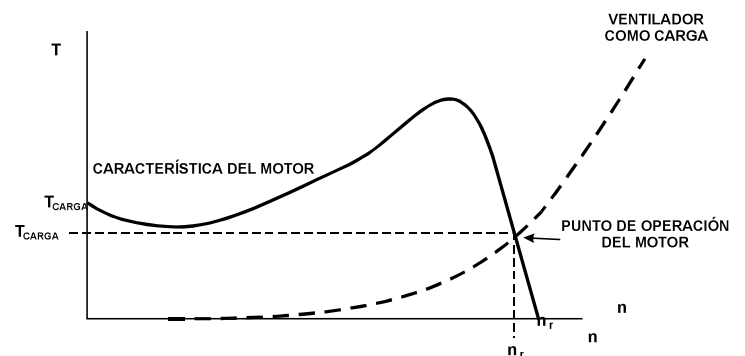
- Una mayor eficiencia energética.

Particularmente en cargas como: ventiladores, sopladores y bombas hidráulicas. El proceso se inicia con la correcta selección del controlador de velocidad, de acuerdo al tipo de carga por accionar y dada por la relación par (T) - velocidad (n).



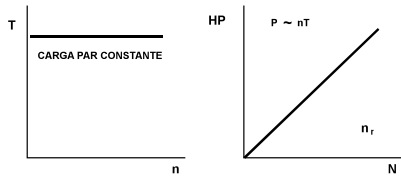
CURVA PAR - VELOCIDAD PARA UN MOTOR TRIFÁSICO DE INDUCCIÓN

PUNTO DE OPERACIÓN DEL MOTOR

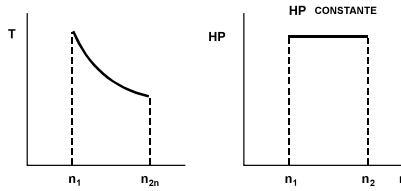


LA EFICIENCIA ESTA RELACIONADA EN FORMA INVERSA CON EL DESLIZAMIENTO SI EL MOTOR ES MÁS EFICIENTE ~ SE TIENE MENOS DESLIZAMIENTO

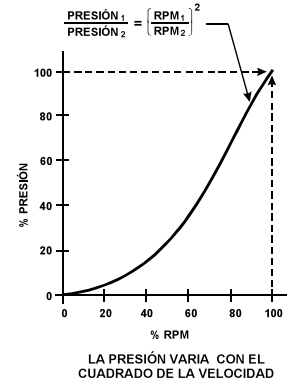
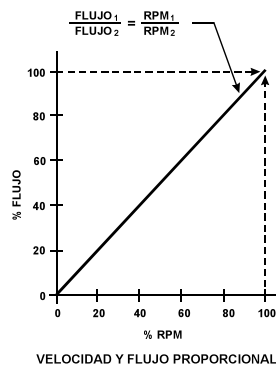
TIPOS DE CARGAS



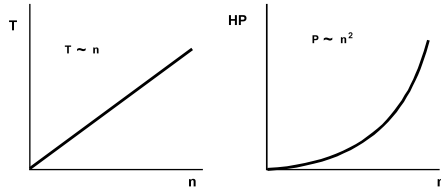
- TIPOS DE CARGAS MÁS COMUNES :
- CARGAS DE FRICCIÓN
 - TRANSPORTADORES
 - EXTRUDERS DEVANADORA DE SUPERFICIE



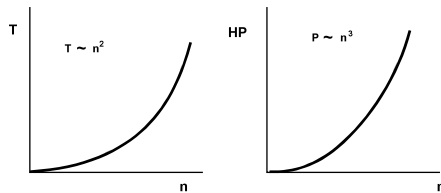
- DEVANADORAS DE TENSIÓN CONSTANTE
- MÁQUINAS, HERRAMIENTAS DE CORTE LENTO - ÁSPERO, FINO - RÁPIDO



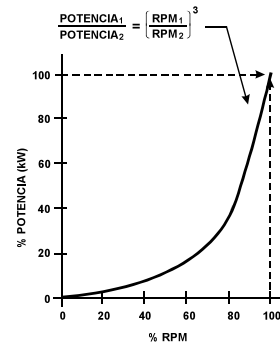
ALGUNOS TIPOS DE RELACIONES PAR - VELOCIDAD



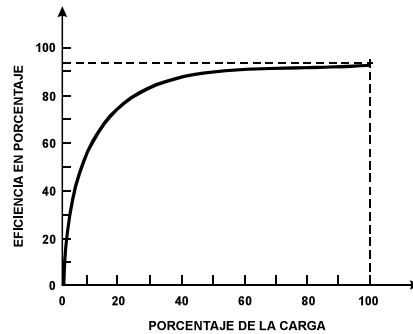
- HP CON EXPONENTE CUADRADO :
- MÁQUINA ALISADORA
 - RODILLOS



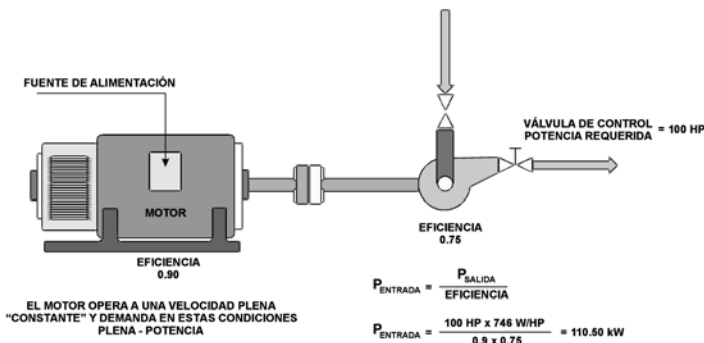
- BOMBAS CENTRÍFUGAS
- MUCHOS TIPOS DE VENTILADORES Y SOPLADORES



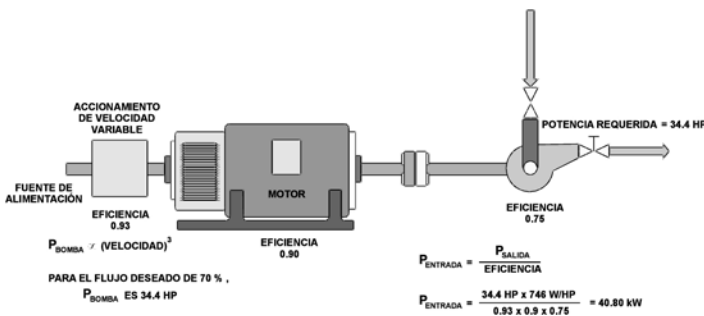
LAS LEYES DE AFINIDAD CUBREN LA RELACIÓN ENTRE LA VELOCIDAD, FLUJO, PRESIÓN Y POTENCIA PARA CARGAS CON PAR VARIABLE



AFILIACIÓN EN BOMBAS DE VELOCIDAD CONSTANTE -
FLUJO @ 70 % DE DISEÑO USANDO VÁLVULAS



LA MISMA SITUACIÓN, EXCEPTO QUE ALTERA EL FLUJO ES REGULADO USANDO UNA BOMBA DE VELOCIDAD AJUSTABLE



3.15.4 LA TECNOLOGÍA DE LOS CONTROLADORES DE VELOCIDAD

Los controladores de velocidad son en esencia los llamados accionamientos eléctricos, cuyo fundamento se encuentra en la electrónica de potencia, que no es más que la aplicación de los semiconductores utilizados para controlar cantidades relativamente grandes de energía eléctrica y que constituyen el corazón del suministro de potencia de los **accionamientos de velocidad variable**.

Los dispositivos de electrónica de potencia son dispositivos semiconductores diseñados para manejar cantidades relativamente grandes de potencia y que pueden estar constituidos como **circuitos electrónicos de potencia**, que se usan para:

- Fuentes de poder.
- Control de alumbrado.
- Controladores de velocidad.
- Controles de temperatura.
- Toda clase de conmutación electrónica o control de potencia.

LOS ACCIONAMIENTOS DE VELOCIDAD AJUSTABLE

Están compuestos de dispositivos de electrónica de potencia que por lo general son controlados por un microprocesador o una computadora y se pueden agrupar para los fines de aplicación como:

ACCIONAMIENTOS DE CORRIENTE DIRECTA (C.D.)

Se usan para el suministro de potencia de motores de corriente directa (C.D.) y son normalmente rectificadores controlados que convierten frecuencia y voltaje constantes de corriente alterna (C.A.) a un voltaje variable de C.D.

ACCIONAMIENTOS DE CORRIENTE ALTERNA

Se usan para el suministro de potencia para motores de corriente alterna (C.A.). Normalmente se emplean con motores de inducción, aún cuando se pueden aplicar también a motores síncronos y convierten frecuencia y voltaje constantes de C.A. en voltaje y frecuencia variable de C.A., por lo general en un proceso de dos pasos (CA-CD y CD-CA).

La mayoría de los accionamientos tienen en la sección de potencia los mismos módulos básicos y sólo difieren en la funcionalidad de control y en sus características.

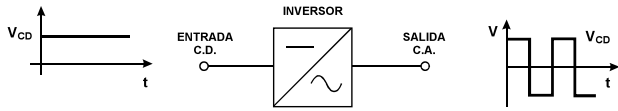
Los circuitos de electrónica de potencia se pueden identificar en tres grupos básicos:

1. **Rectificadores.** Conversión de corriente alterna (C.A.) a corriente directa (C.D.).
2. **Inversores.** Conversión de corriente directa a corriente alterna.
3. **Cortadores (choppers).** Conversión de corriente directa (C.D.) a corriente directa.

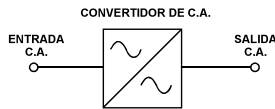
RECTIFICADOR: CONVIERTE C.A. EN C.D.



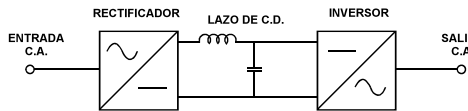
INVERSOR: CONVIERTE C.D. EN C.A.



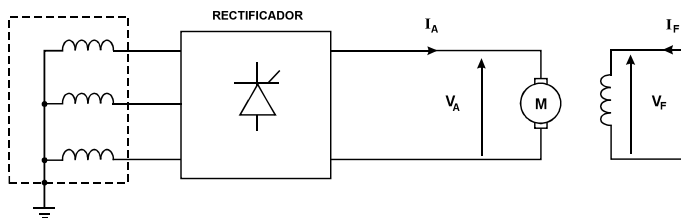
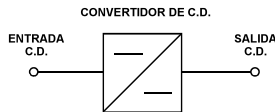
CONVERTIDOR DE C.A.: CONVIERTE C.A. DE UN VOLTAJE Y FRECUENCIA A OTRO VOLTAJE Y FRECUENCIA EN C.A.



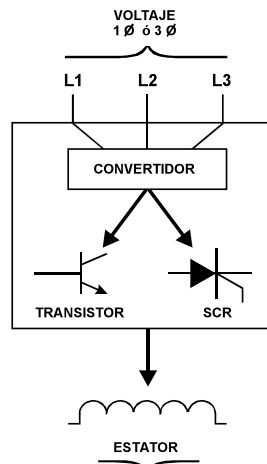
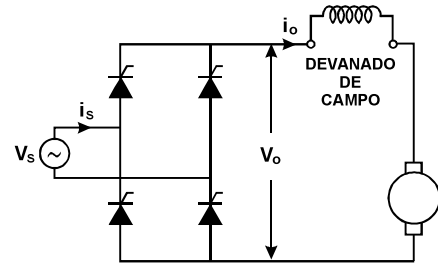
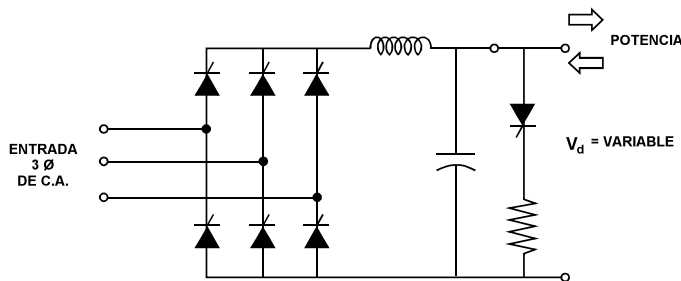
CONVERTIDOR DE C.A. CON LAZO DE C.D.: EL LAZO DE C.D. TIENE LA FUNCIÓN DE ENLACE CON SUAVISAMIENTO DE LA ONDA



UN CONVERTIDOR DE C.D. CONVIERTE C.D. DE UN VOLTAJE A C.D. DE OTRO VOLTAJE

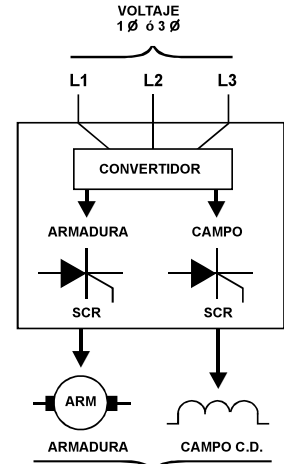


CONVERTIDOR ALIMENTADO CON ACCIONAMIENTO CON MOTOR DE C.D.



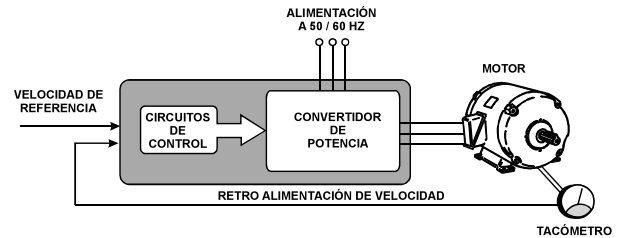
EL ACCIONAMIENTO CONTROLA LA FRECUENCIA EN EL ESTATOR

ACCIONAMIENTO EN C.A.

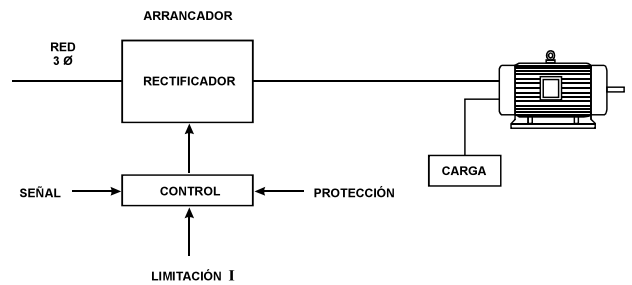


EL ACCIONAMIENTO CONTROLA EL VOLTAJE EN LAS ARMADURAS Y EL CAMPO

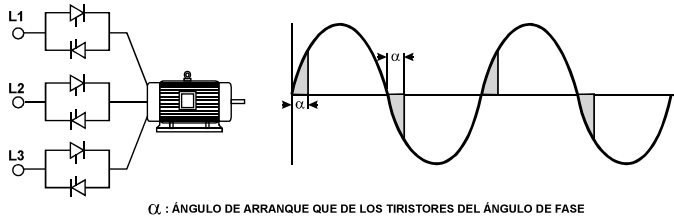
ACCIONAMIENTO EN C.D.



ARRREGLO GENERAL DE UN ACCIONAMIENTO DE VELOCIDAD CONTROLADA

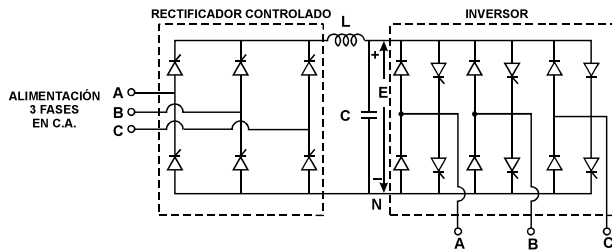


ARRANQUE ELECTRÓNICO POR TENSIÓN VARIABLE Y LIMITACIÓN DE CORRIENTE



α : ÁNGULO DE ARRANQUE QUE DE LOS TIRISTORES DEL ÁNGULO DE FASE

PRINCIPIO DE RECTIFICACIÓN



RECTIFICADOR DE ENTRADA CON VOLTAJE VARIABLE

REGULADORES DE C.A.

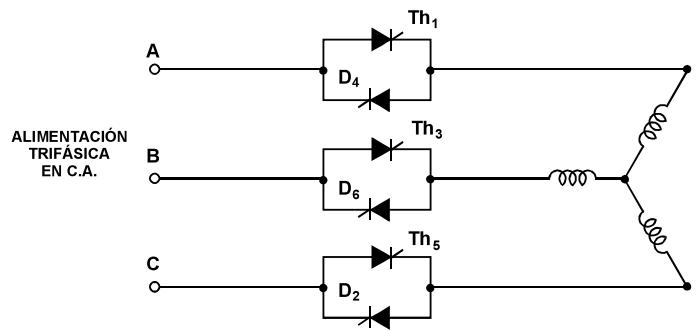
Los reguladores de C.A. se usan para controlar el valor r.m.s. del voltaje aplicado al motor, básicamente hay dos métodos de control: **el control ON-OFF** y **el control de fase**.

En el control ON-OFF los tiristores se emplean como switches para conectar el motor a la fuente para unos pocos ciclos de la fuente de voltaje y luego para desconectarla por un periodo equivalente, por lo tanto, el tiristor actúa como un contactor de alta velocidad, este método se conoce como **método de control integral**.

En el control de Fase los tiristores se usan como switches para conectar el motor a la alimentación para una porción seleccionada de cada ciclo del voltaje de alimentación, las configuraciones del circuito de fuerza para un control ON-OFF y un control de FASE, no difieren.

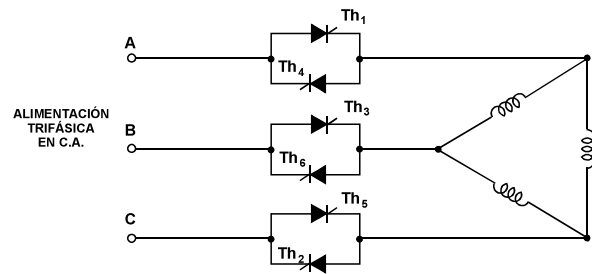
La variación suave de un voltaje de C.A. trifásico se puede hacer por medio de distintas configuraciones del circuito de fuerza. Circuitos reguladores de tres fases de media onda y reguladores de C.A. de onda completa para motores conectados en delta o estrella en los que los neutros son puntos no accesibles, estos reguladores se muestran en la siguiente figura.

El controlador de media onda permite un ahorro en el costo de los dispositivos semiconductores y no da elevación en las componentes de C.D. en cualquier parte del sistema; sin embargo, introduce más armónicas al sistema que el regulador de onda completa.



ALIMENTACIÓN TRIFÁSICA EN C.A.

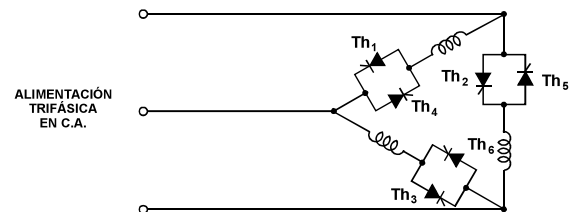
REGULADOR DE MEDIA ONDA



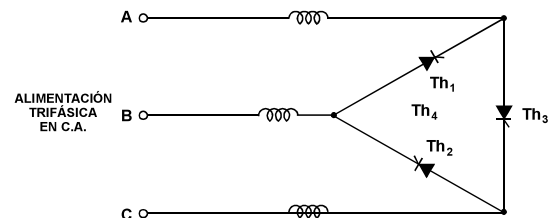
ALIMENTACIÓN TRIFÁSICA EN C.A.

REGULADOR DE ONDA COMPLETA

Para circuitos de carga conectados en delta en los cuales cada extremo de cada fase es accesible, se pueden usar los circuitos mostrados en la siguiente figura, que tienen la ventaja de reducir la corriente de los dispositivos. Para los circuitos conectados en estrella, en los cuales el punto de neutro es accesible y puede estar abierto, el circuito del regulador de la segunda figura, en este circuito se reduce el número de tiristores requerido a tres y simplifica en forma considerable el circuito de control.



ALIMENTACIÓN TRIFÁSICA EN C.A.



ALIMENTACIÓN TRIFÁSICA EN C.A.

REGULADOR DE PUNTO NEUTRO

Para los circuitos de carga conectados en delta, en los cuales cada extremo de cada fase es accesible, el circuito mostrado en la primera figura tiene la ventaja de reducir la corriente en los dispositivos.

Para los circuitos con cargas conectadas en estrella, en los cuales el punto neutro es accesible y se pueden abrir el circuito regulador mostrado en la segunda figura de las anteriores, reduce el número de tiristores requeridos a tres y simplifica considerablemente el circuito de control.

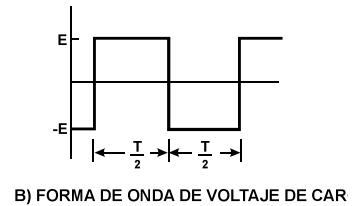
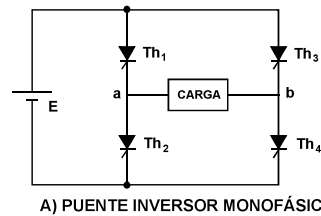
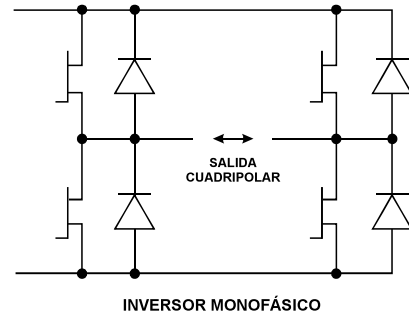
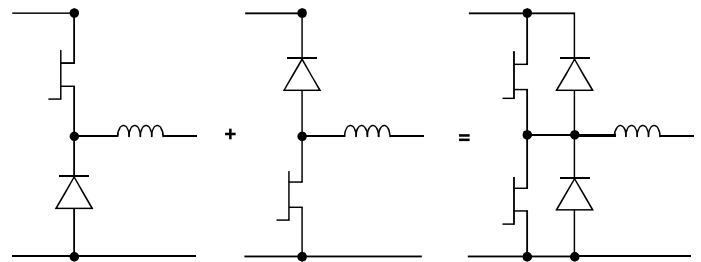
INVERSORES

Un semiconductor inversor es una unidad que usa dispositivos para convertir potencia de C.D. a potencia de C.A. Un circuito inversor que se usa para accionar un motor de C.A. consiste de: i) un circuito de fuerza (ii) un circuito de conmutación para apagar a los semiconductores de fuerza y (iii) una unidad para controlar el voltaje de salida del inversor. Los inversores más comúnmente usados en los circuitos de fuerza son:

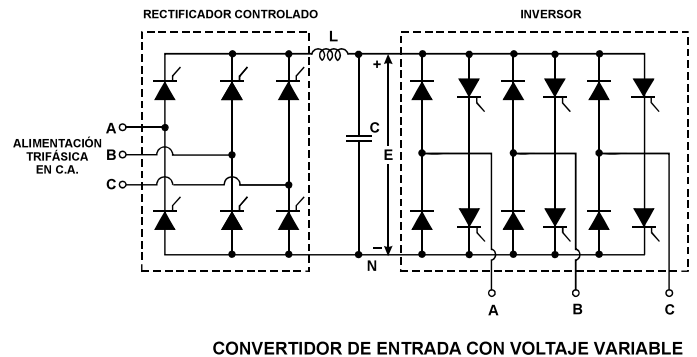
1. El inversor de voltaje variable en la entrada (VVI).
2. El inversor de voltaje variable en la salida.
3. El inversor de pulso modulado (PWM).
4. El inversor de corriente controlada.

En la siguiente figura, se ilustra el principio de la conversión de C.D. a C.A. La forma de onda de voltaje cuando se trata de un inversor monofásico con 4 tiristores es una onda cuadrada de amplitud E y consiste de la componente fundamental de Frecuencia $1/T$ y todas las componentes armónicas impares.

Se puede observar que la frecuencia del voltaje de salida se puede cambiar, modificando la duración $T/2$. Se puede notar también que en el extremo $T/2$ del intervalo, se tienen que desconectar dos tiristores y los otros dos deben estar dentro, esto se logra por un circuito externo llamado **"circuito de conmutación"**, que consiste de L y C. Su función no es sólo para forzar la corriente en sentido inverso a través del tiristor de conducción mientras se apaga, sino también invertir el tiristor por un periodo grande de tiempo.

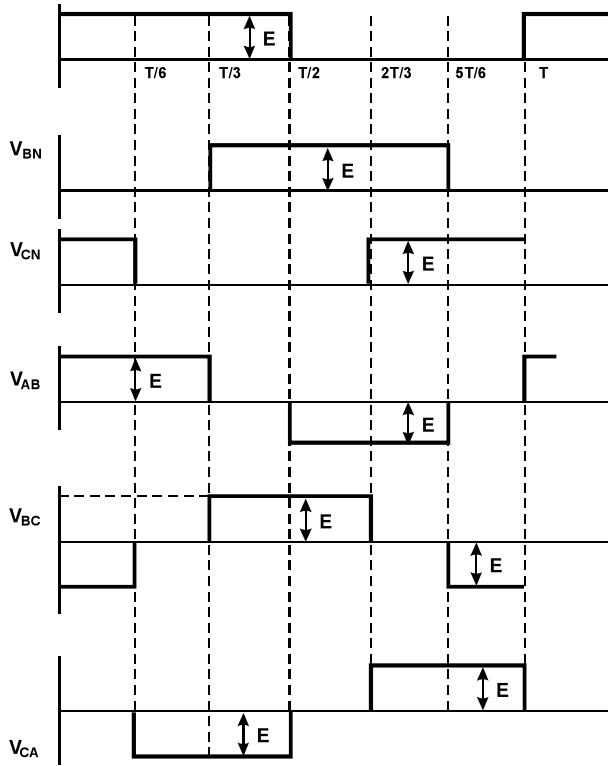


En las dos siguientes figuras, se muestran dos versiones simplificadas de un inversor de voltaje variable en la entrada (VVI) tipo trifásico. En la primera figura, un puente convertidor de 6 pulsos se usa para convertir la potencia normal trifásica de C.A. a potencia variable de salida en C.D., como voltaje a través de un filtro LC.



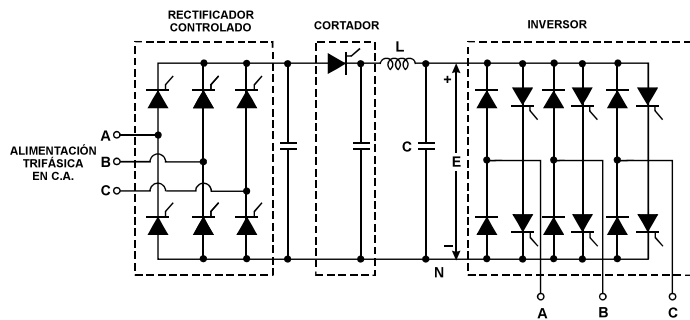
En la siguiente figura se muestran las formas de onda del voltaje de salida V_{AN} , V_{BN} , V_{CN} y los voltajes de línea V_{AB} , V_{BC} y V_{CA} . Cada forma de onda de voltaje de línea

está defasado 120° grados eléctricos, una con respecto a otra y su **onda cuasicuadrada** tiene 120° de ancho.



FORMAS DE ONDA DE VOLTAJE DE FASE DE LÍNEA

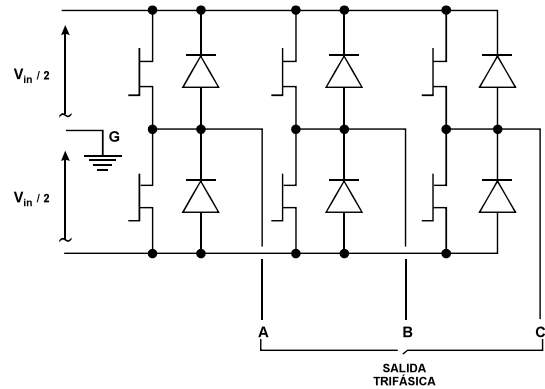
El circuito inversor de voltaje variable en la entrada (VVI) mostrado en la siguiente figura, es similar al circuito anterior, sólo que el puente rectificador de 6 pulsos ha sido reemplazado por un puente rectificador de 6 pulsos no controlado y un cortador desempeña la función de ajustar el voltaje de salida del puente de diodos. Este circuito tiene la capacidad de alimentación desde el mismo bus general de C.D. de varios inversores usando un rectificador principal no controlado.



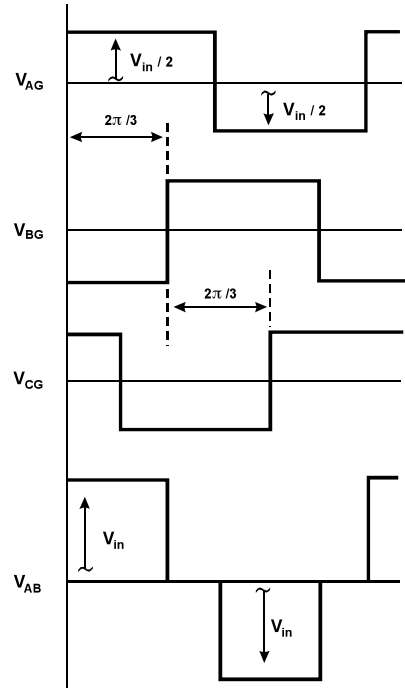
INVERSOR CON VOLTAJE VARIABLE

Los inversores indicados antes no pueden regresar potencia a las líneas de alimentación en C.A., a menos que otro rectificador de fase controlado se agregue para formar un sistema de retorno.

En la siguiente figura, se muestra un **inversor de voltaje de salida variable**, la forma de onda de salida del inversor es la misma que para la del inversor mostrado en la figura anterior, pero su amplitud está fijada por el voltaje de C.D. constante del bus.

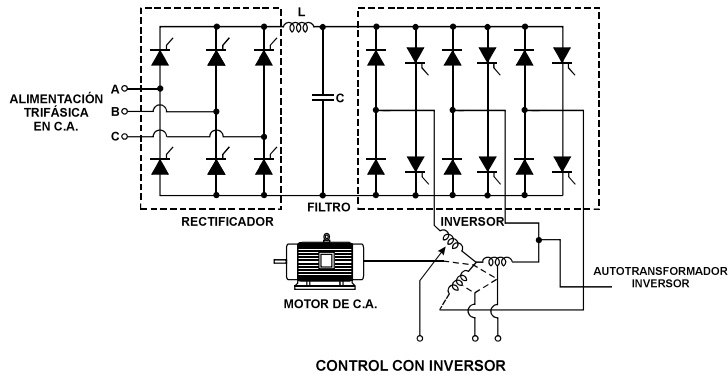


INVERSOR TRIFÁSICO

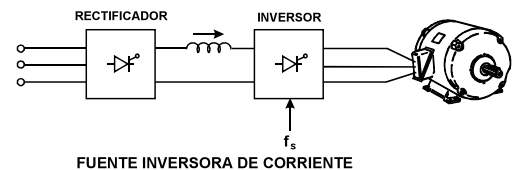
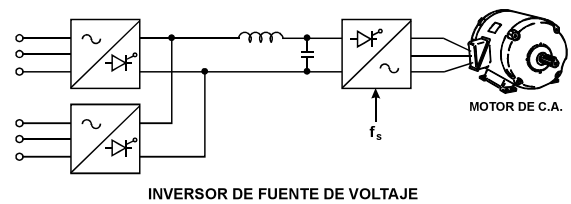
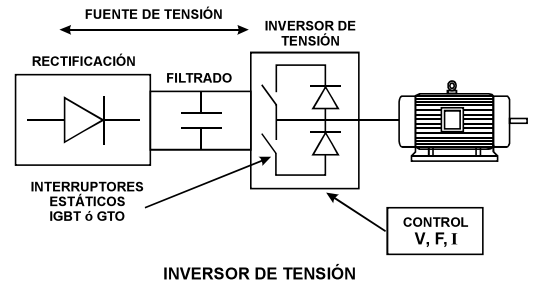
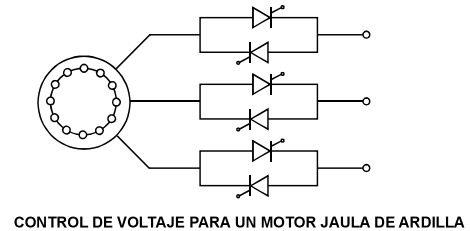
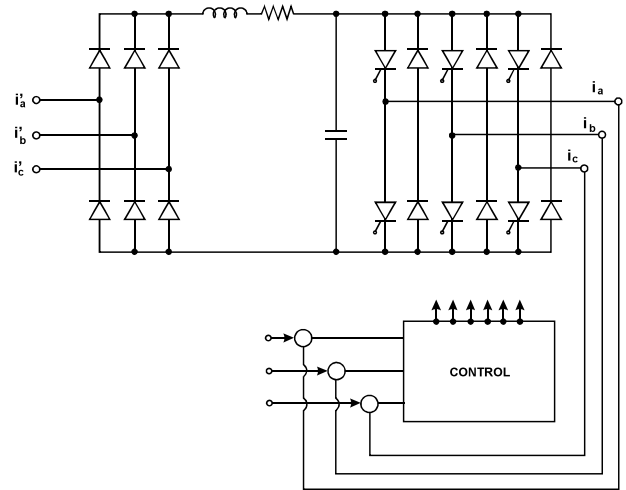
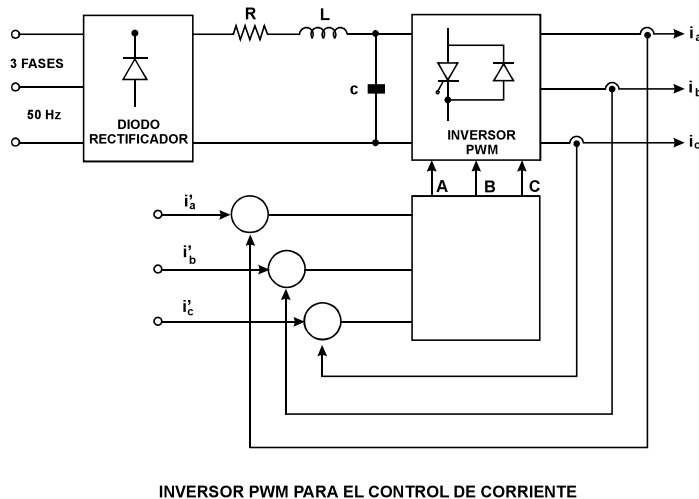


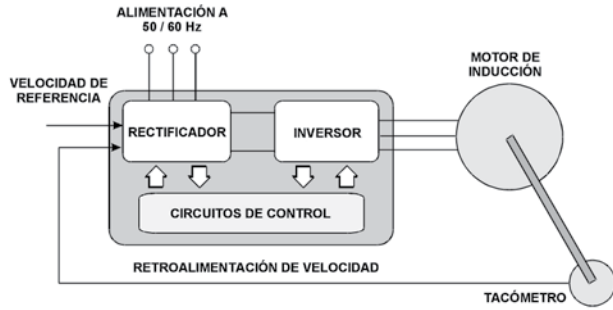
OPERACIÓN DE ONDA CUASI CUADRADA DE UN INVERSOR TRIFÁSICO

El voltaje de C.A. de entrada al motor se obtiene a través de un autotransformador trifásico. El regulador que controla la tasa de repetición de las señales de la compuerta al tiristor también controla al auto transformador variable para dar la relación Volt/Hertz requerida.

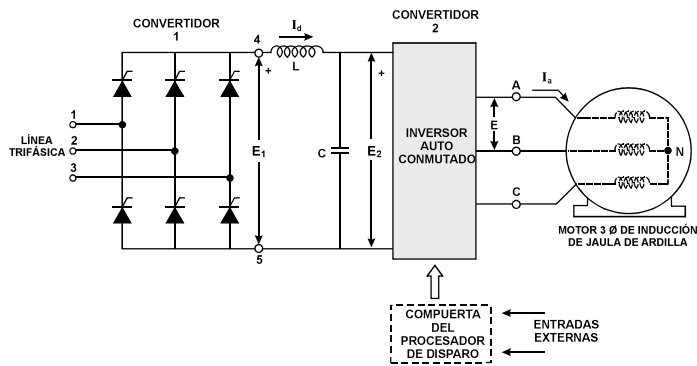


Los inversores de **ancho de pulso modulado (PWM)** usan el pulsado o técnicas de cortado para controlar el voltaje de C.A. de salida de un **inversor estático**. La onda cuadrada o de escalón de salida se switchea rápidamente ON y OFF varias veces durante cada medio ciclo, de modo que el número de pulsos sea igual a la amplitud formada.





ARREGLO GENERAL DE UN INVERSOR PARA ALIMENTAR UN MOTOR DE INDUCCIÓN CON ACCIONAMIENTO DE VELOCIDAD CONTROLADA

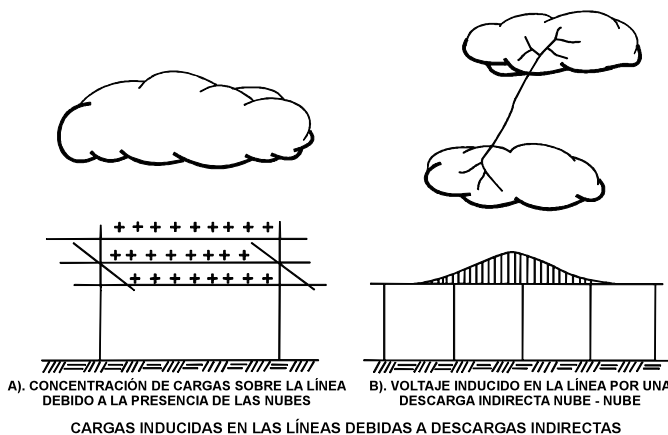
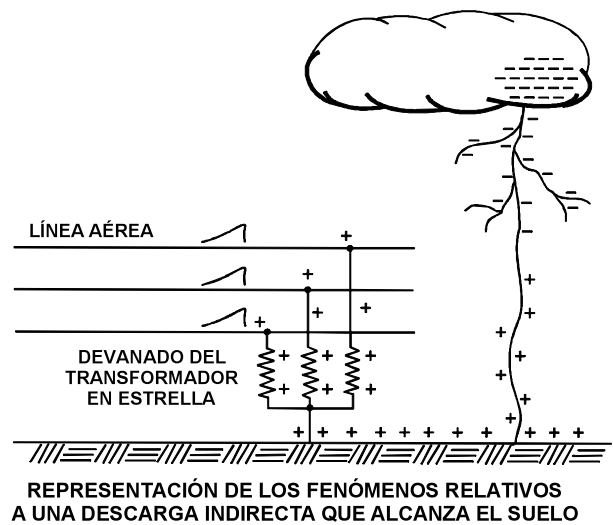


3.16 Apartarrayos y aisladores

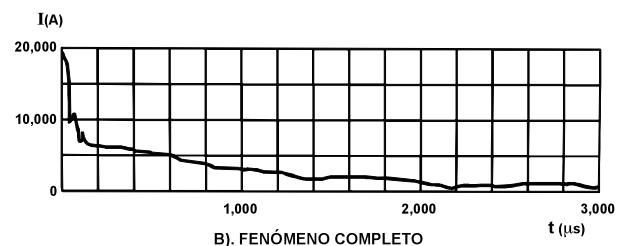
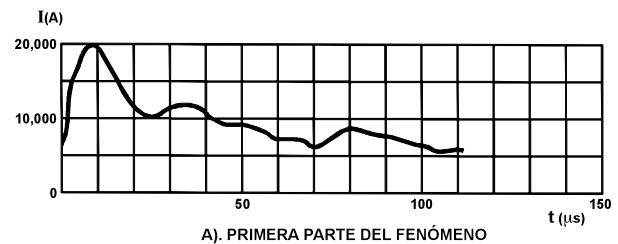
Las líneas de transmisión y redes aéreas de distribución rurales y urbanas, constituyen la parte de los sistemas eléctricos que es muy vulnerable a las descargas atmosféricas, que en ciertas condiciones pueden provocar sobretensiones elevadas en el sistema (denominadas sobretensiones de origen externo) llegando a producir la quema del equipo, tanto de la compañía suministradora como de los clientes o usuarios.

Para proteger a los sistemas eléctricos de las ondas de sobretensión que también tienen su origen durante las maniobras de interruptores (sobretensiones de origen interno), se deben instalar equipos apropiados que reduzcan el nivel de sobretensión a valores que sean compatibles con la soportabilidad de estos sistemas. A estos equipos protectores contra sobretensiones se les conoce como **apartarrayos**, éstos se usan para proteger los distintos equipos de una subestación eléctrica y en ocasiones a un sólo transformador, como es el caso de las subestaciones tipo poste instaladas en las **redes de distribución**.

y hielo en las nubes, provocadas por los vientos ascendentes, dan origen a la formación de cargas electrostáticas.

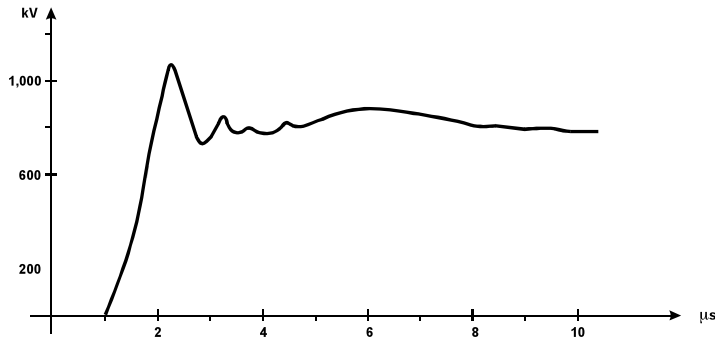


La sobretensión de origen atmosférico tiene su origen en una descarga atmosférica, a lo largo del tiempo se han desarrollado varias teorías para tratar de explicar este fenómeno, tomándose como las más acertadas aquellas que explican que la fricción entre las partículas de agua

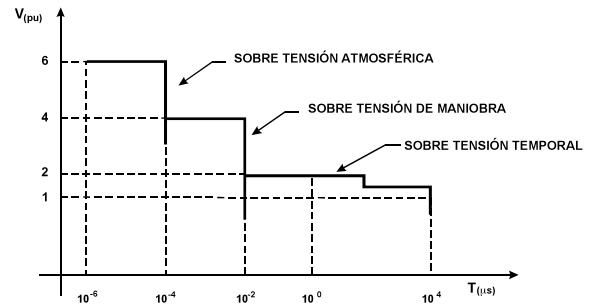


FORMA TÍPICA DE CORRIENTE DE IMPULSO DEBIDA A UNA DESCARGA

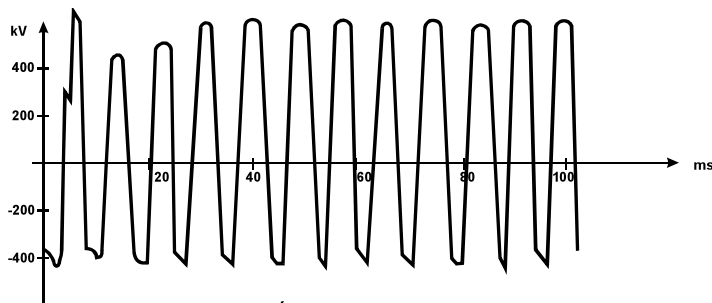
Las formas de onda típicas para ciertos tipos de sobretensiones se muestran a continuación:



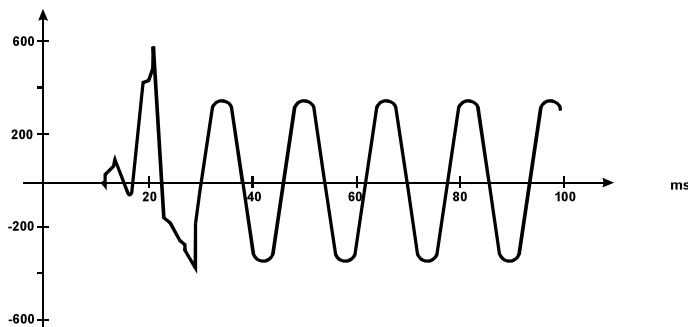
EJEMPLO DE UNA ONDA DE SOBRETENSIÓN POR DESCARGA ATMOSFÉRICA



ORDEN DE MAGNITUD DE LOS VALORES DE TENSIÓN Y TIEMPO DE LAS SOBRETENSIONES



ONDA DE SOBRETENSIÓN POR MANIOBRA, TIPO OSCILATORIA



ONDA DE SOBRETENSIÓN POR MANIOBRA CON AMORTIGUAMIENTO

La sobretensión es el resultado de una tensión variable con relación al tiempo, que involucran las fases de un sistema o bien una fase a tierra; para que se considere como una sobretensión, su valor cresta debe ser superior al valor cresta de la tensión máxima del sistema.

Si se toma como principio el grado de amortiguamiento de la onda sobretensión y su tiempo de duración, las sobretensiones, como se muestra en la gráfica anterior, se pueden clasificar en tres tipos:

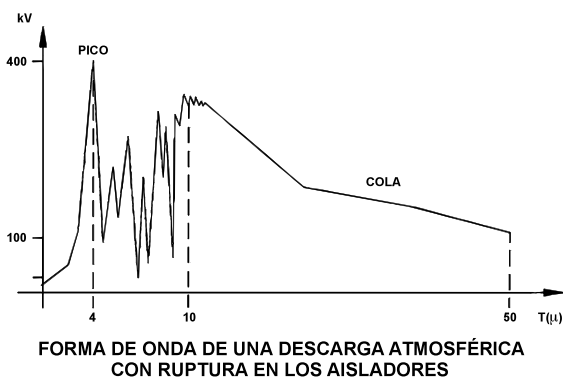
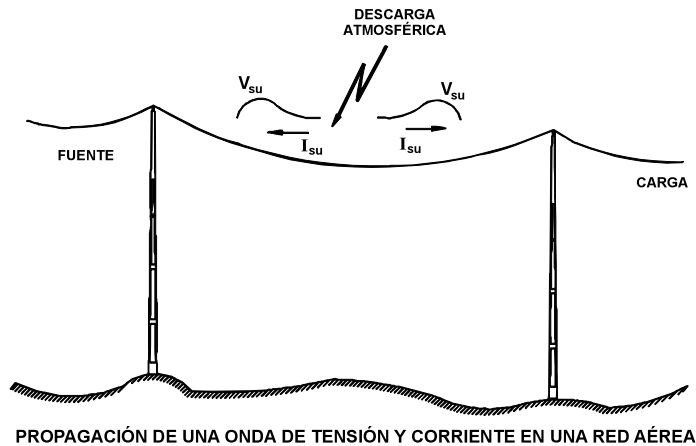
- Sobretensiones atmosféricas.
- Sobretensiones por maniobra de interruptores.
- Sobretensiones temporales.

3.16.1 LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las sobretensiones por descargas atmosféricas, como se han descrito brevemente en los párrafos anteriores, y en ciertos países como México, son las que representan la mayor probabilidad de riesgo de falla en las instalaciones.

Para las sobretensiones inducidas en las líneas de transmisión y en las redes de distribución, que pueden llegar a los equipos de las subestaciones o de las instalaciones, el uso de los apartarrayos representa una opción de protección apropiada.

El orden de magnitud de los distintos tipos de sobretensiones y su duración se muestra en la figura siguiente:



3.16.2 SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

Es una sobretensión que está caracterizada por la operación de un equipo de maniobra como resultado de una falla o de otra causa en un determinado punto del sistema, involucrando las tres fases o una fase y tierra.

Las sobretensiones por maniobra son más severas que las sobretensiones de naturaleza temporal, y por lo tanto, es uno de los parámetros para determinar el nivel de aislamiento de un sistema, se caracterizan por fenómenos electromagnéticos que pueden ser mayores que la tensión a la frecuencia del sistema.

La severidad de las sobretensiones de maniobra depende de la configuración del sistema y en forma notoria de su nivel de cortocircuito. Las sobretensiones de maniobra pueden ocurrir con las siguientes operaciones.

- Energización de una línea de transmisión.
- Energización de un banco de capacitores.
- Energización de un transformador.
- Recierre de una línea de transmisión.
- Eliminación de fallas.

3.16.3 SOBRETENSIONES TEMPORALES

Una sobretensión temporal está caracterizada por una onda de tensión elevada y de naturaleza oscilatoria y largo tiempo de duración, ocurre en un punto definido del sistema, involucrando las fases o una fase y tierra, cuyo amortiguamiento es muy reducido.

Las sobretensiones temporales son motivadas por algunas ocurrencias que se pueden resumir como sigue:

- Pérdidas de carga por apertura del interruptor (rechazo de carga).
- Fallas monopolares.
- Fenómenos de ferresonancia.
- Efecto ferranti.

3.16.4 APARTARRAYOS

Los apartarrayos derivan las ondas transitorias de sobretensión a tierra y protegen al equipo de las subestaciones de las ondas de sobretensión por rayo y por maniobra de interruptores. Hay básicamente dos tipos de diseños:

- Apartarrayos convencional con Gap (autovalvular).
- Apartarrayos de óxido metálico (ZnO).

El apartarrayos **se conecta entre línea y tierra**, consiste básicamente de elementos resistores en serie con gaps o explosores. Los elementos resistores ofrecen una resistencia no lineal, de manera tal que para voltajes a la frecuencia normal del sistema la resistencia es alta y para descargar corrientes la resistencia es baja. Los explosores o gaps son gaps en aire de

longitud apropiada. Con voltajes de operación **normales el apartarrayos no conduce**. Cuando una onda viajera se desplaza por la línea aérea, pasa por el apartarrayos y baja a tierra, ya que la resistencia que se presenta es baja y la onda se deriva a tierra, después de unos pocos microsegundos la onda desaparece y se restablece el voltaje normal a través del apartarrayos; la resistencia que presenta el apartarrayos a este voltaje es muy grande, por lo tanto, la corriente del arco se reduce y el voltaje a través del gap no es suficiente para mantener el arco, por lo que el flujo de la corriente a tierra se interrumpe y se reestablecen las condiciones normales.

La onda de voltaje elevada se descarga a tierra y así se protege el aislamiento del equipo conectado a la línea. Por lo tanto, la relación entre el voltaje (V) y la corriente (I) está dada por una relación como la siguiente:

$$I = KV^B$$

Donde la constante:

B = 5 a 8 para apartarrayos de carburo de silicio.

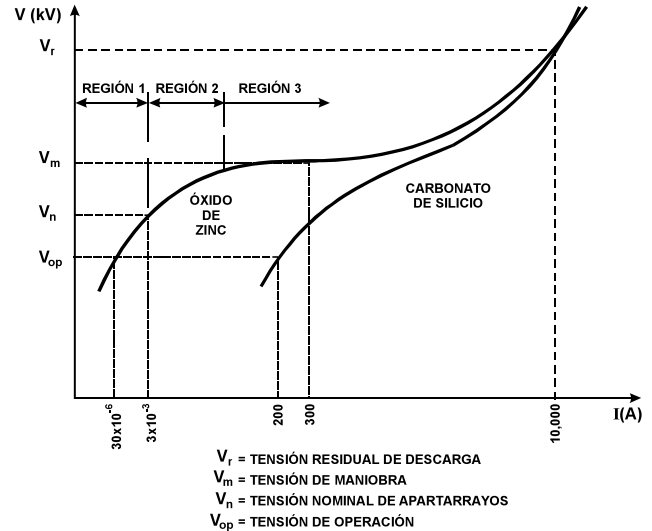
B = 30 a 40 para apartarrayos de ZnO.

K = Constante.

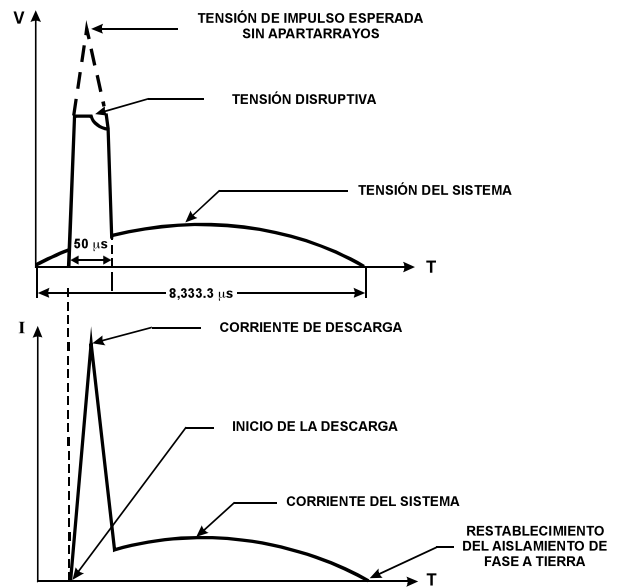
El apartarrayos tipo autovalvular tiene uno o más elementos o gaps en serie con elementos resistores, estos elementos están contenidos en porcelana, y al conjunto, se le llena con un gas inerte como el NITRÓGENO.

Los resistores son blocks de resistencias no lineales, los materiales usados para tales resistores son denominados de fábrica como Thirita, Metrosil y se forman en bloques cilíndricos. Algunos materiales usados más generalmente son compuestos de carburo sujetos a algún tratamiento térmico.

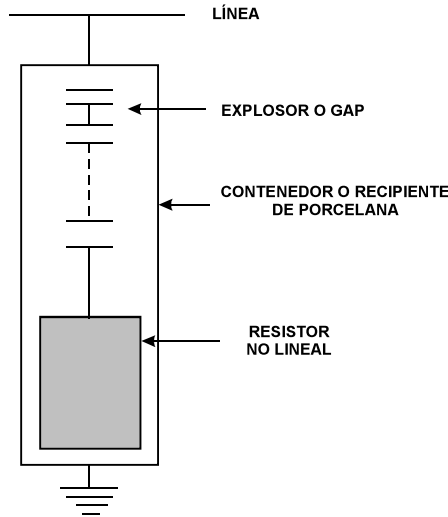
El explosor o unidad de gap consiste de dos tiras o cintas separadas dentro de un contenedor de cerámica sellado que se puede llenar con nitrógeno. Normalmente se instala un contador de descargas entre la terminal de tierra del apartarrayos y la tierra de la instalación.



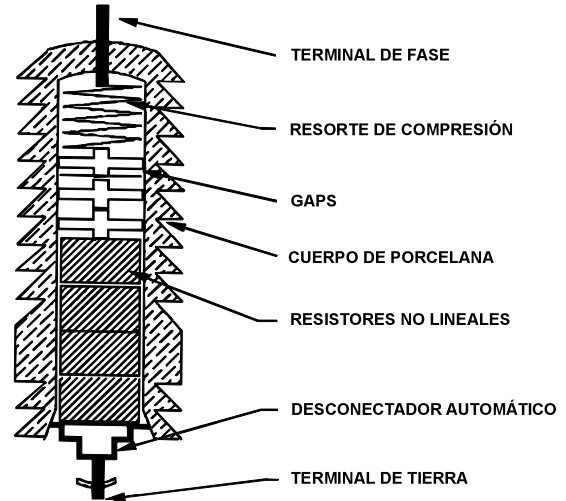
CURVA CARACTERÍSTICA DE TENSIÓN x CORRIENTE DE LOS VARISTORES DE SiC y ZnO



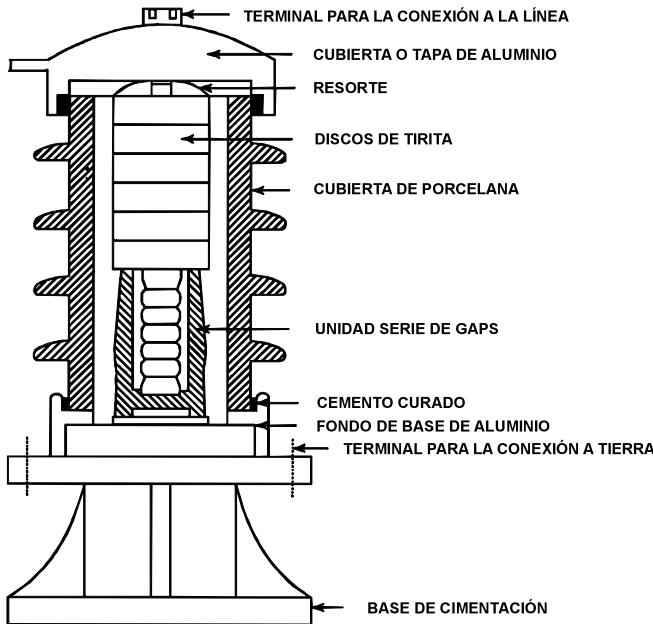
ONDA DE TENSIÓN Y CORRIENTE DE DESCARGA DE UN APARTARRAYOS



COMPONENTES DE UN APARTARRAYOS TIPO AUTOVALVULAR



DETALLES CONSTRUCTIVOS DE UN APARTARRAYOS



APARTARRAYOS TIPO AUTOVALVULAR

3.16.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS APARTARRAYOS TIPO AUTOVALVULAR

Las características más relevantes a especificar para un apartarrayos de carburo de silicio (tipo autovalvular) son las siguientes:

a) Tensión nominal.

Es la máxima tensión en valor eficaz, que se puede fijar en forma permanente al apartarrayos a la frecuencia nominal en el ciclo de operación para el cual fue proyectado y tiene condiciones de operar en forma satisfactoria.

Cuando los apartarrayos quedan sometidos a tensiones superiores a su valor nominal, como ocurre en el caso del cortocircuito de fase a tierra en los sistemas que no tienen el neutro sólidamente conectado a tierra, entonces pueden tener fallas.

b) Frecuencia nominal.

Es la frecuencia para la cual fue diseñado el apartarrayos.

c) Corriente de descarga nominal.

Es la corriente tomada en su valor de cresta con forma de onda de 8/20 μ seg, que se usa para clasificar a los apartarrayos. Esta corriente de descarga nominal se puede determinar de acuerdo con los siguientes factores:

- Nivel cerámico de la región.
- La probabilidad de ocurrencia de descargas atmosféricas con corrientes altas.
- La importancia de los equipos en la instalación.
- El nivel de aislamiento del sistema.

En las áreas que se tienen corrientes del rayo elevadas, se recomienda el uso de apartarrayos en corriente de descarga de 10 KA. Este tipo de apartarrayos tiene más volumen de absorción de energía, debido a un mayor volumen de material de características no lineales; en cambio, en las áreas de nivel cerámico bajo, con bajas intensidades de corrientes del rayo, se pueden usar apartarrayos de 5 KA. La corriente de descarga máxima de un apartarrayos usado para la protección de un transformador se puede calcular en forma aproximada con la ecuación:

$$I_d = \frac{2NBI - V_r}{Z_o} (KA)$$

Donde:

NBI= Nivel básico de aislamiento al impulso o tensión de soporte del equipo a proteger en kV.

V_r = Tensión residual del apartarrayos en kV.

Z_o = Impedancia característica en Ω .

d) Corriente subsecuente.

Es la corriente suministrada por el sistema, que conduce el apartarrayos después de que pasa la corriente de descarga. Esta corriente de descarga se debe extinguir por el gap en serie en su primer paso por el cero de la corriente, en caso contrario, el apartarrayos tiene dificultades para cortar la corriente debido a las siguientes reigniciones, provocando con esto pérdidas excesivas por efecto joule y la posible falla del apartarrayos.

e) Tensión residual.

Es la tensión que aparece en las terminales del apartarrayos, tomada en su valor cresta, cuando conduce la corriente de descarga. Existen también pruebas en las que está definida la tensión residual cuando el apartarrayos es sometido a ondas de larga duración.

La tensión residual es una de las características más importantes de los apartarrayos, ya que es la tensión a la que quedará sometido cualquier equipo bajo su protección, considerando que esté instalado prácticamente en sus terminales.

f) Tensión de ruptura al impulso.

Es el valor mayor de la tensión de impulso alcanzado antes de la disrupción, cuando entre las terminales del apartarrayos se aplica una onda de impulso de forma, amplitud y polaridad dadas.

g) Tensión disruptiva de impulso atmosférica normalizado.

Es la mayor tensión tomada en su valor cresta cuando el apartarrayos está sometido a una onda normalizada de 1.2/50 μ seg y provoca ruptura en todas sus aplicaciones.

h) Tensión de ruptura de impulso de maniobra.

Es la mayor entre los valores de las dos polaridades de las tensiones de ruptura de alta probabilidad y de las tensiones de ruptura de impulso de maniobra de la sobretensión de 1.3 para impulsos de maniobra con tres formas de onda, con tiempos de frente de 30 a 60, 150 a 300 y 1000 a 2000 microsegundos, con tiempo hasta medio valor no menor de 2.2 veces los respectivos tiempos de frente.

i) Tensión de ruptura a la frecuencia industrial (60 Hz) en valor eficaz.

A pesar de no ser una tensión de prueba, la norma ANSIC62.1 indica valores de prueba de referencia y no indica ningún punto de la curva característica del apartarrayos, sólo representan valores de referencia, ya que se supone que el apartarrayos no opere para una onda de tensión a la frecuencia de 60 Hz.

Los equipos se pueden proteger contra sobretensiones temporales que se caracterizan por ondas de tensión a la frecuencia industrial, con una duración del fenómeno de corta duración. Las sobretensiones con un tiempo de duración elevado normalmente provocan daños irreversibles a los apartarrayos, debido a la elevada corriente que se puede conducir a tierra a través de resistores no lineales, ocasionando pérdidas joule elevadas.

j) Tensión de ruptura en el frente.

Es el valor mayor de la tensión de impulso en el frente antes de la ruptura, cuando en las terminales del apartarrayos se aplica un impulso de una polaridad dada, cuya tensión crece linealmente con el tiempo.

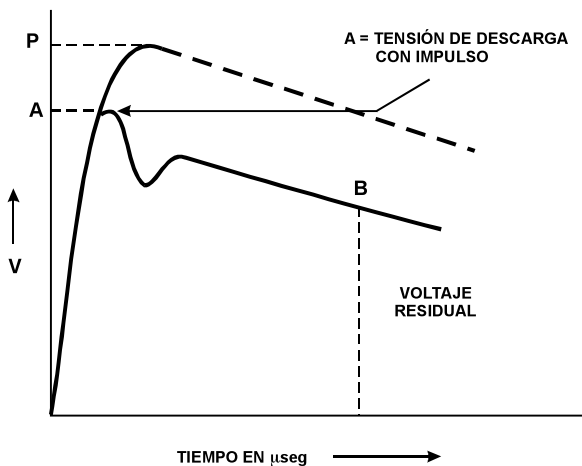
Se debe entender también que la tensión máxima de ruptura para ondas de maniobra es el valor mayor de

tensión transitoria que puede ocurrir en el sistema, antes de que se presente la descarga en el apartarrayos.

Las características generales para apartarrayos de distribución de tipo autovalvular para aplicaciones en redes de distribución, se dan en la tabla siguiente:

CARACTERÍSTICAS DE APARTARRAYOS DE DISTRIBUCIÓN DE CARBURO DE SILICIO (AUTO VALVULARES)

TENSIÓN NOMINAL (KV RMS)	TENSIÓN DE DESCARGA CON FRENTE DE ONDA (KV CRESTA)		VOLTAJE MÁXIMO DE DESCARGA (KV CRESTA) ONDA 8 X 20 MICRO SEGUNDOS		
	CON DESCONECTOR	CARGA EXTERNA	5,000 AMPERES	10,000 AMPERES	20,000 AMPERES
3	14.5	31	11	12	13.5
6	28	51	22	24	27
9	39	64	33	36	40
10	43	64	33	36	40
12	54	77	44	48	54
15	63	91	50	54	61
18	75	105	61	66	74
21	89	---	72	78	88
27	98	---	87	96	107

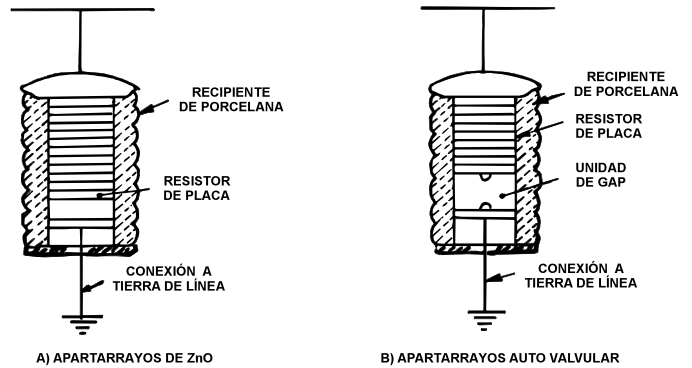


CARACTERÍSTICA DEL VOLTAJE DE UN APARTARRAYOS

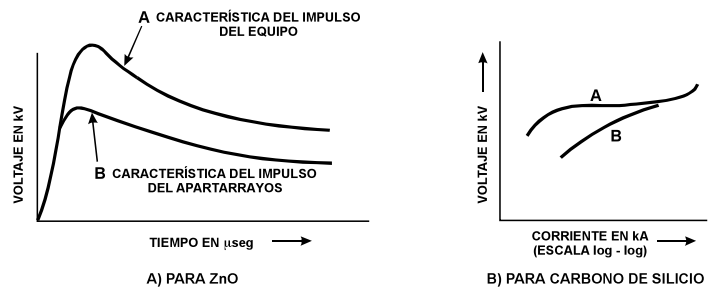
3.16.6 APARTARRAYOS DE ÓXIDO METÁLICO (MOA)

Estos apartarrayos se conocen también como de óxido de zinc (Zno), fueron desarrollados alrededor de 1977 y tienen elementos característicos que consisten principalmente de óxido de zinc, que no requieren de gaps en serie.

En la siguiente figura, se muestran las características voltaje-corriente para los apartarrayos convencionales de carburo de silicio (autovalvulares) y para los apartarrayos de óxido de zinc.



CARACTERÍSTICA DE PROTECCIÓN DE APARTARRAYOS



CARACTERÍSTICA DE PROTECCIÓN DE APARTARRAYOS

Cuando una sobretensión produce conducción en el apartarrayos, la corriente que circula entre sus terminales va a determinar el comportamiento de la característica voltaje-corriente del elemento del MOA, hasta que el voltaje a través del MOA cae a un nivel al cual la corriente entrante a la frecuencia del sistema cae a cero.

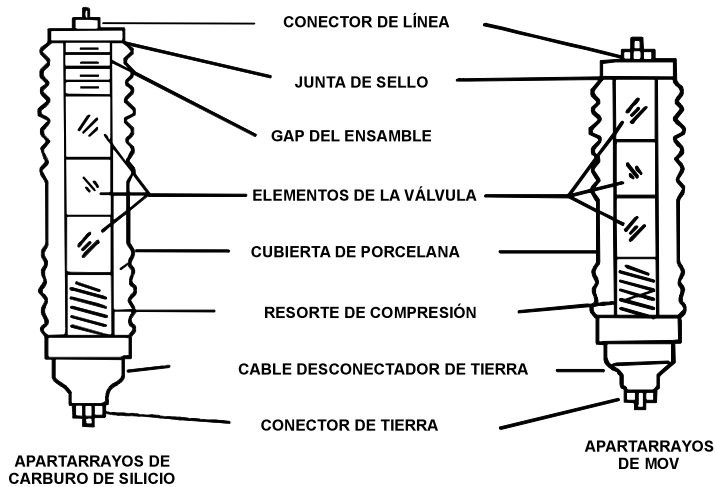
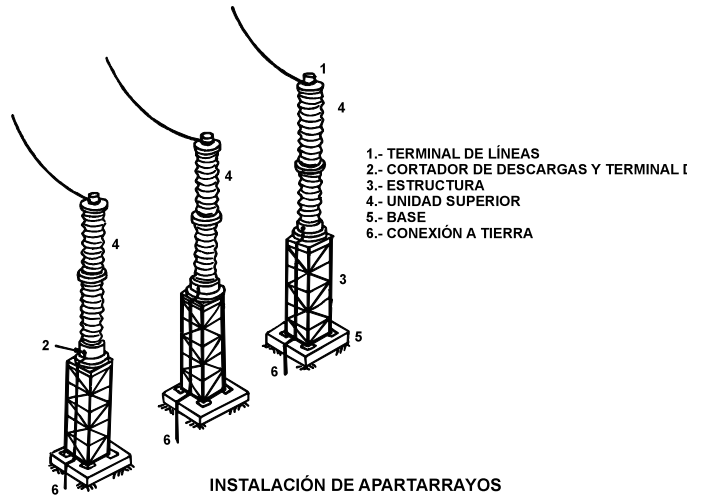
Debido a que los elementos de MOA tienen un valor de resistividad óhmica elevada y a que el flujo de corriente es despreciable, cuando el voltaje cae al valor del voltaje normal del sistema, el apartarrayos no se caracteriza como por el valor de la corriente de conducción, es decir, el bajo valor de corriente a la frecuencia del sistema puede estar presente produciendo sólo un pequeño calentamiento.

Existen dos capacidades o valores nominales de corriente para los apartarrayos de ZnO: (1) la capacidad de aguante o resistente, (2) la capacidad de aguante de corriente de larga duración, esta última es una característica severa en términos de la capacidad de descarga de energía.

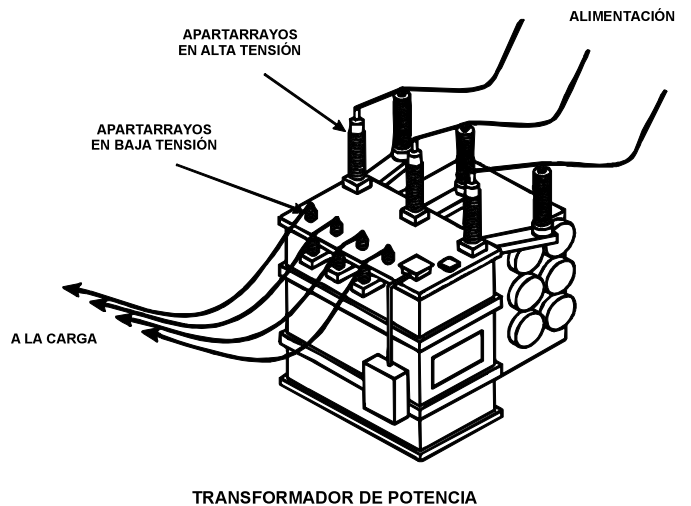
3.16.7 CONEXIÓN DE LOS APARTARRAYOS

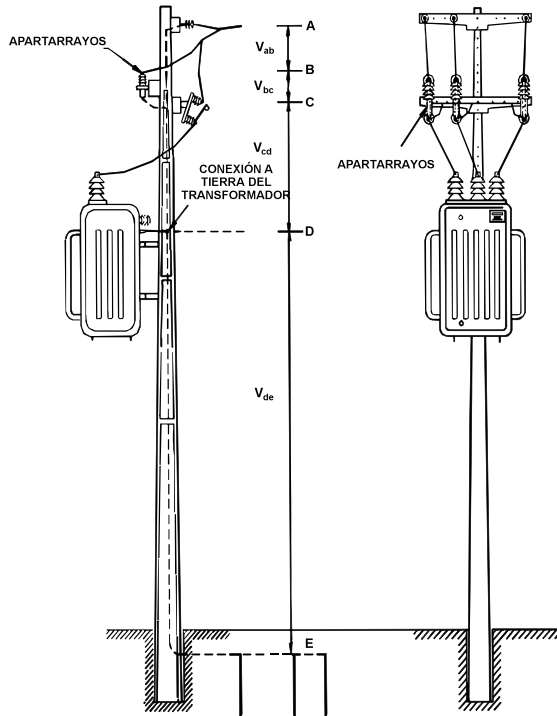
Los apartarrayos se conectan invariablemente de línea a tierra, de acuerdo a lo siguiente:

- Entre fase y tierra en la terminal entrante de cada acometida o línea aérea en cada una de las fases.
- Entre cada terminal y tierra cercana al transformador de potencia en la subestación del lado entrante.
- En los sistemas de distribución en los postes.
- Cercano a las terminales del generador.



APARTARRAYOS DE CARBURO DE SILICIO Y DE ÓXIDO METÁLICO





CONEXIÓN A TIERRA DE LOS APARTARRAYOS Y DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

VOLTAJES NOMINALES DE APARTARRAYOS DE ÓXIDO DE ZINC USADOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

VOLTAJE DEL SISTEMA (kV / rms)		VOLTAJE APLICADO EN FORMA COMÚN AL APARTARRAYOS		
NOMINAL	VOLTAJE MÁXIMO RANGO B**	ESTRELLA CON 4 HILOS Y NEUTRO MULTITERRORIZADO	3 HILOS ATERRIZADOS A TRAVÉS DE BAJA IMPEDANCIA	3 HILOS ATERRIZADOS A TRAVÉS DE ALTA IMPEDANCIA
2,400	2540			3(2.55)
4,160 Y 2,400	4,400 Y 2,540		6(5.1)	6(5.1)
4,260	4,400			6(5.1)
4,800	5,080			6(5.1)
6,900	7,260			9(7.65)
8,310 Y 4,800	8,800 Y 5,080	6(5.1)	9(7.65)	
12,000 Y 6,930	12,700 Y 7,330	9(7.65)	12(10.2)	
12,470 Y 7,200	13,270 Y 7,620	9(7.65)	15(12.7)	
		OR 10(8.4)		
13,200 Y 7,620	13,970 Y 8,070	10(8.4)	15(12.7)	
13,800 Y 7,970	14,605 Y 8,430	12(10.1)	15(12.7)	
13,800	14,520			18(15.3)
20,780 Y 12,000	22,000 Y 12,700	15(12.7)	21(17.0)	
22,860 Y 13,200	24,200 Y 13,870	18(15.3)	24(19.5)	
23,000	24,340			30(24.4)
24,940 Y 14,400	26,400 Y 15,240	18(15.3)	27(22.0)	
27,600 Y 15,930	29,255 Y 16,890	21(17.0)	30(24.4)	
34,500 Y 19,920	36,510 Y 21,080	27(22.0)	36(29.0)	

DATOS DE APARTARRAYOS DE ÓXIDO DE ZINC

CAPACIDAD DEL APARTARRAYOS	APARTARRAYOS DE ZnO
3	2.55
6	5.10
9	7.65
10	8.40
12	10.2
15	12.7
18	15.3
21	17.0
24	19.5
27	22.0
30	24.4

CARACTERÍSTICAS DE APARTARRAYOS DE DISTRIBUCIÓN DE ÓXIDO METÁLICO

TENSIÓN NOMINAL	MÁXIMO VOLTAJE DE OPERACIÓN CONTINUO	MARGEN DE PROTECCIÓN CON FRENTES DE ONDA	VOLTAJE MÁXIMO DE DESCARGA CON ONDA DE CORRIENTE DE 8 x 20 MICRO SEGUNDOS		
			5 kA	10 kA	20 kA
kV rms	kV rms	kV CRESTA			
3	2.55	10.7	9.2	10.0	11.3
6	5.10	21.4	18.4	20.0	22.5
9	7.65	32.1	27.5	30.0	33.8
10	8.40	35.3	30.3	33.0	37.2
12	10.2	42.8	36.7	40.0	45.0
15	12.7	53.5	45.9	50.0	56.3
18	15.3	64.2	55.1	60.0	67.6
21	17.0	74.9	64.3	70.0	78.8
24	19.5	84.3	72.3	78.8	88.7
27	22.0	95.2	81.7	89.0	100.2
30	24.4	105.9	90.9	99.0	111.5
36	30.4	124.8	107.0	116.6	131.3

3.16.8 SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

Los apartarrayos para su aplicación se pueden clasificar como sigue:

- Clase estación.
- Clase distribución.
- Clase secundaria.

Tensión nominal. La tensión nominal de un apartarrayos se debe definir en función de las sobretensiones previstas en el sistema, es decir, sobretensiones atmosféricas por maniobra de interruptores o temporales.

El valor de la tensión nominal está definida por el cortocircuito de fase a tierra e influye en forma importante la conexión del neutro a tierra en los sistemas con conexión estrella.

Inicialmente, es necesario comparar la amplitud de la sobretensión temporal del sistema con los valores de sobretensión temporal soportable por el apartarrayos. En el caso de que la sobretensión de la red supere al valor máximo admitido por el apartarrayos, se debe seleccionar otro apartarrayos con tensión nominal más elevada, lo que implica una tensión de aguante mayor a las tensiones temporales. Un modo práctico de calcular la tensión nominal de un apartarrayos es por medio de la expresión:

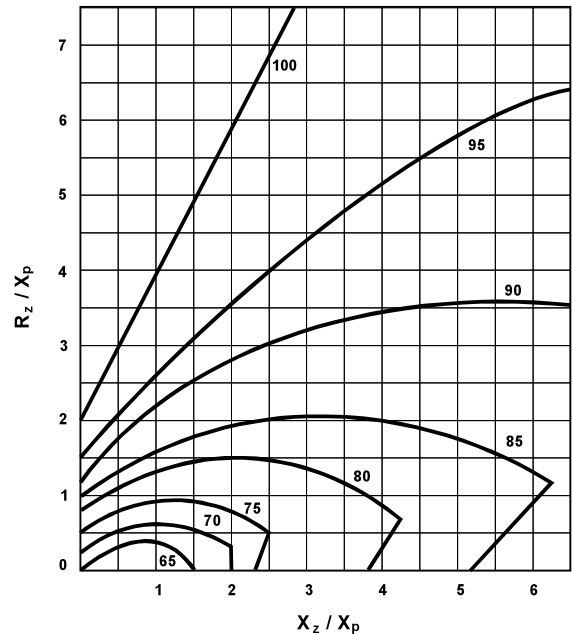
$$V_n = KeV_{M\acute{a}x}$$

Donde:

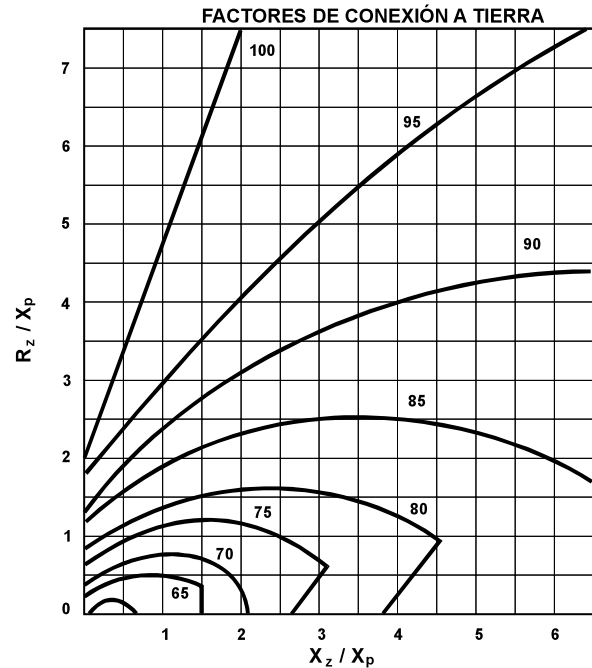
$V_{m\acute{a}x}$ = Tensión máxima de operación del sistema.

Ke = Factor de conexión a tierra.

El valor del factor de conexión a tierra depende básicamente de la forma de cómo se encuentre el neutro de la instalación conectado a tierra. Para ello, de las redes de secuencia cero y secuencia positiva elaborada para los estudios de cortocircuito de falla de fase a tierra, se obtienen las relaciones de resistencia de secuencia cero (R_z) a reactancia de secuencia positiva (X_p), resistencia de secuencia positiva (R_p) a reactancia de secuencia positiva (X_p) a reactancia de secuencia cero (X_z). Este valor de Ke se puede obtener de curvas que tienen las relaciones antes mencionadas.

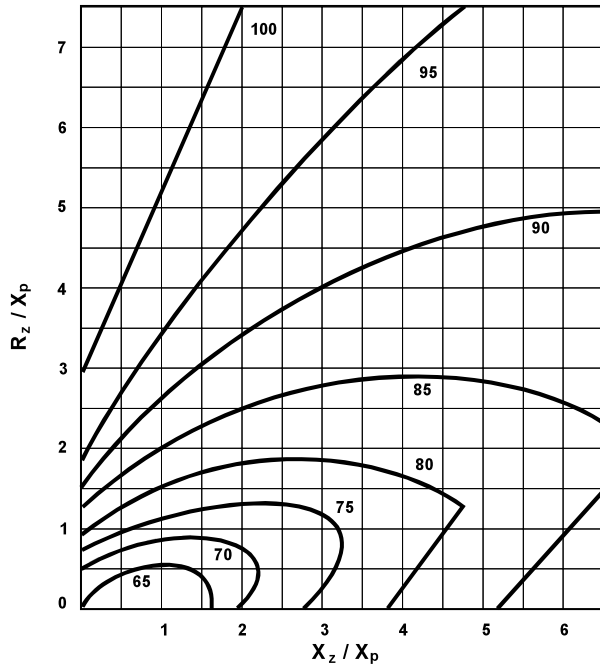


CONDICIONES DE TENSIÓN PARA $R_p = R_n = 0$



CONDICIONES DE TENSIÓN PARA $R_p = R_n = 0.1 X_p$

FACTORES DE CONEXIÓN A TIERRA



CONDICIONES DE TENSIÓN PARA $R_p = R_n = 0.2 X_p$
FACTORES DE CONEXIÓN A TIERRA

Para cálculos prácticos en que no se dispone de los valores para las relaciones X_z/X_p y R_z/X_p se pueden tomar los siguientes valores:

$K_e = 0.8$ Para sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra.

$K_e = 1.0$ Para sistemas con neutro flotante o con neutro conectado a tierra a través de alta impedancia.

VOLTAJE NOMINAL EN KILOVOLTS PARA APARTARRAYOS

TENSIÓN NOMINAL DEL APARTARRAYOS (kV)	DELTA O ESTRELLA DE 3 HILOS SISTEMA AISLADO	ESTRELLA-3 HILOS CON NEUTRO EFECTIVAMENTE ATERRIZADO EN EL TRANSFORMADOR	ESTRELLA -4 HILOS CON NEUTRO MULTIATERRIZADO
3	3	3.60	4.50
6	6	7.20	9.00
9	9	11.00	12.80
12	12	15.00	15.00
15	15	18.00	18.00
27	27	32.00	36.50
39	39	47.00	---
54	54	65.00	---
75	75	91.00	---

APARTARRAYOS TIPO DISTRIBUCIÓN	APARTARRAYOS TIPO MEDIO	APARTARRAYOS TIPO SUBESTACIÓN
1		
3	3	3
6	6	6
9	9	9
10		
12	12	12
15	15	15
18		
21	21	21
	24	24
25		
27		
30	30	30
	36	36
	39	39
	48	48
	60	60
	72	72
	90	90
	96	96
	108	108
	120	120

CORRIENTE DE DESCARGA

Como se ha mencionado antes, la corriente de descarga de un apartarrayos se puede calcular como:

$$I_d = \frac{2NBI - V_r}{Z_o} (kA)$$

Siendo:

NBI = Nivel básico de aislamiento al impulso (kV).

V_r = Tensión residual del apartarrayos.

Z_o = Impedancia característica de la línea entrante a la subestación.

La aplicación de apartarrayos de óxido de zinc se da en los rangos siguientes:

- Clase estación :20, 15 y 10 kA, se aplica en 230 kV, preferentemente 10 Ka
- Clase de distribución : 5 kA
- Clase secundaria:Hasta 1.5 kV, 3 kA ó 5 kA

RELACIÓN ENTRE EL VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA Y LOS NIVELES BÁSICOS DE AISLAMIENTO (NBI)

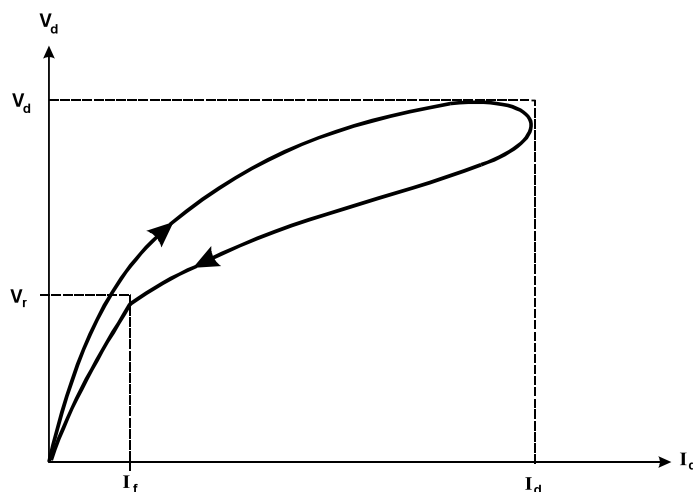
APLICACIÓN	VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA KV RMS	NIVELES BÁSICOS DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE USO COMÚN KV CRESTA				
Redes de distribución	1.2	30				
	2.5	45				
	5.0	60				
	8.7	75				
	15.0	95				
	25.0	150	125			
	34.5	200	150	125		
	46.0	250	200			
69.0	350	250				
Sistema de potencia	1.2	45	30			
	2.5	60	45			
	5.0	75	60			
	8.7	95	75			
	15.0	110	95			
	25.0	150				
	34.5	200				
	46.0	250	200			
	69.0	350	250			
	115.0	550	450	350		
	138.0	650	550	450		
	161.0	750	650	550		
	230.0	1,050	900	825	750	
	345.0	1,175	1,050	900	825	650
	500.0	1,675	1,550	1,425	1,300	
765.0	2,050	1,925	1,800			

CORRIENTE DEL RAYO PARA VARIOS VALORES DE NBI

$Z_n = 300 \Omega$

NIVELES BÁSICOS DE AISLAMIENTO (NBI) KV	CORRIENTE DEL RAYO (IS) KA
110	0.73
150	1.00
200	1.33
250	1.66
350	2.33
550	3.66
650	4.33
750	5.00
900	6.00
1,050	7.00
1,300	8.66
1,400	9.33

Algunos valores de corrientes de los apartarrayos para distintos niveles básicos de aislamiento (tensiones de aguante) y suponiendo un valor típico de impedancia característica de línea $Z_s = 300\Omega$, se dan en la tabla siguiente:



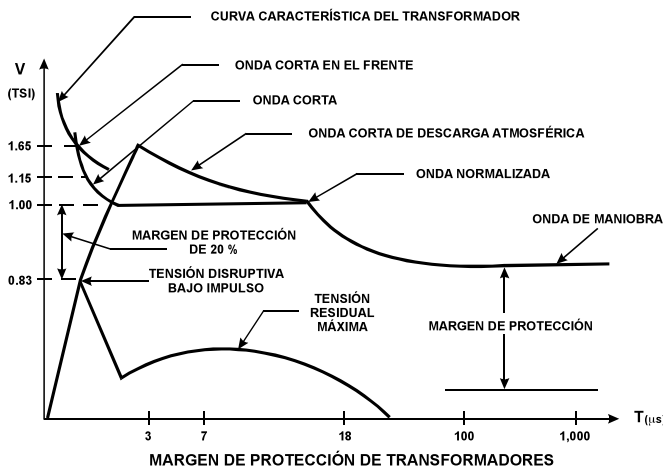
RELACIÓN TENSIÓN CORRIENTE EN UN APARTARRAYOS

CARACTERÍSTICAS DE APARTARRAYOS

TENSIÓN NOMINAL DEL		TENSIÓN MÁXIMA POR MANIOBRA				MÁXIMA TENSIÓN DE RESTABLECIMIENTO CON ONDA DE CORRIENTE DE 8 X 20 M μ SEG		
KV-RMS	KV-CR	1.5 KA	3.0 KA	5.0 KA	10.0 KA	15.0 KA	20.0 KA	40.0 KA
60	118	117	123	127	136	143	150	174
72	142	141	147	153	163	171	180	209
78	154	153	160	166	177	186	195	227
84	165	164	272	178	191	200	210	244
90	177	176	184	191	204	214	225	261
96	189	187	196	203	218	228	240	278
108	213	211	220	229	245	256	268	313
120	236	234	245	254	272	285	300	348
132	260	258	270	280	299	314	330	383
144	283	280	292	304	326	341	358	416
168	331	328	343	356	381	399	420	488
172	338	335	350	364	390	408	429	499
180	354	351	367	381	408	427	449	522
192	378	375	392	407	435	456	479	557
228	449	445	465	483	517	541	568	661
240	472	468	490	509	544	570	598	696
258	508	503	527	547	585	613	643	748
264	519	515	539	559	598	627	658	766
276	543	539	563	585	625	655	688	800
288	567	562	588	610	653	684	718	835
294	578	573	600	622	666	697	733	852
300	590	585	612	636	680	712	748	870
312	614	609	637	661	707	741	778	905
396	778			885	930	960	992	1098

NIVELES DE PROTECCIÓN

Debe existir un cierto margen de protección entre la tensión de aguante (nivel básico de aislamiento) al impulso atmosférico o por rayo y de maniobra del equipo y el nivel de protección del apartarrayos. Los valores mínimos recomendados para las relaciones de protección, a fin de que se obtenga la coordinación de aislamiento es de 1.20 para impulso atmosférico o de rayo y de 1.15 para ondas de impulso por maniobra de interruptores. En la siguiente figura, se muestran los distintos márgenes de protección para los transformadores.



Para que exista una buena coordinación de aislamiento con base en niveles adecuados de protección, se pueden establecer los siguientes criterios de acuerdo a la figura anterior relativa a transformadores.

a) Onda cortada.

El margen de seguridad previsto es del 20%, es decir:

$$\left(\frac{V_{oc}}{V_{di}} - 1\right) \times 100 \geq 20\%$$

Donde:

V_{oc} = Voltaje de prueba con onda cortada del transformador.

V_{di} = Tensión de ruptura del apartarrayos con onda de impulso.

b) Onda normalizada.

Para el caso de la onda normalizada, el margen de seguridad es del 20%, es decir:

$$\left(\frac{V_{on}}{V_r} - 1\right) \times 100 \geq 20\%$$

Donde:

V_{on} = Tensión de prueba con onda normalizada del transformador.

V_r = Tensión residual máxima del apartarrayos.

c) Onda de maniobra de interruptores.

El margen de seguridad previsto es del 15%, que se expresa como:

$$\left(\frac{V_{es}}{V_{dm}} - 1\right) \times 100 \geq 15\%$$

Donde:

V_{es} = Tensión de prueba del transformador con onda de impulso de maniobra.

V_{dsm} = Tensión de ruptura a 60 Hz por onda de maniobra del apartarrayos.

3.16.9 LOCALIZACIÓN DE LOS APARTARRAYOS

Cuando un rayo (descarga atmosférica) impacta una línea de transmisión, se desarrolla una onda de sobretensión que se propaga en el sistema, para proteger la subestación, la onda de sobretensión se debe limitar a un valor de tensión de ruptura del apartarrayos en el punto de su instalación, que debe ser normalmente la primera estructura bajante de la subestación o la primera estructura del transformador.

Entre tanto, durante la descarga del apartarrayos surge una tensión elevada que es el valor de la tensión residual del apartarrayos que se propaga hacia el interior de la subestación, reflejándose en los distintos puntos de discontinuidad (cambios de transición), hasta alcanzar al transformador de potencia, que se puede considerar como un circuito abierto. La tensión máxima que debe llegar a las terminales del transformador está dada por la siguiente ecuación:

$$V_m = V_{nap} + 2 \times K \times T$$

Donde:

V_m = Tensión máxima que es permisible en las terminales del transformador (kV), que es en realidad el nivel básico de aislamiento al impulso (tensión soportable al impulso).

V_{nap} = Tensión correspondiente al nivel de protección del apartarrayos (kV).

K = Índice de elevación de la onda de tensión en kV/ μ seg.

T = Tiempo de recorrido de la onda de tensión entre el apartarrayos y el transformador en μ seg.

Si el apartarrayos fuera instalado a una distancia del transformador tal que entre el proceso de ruptura antes de la llegada de la tensión residual reflejada por el transformador, la tensión máxima se puede obtener por la siguiente ecuación:

$$V_m = 2 V_{nap}$$

En el caso de un transformador que esté protegido por un apartarrayos, como se hace en algunos arreglos de subestaciones de potencia, el nivel de protección que se proporciona al transformador está dado por la ecuación:

$$V_{pt} = V_{nap} + \frac{2 \times K}{v_{pro}} \times D$$

Donde:

v_{pro} = Velocidad de propagación de la onda de tensión en m/ μ seg.

D = Distancia entre el apartarrayos y el transformador en m.

Esta expresión sólo es aplicable en sistemas radiales, para el caso de sobretensiones en subestaciones con arreglos complejos y con distintas derivaciones que permitan el recorrido de ondas viajeras, se pueden aplicar técnicas digitales con programas de análisis de transitorios.

El conductor que conecta a tierra el apartarrayos se considera que tiene una autoinductancia $L = 1.3 \mu\text{H} = \text{m}$ y de crecimiento de la onda reflejada. Se desarrollan cada vez tensiones más elevadas en el apartarrayos, mientras mayores sean las distancias al transformador que protegen.

Si se desprecia el fenómeno de las reflexiones sucesivas, la distancia entre el transformador (elemento a proteger) y el apartarrayos se puede calcular con la ecuación:

$$D = \left(\frac{V_m - V_d}{K} \right) \times C$$

Donde:

V_d = Tensión resultante de la descarga del apartarrayos, esto es la tensión residual más la caída de tensión en los conductores de conexión a tierra del apartarrayos.

C = Constante que representa la naturaleza del cable de conexión entre el apartarrayos y el transformador.

Para cables subterráneos:

$$C = 75$$

Para cables aéreos:

$$C = 150$$

K = Índice de elevación o crecimiento del frente de onda.

La caída de tensión desarrollada en el cable de conexión a tierra se obtiene con la ecuación:

$$V_c = 1.3 \times L_c \times I_d$$

Donde:

V_c = Caída de tensión en el cable de conexión a tierra (kV) debida a la corriente de descarga.

L_c = Longitud del conductor en m.

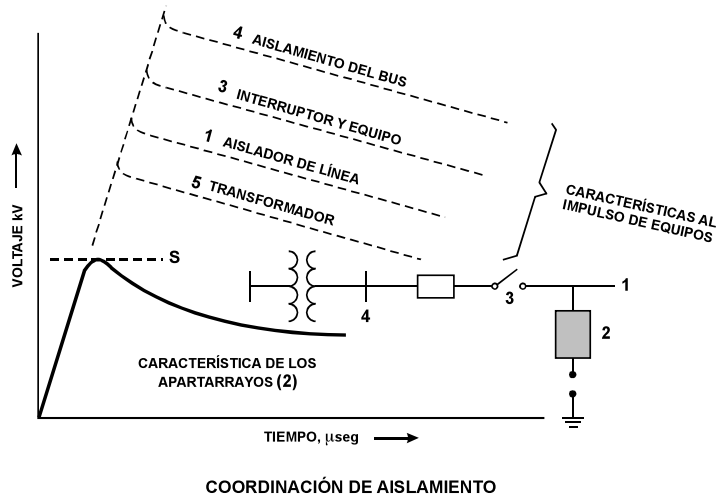
I_d = Corriente de descarga en kA

Es importante observar que cuando un apartarrayos protege un transformador localizado a una determinada distancia con respecto a éste, ocurren entre los dos equipos reflexiones transitorias sucesivas. El tiempo de recorrido entre cada una de las reflexiones se puede calcular de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$T = \frac{2 \times D}{V} (\mu \text{ seg})$$

D = Distancia entre el transformador y el apartarrayos (m).

V = Velocidad de propagación de la luz (300 m/ μ seg).



Capítulo

4

Sistemas y redes de distribución

Contenido

4.1	Elementos para el diseño de los sistemas de distribución.	339
4.1.1	Introducción.	339
4.1.2	Arreglos de los sistemas de distribución.	340
4.1.3	Clasificación de los principales arreglos de distribución.	340
4.1.4	Consideraciones de diseño para sistemas primarios.	342
4.1.5	La estructura de las redes de distribución y las subestaciones eléctricas.	349
4.1.6	Conexiones de los bancos de transformadores.	352
4.1.7	Criterios para el diseño de subestaciones de distribución.	356
4.2	El cálculo eléctrico de las redes de distribución.	359
4.2.1	Introducción.	359
4.2.2	El cálculo eléctrico de las redes de distribución por los métodos tradicionales.	359
4.2.3	Alimentación a una carga.	359
4.2.4	Alimentador con cargas intermedias.	362
4.2.5	Métodos para la regulación de voltaje.	365
4.2.6	Uso de cambiadores de derivaciones en transformadores.	366
4.2.7	Transformadores reguladores de voltaje.	367
4.2.8	Cálculo del calentamiento de los conductores.	368

4.1 Elementos para el diseño de los sistemas de distribución

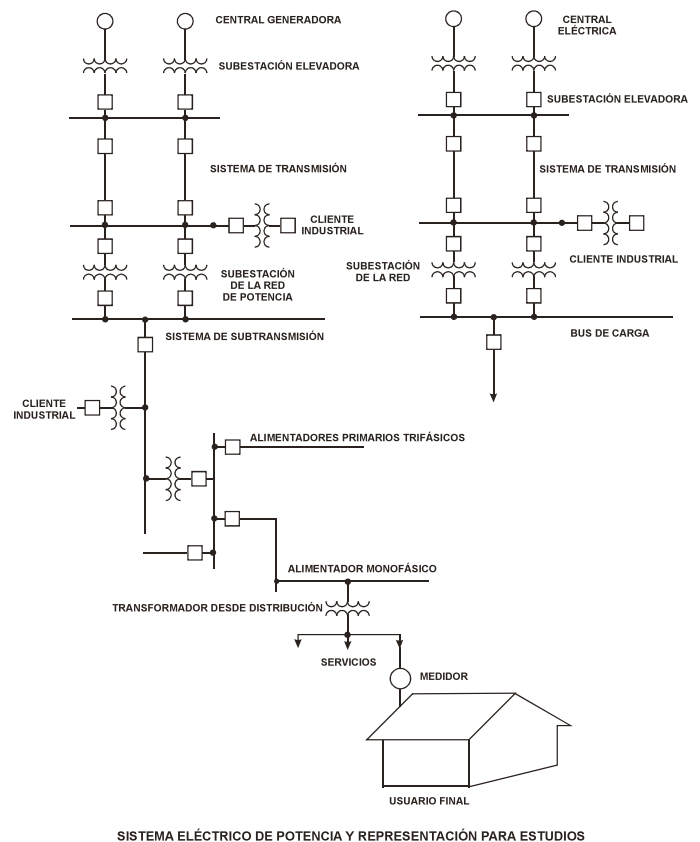
4.1.1 INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico de una empresa está generalmente dividido en tres segmentos, que en ocasiones se pueden manejar como empresas independientes, y que son: Generación, Transmisión y Distribución, ocasionalmente se incorpora un cuarto concepto que es Subtransmisión, que se podría considerar como un subgrupo de la transmisión, debido a que los niveles de voltaje se traslapan y las prácticas de operación y protección son muy similares.

Los sistemas de distribución que es el área de interés de este capítulo, se puede dividir en tres componentes principales:

- Subestaciones de distribución.
- Distribución primaria.
- Distribución secundaria.

Un diagrama unifilar simplificado de la estructura de un sistema eléctrico, se indica a continuación:



4.1.2 ARREGLOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

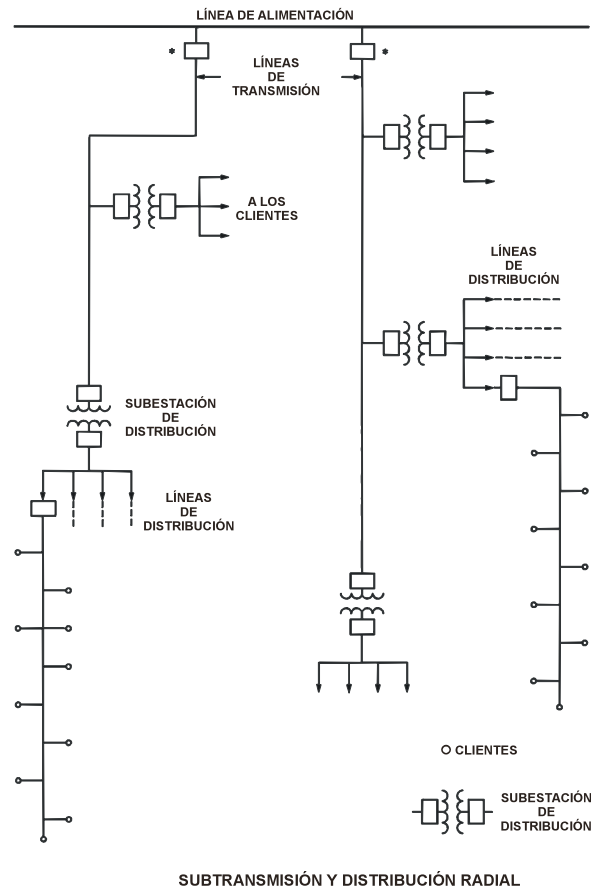
Haciendo referencia a que los sistemas de transmisión manejan potencia en alta tensión, los sistemas de subtransmisión transportan cantidades importantes de potencia de la red de transmisión en sus subestaciones eléctricas que operan con tensiones intermedias de 138, 115 ó 69 KV. El sistema de distribución transporta la potencia eléctrica de las subestaciones de distribución a los clientes individuales, en voltajes que quedan en el rango de 34.5, 23, 138, 6.6 ó 4.2 KV.

El arreglo de un sistema de distribución, se refiere entonces al arreglo físico de las líneas de distribución.

4.1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES ARREGLOS DE DISTRIBUCIÓN

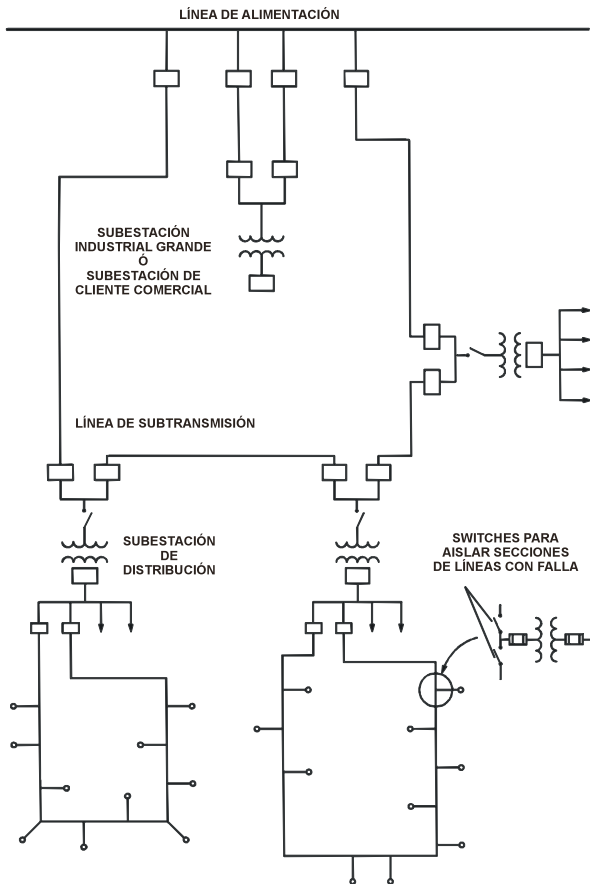
El arreglo para un sistema de subtransmisión y distribución radial, se muestra en la siguiente figura, las líneas de distribución se extienden desde la subestación como rayos de una rueda de bicicleta, de donde viene su nombre.

Con relación a otros arreglos, la **principal ventaja** de un arreglo radial es que son simples y económicos, y su **principal desventaja** es que cualquier problema generalmente deja a un número de usuarios fuera de servicio hasta que el problema se resuelva; de hecho, los sistemas de subtransmisión radiales no se usan. Una modificación a un sistema de subtransmisión radial se usa cuando dos líneas de subtransmisión radiales en paralelo están aprovisionadas para transferir la carga a una línea no fallada en el evento de una falla en una de las líneas.

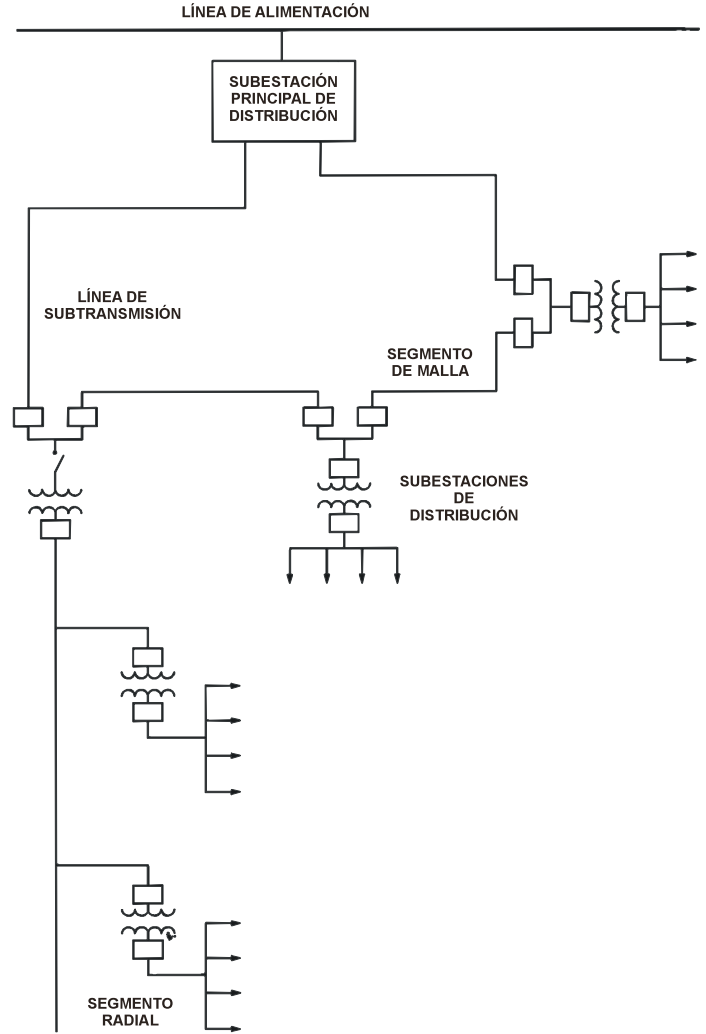


El arreglo en **lazo o malla** se muestra en la siguiente figura, esta conexión es más costosa que la de arreglo radial, debido a que requiere más equipo, pero cualquier punto sobre la línea tiene servicio desde dos direcciones. Si alguna está fuera, el cliente se puede alimentar desde otra dirección, los switches se deben colocar periódicamente alrededor de la malla, para que la sección que no funcione correctamente se pueda reparar sin retirar una parte grande de la línea de servicio. **El arreglo en malla es bastante confiable pero también costoso.**

Para proporcionar el servicio a los llamados clientes críticos, se puede adoptar **una combinación de los llamados sistemas en malla y radial**. La parte radial del sistema alimenta a unos pocos clientes residenciales, que pueden quedar fuera de servicio para cualquier condición de falla.



SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN MALLA



COMBINACIÓN DE SISTEMA RADIAL Y EN MALLA

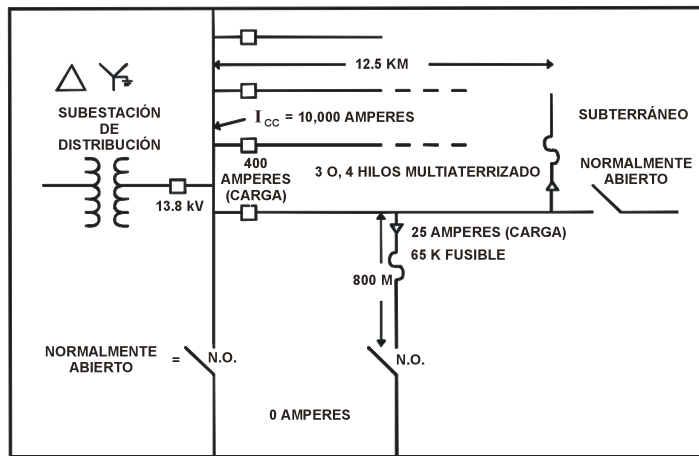
El arreglo en red está diseñado para proporcionar un servicio muy confiable a las áreas con alta densidad de carga, tales como: el centro de una ciudad, áreas bancarias, comerciales, centros comerciales de autoservicio, etc. La **red consiste** de líneas secundarias subterráneas conectadas en las esquinas, con transformadores alimentando la red, cada una o dos cuadras. El equipo de la red está contenido en bóvedas subterráneas que tienen acceso a través de **agujeros para hombre** en las calles.

4.1.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SISTEMAS PRIMARIOS

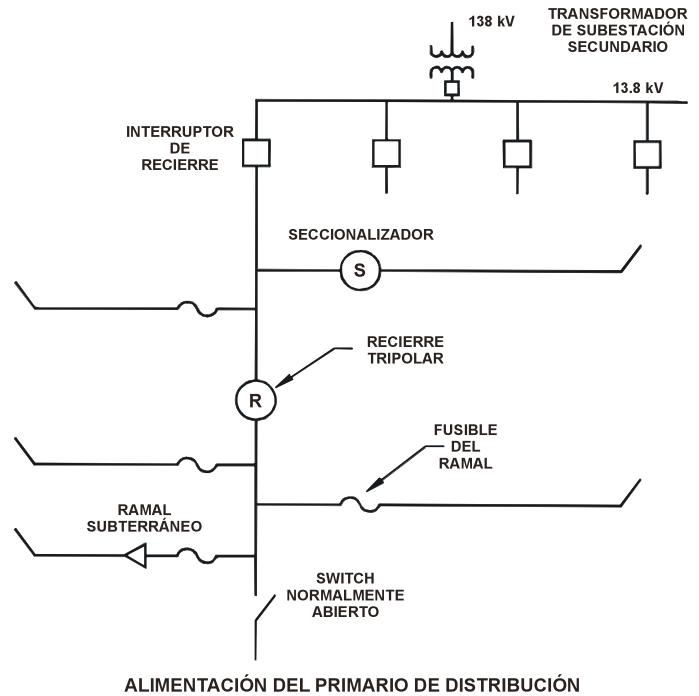
La parte del sistema de distribución que está entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución, se conoce como **el sistema primario** o alimentadores de distribución primarios.

En la siguiente figura, se expone el diagrama unifilar de un sistema típico de distribución, donde se muestra la subestación de distribución, el alimentador primario con los elementos de seccionalización y protección, también los ramales secundarios; el primario es por lo general trifásico a 4 hilos, en tanto que los ramales pueden ser monofásicos o trifásicos tomados como derivación del principal.

Un alimentador se secciona usando elementos de recierre en varios puntos, de manera que cuando ocurran fallas se minimice su efecto, también se observa el uso de fusibles como dispositivos de protección.



SISTEMA TÍPICO DE DISTRIBUCIÓN



El sistema de distribución, que es el área principal de interés en esta parte, se puede decir que aún cuando en un diagrama unifilar aparece en forma muy simplificada, un sistema de distribución consiste de una variedad mucho más amplia de niveles de tensión, componentes, cargas e interconexiones, mayor que los de los sistemas de generación o transmisión.

Los niveles de voltaje para el alimentador primario representan el factor más importante que afecta el diseño del sistema, su costo y la operación. Algunos de los aspectos de diseño y operación que son afectados por el nivel de voltaje del alimentador primario son:

1. La longitud del alimentador primario.
2. La carga en el alimentador primario.
3. El número de subestaciones de distribución.
4. La capacidad de las subestaciones de distribución.
5. El número de líneas de subtransmisión.
6. El número de clientes afectados por una interrupción específica.
7. Las prácticas de mantenimiento del sistema.

8. El tipo y uso de postes para distribución aérea.
9. La apariencia de los postes de la línea.

Hay factores adicionales que afectan la decisión del nivel de voltaje en el alimentador primario y que se muestran en la figura siguiente:



FACTORES A CONSIDERAR EN LA DECISIÓN DEL NIVEL DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO

Por lo general, los alimentadores primarios localizados en áreas de baja densidad de carga, están restringidos en longitud y carga, por la caída de voltaje permisible más que por restricciones térmicas, en tanto que los alimentadores primarios localizados en áreas de alta densidad de carga, por ejemplo en zonas de tipo industrial y comercial, pueden estar limitados por restricciones térmicas. En general, para una caída de voltaje dada, la longitud del alimentador y su carga, son función del nivel de voltaje del alimentador.

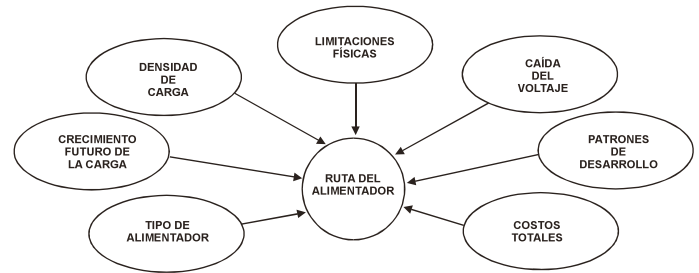
LA CARGA O CARGABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

La carga o cargabilidad de los alimentadores primarios está definida como la carga que puede transportar un alimentador durante las condiciones de carga pico. Algunos de los factores que afectan el diseño por carga del alimentador, son los que se mencionan:

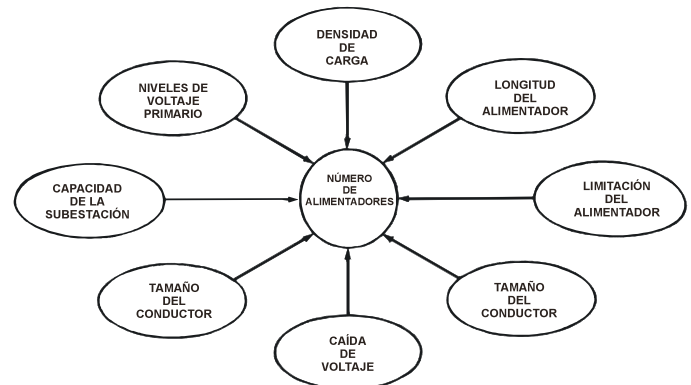
1. La densidad de la carga del alimentador.
2. La naturaleza de la carga del alimentador.
3. La tasa de crecimiento de la carga en el alimentador.
4. Los requerimientos de capacidad de reserva para condiciones de emergencia.

5. Los requerimientos de continuidad del servicio.
6. Los requerimientos de confiabilidad del servicio.
7. La calidad del servicio.
8. El nivel de voltaje del alimentador primario.
9. La localización y capacidad de la subestación de distribución.
10. Los requerimientos de regulación de voltaje.
11. El tipo y costo de la construcción.

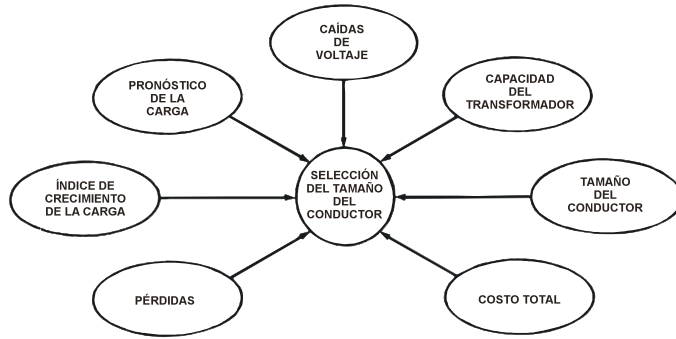
Hay otros factores adicionales que afectan en la decisión de la ruta de un alimentador, el número de alimentadores y la selección del tamaño del conductor, como se muestra en las siguientes figuras:



FACTORES QUE AFECTAN LA DECISIÓN DE LA RUTA DE UN ALIMENTADOR



FACTORES QUE AFECTAN AL NÚMERO DE ALIMENTADORES



FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE CONDUCTORES

LÍNEAS DE ENLACE

Una línea de enlace es aquella que conecta dos fuentes de suministro o alimentación para proporcionar un servicio de emergencia entre dos sistemas. Generalmente una línea de enlace proporciona servicio para las cargas del área a través de su ruta, así como servicio emergente a las áreas adyacentes de la subestación, de modo que estas líneas de enlace, cumplen con dos funciones:

1. Proporcionar servicio de emergencia para el alimentador adyacente para reducir el tiempo de salida de los clientes durante las condiciones de emergencia.
2. Para proporcionar un servicio de emergencia para las subestaciones adyacentes del sistema, eliminando con esto la necesidad de tener un respaldo de emergencia en cada subestación.

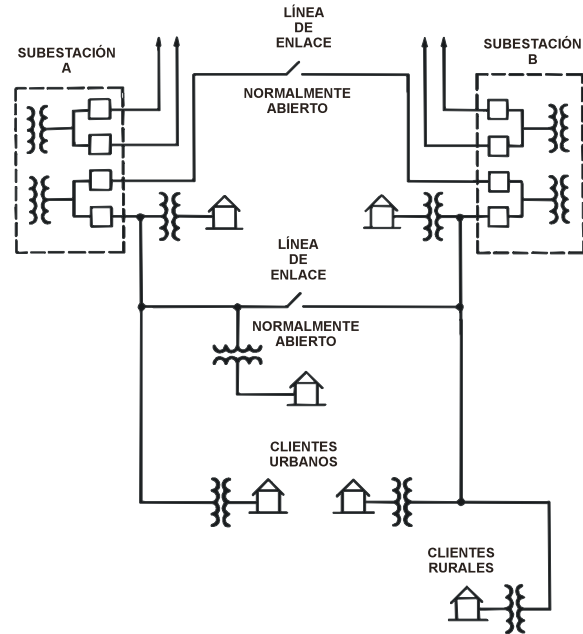


DIAGRAMA UNIFILAR DE DOS SUBESTACIONES TÍPICAS CON LÍNEAS DE ENLACE

ELEMENTOS DE CÁLCULO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

El cálculo eléctrico de las redes de distribución, es la fase del proyecto que sigue a la selección del arreglo de la red y de las condiciones de operación (criterios de reserva en condiciones de emergencia, etc.), se refiere tradicionalmente al dimensionamiento eléctrico de las componentes y comprende la selección de las secciones de los conductores y de las especificaciones de los equipos, para tal fin son necesarios:

- a) La determinación de los flujos de potencia y de las corrientes en condiciones normales y de sobrecarga.
- b) El cálculo de la caída de tensión y de las pérdidas de energía.
- c) El cálculo de la corriente de cortocircuito.

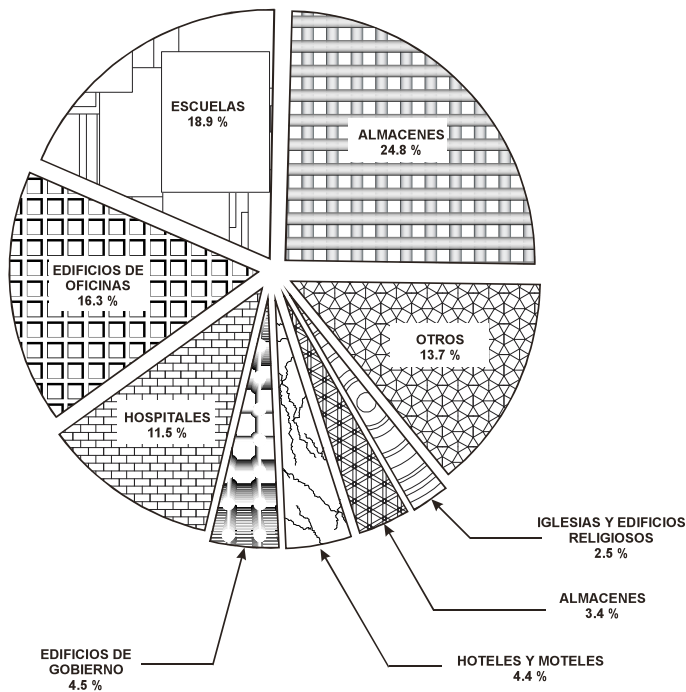
Los fundamentos para el cálculo de las redes de distribución parten de los conceptos para la planeación de redes de distribución, de las curvas de demanda para los distintos tipos de cargas y los factores para el establecimiento de los valores de las cargas.

Para el cálculo eléctrico de las redes de distribución, es importante identificar las características de la carga, ya sea por el tipo de cliente o usuario, por su variación estacional o por su comportamiento.

Desde el punto de vista del patrón de consumo y tipo de usuario, se pueden agrupar como:

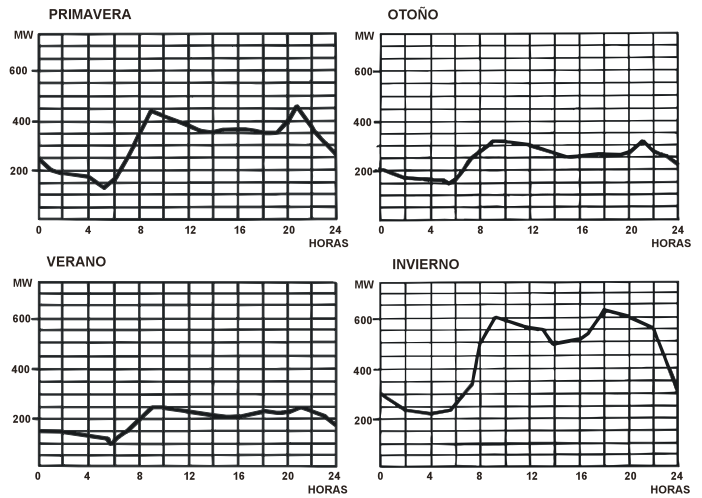
- Residenciales.
- Comerciales.
- Industriales.
- De servicio público.

Un ejemplo de la composición de las cargas por tipo de usuarios, se da en la siguiente figura; este tipo de información es útil para dar el tratamiento adecuado cuando se trata también el problema de la calidad.



La distribución de la carga estacional se da principalmente en aquellos lugares en que las condiciones climatológicas tienen cambios importantes, y entonces se puede tener, por ejemplo en el verano, altas temperaturas que requieran del uso casi continuo del aire acondicionado, mientras que en el invierno no, esto plantea consumos distintos simplemente por aspectos estacionales, que se deben considerar en el proyecto de las redes de distribución.

Un ejemplo de la variación de la carga, se muestra en la siguiente figura:



VARIACIÓN ESTACIONAL DE LA CARGA

La demanda se refiere al uso instantáneo de la potencia eléctrica que es demandada por una carga y se define en forma empírica por la potencia activa, reactiva y aparente, o bien una combinación de estas cantidades. Dependiendo del tamaño de las cargas, la potencia activa se puede expresar en KW o MW, o bien en KVA o MVA.

La cantidad de potencia consumida por una carga durante un lapso de tiempo específico, se expresa habitualmente en KW-h o MW-h y se conoce como la energía eléctrica, por ejemplo, una demanda de 100 KW durante 1 minuto consume o usa una energía de:

$$100 \times \frac{1}{60} = 1.66$$

DEFINICIONES

CARGA INSTALADA

Es la suma de las potencias nominales de los servicios conectados en una zona determinada, se expresa por lo general en KVA, KW, MVA o MW.

$$Ci = \sum KW$$

DENSIDAD DE CARGA

Es el cociente entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto que se trate. Se expresa por lo general en KVA/Km² o KW/Km²

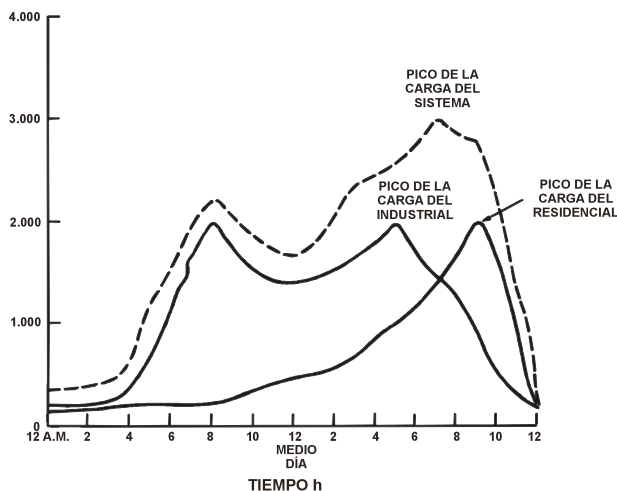
$$D_c = \frac{C_i(KVA)}{\text{Área}(Km^2)}$$

DEMANDA

La demanda en una instalación eléctrica es la carga en las terminales receptoras tomada como un valor medio en un lapso de tiempo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de la demanda. Se puede expresar en KW, KVA o amperes.

DEMANDA MÁXIMA

Se conoce como demanda máxima de una carga a la demanda instantánea mayor que se presenta en una carga en un período de tiempo establecido, por ejemplo, 24 horas.



FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo de tiempo (t) de una carga, es el cociente entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda generalmente es menor que uno.

$$F_D = \frac{D_{m\acute{a}x}(t)}{C_i}$$

FACTORES DE DEMANDA

CARGAS SERVICIOS HABITACIONALES	
Asilos y casas de salud	45%
Asociaciones civiles	40%
Casas de huéspedes	45%
Servicios de edificio residencial	40%
Estacionamiento o pensiones	40%
Hospicios y casas de cuna	40% 45%
Iglesias y templos	40%
Servicio residencial s/aire acondicionado	55%
Servicio residencia c/aire acondicionado	
CARGAS COMERCIALES	
Tiendas y abarrotes	65%
Agencias de publicidad	40%
Alfombras y tapetes	65%
Almacenes de ropa y bonetería	65%
Armerías	55%
Artículos fotográficos	55%
Bancos	50%
Baños públicos	50%
Bazares	50%
Boticas, farmacias y droguerías	50%
Cabarets	50%
Cafeterías	55%
Camiserías	65%
Casas de moda	65%
Centros comerciales, tiendas de descuento	65%
Colegios	40%
Dependencias de gobierno	50%
Embajadas, consulados	40%
Gasolineras	45%
Imprentas	50%
Jugueterías	55%
Papelерías	50%
Mercados y bodegas	50%
Molinos de nixtamal	70%
Ópticas	55%
Panaderías	40%
Peluquerías y salas de belleza	40%
Restaurantes	60%
Teatros y cines	50%
Zapaterías	60%
EQUIPOS DE FUERZA	
Hornos de arco e inducción	100%
Soldaduras de arco y resistencia	60%
Motores para bombas, compresoras, elevadores, máquinas-herramientas y ventiladores	60%
Motores para operaciones semicontínuas en fábricas y plantas de proceso	70%
Motores para operaciones continuas, tales como fábricas textiles	80%

FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización de un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo (t) es el cociente entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

El **factor de demanda**, expresa el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de la carga en el intervalo de tiempo considerado.

$$F_U = \frac{D_M(t)}{\text{Capacidad instalada}}$$

FACTOR DE CARGA

Se define el factor de carga como el cociente entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo.

$$F_C = \frac{D_M}{D_{MÁX}}$$

El valor de $D_{MÁX}$ es instantáneo

FACTOR DE DIVERSIDAD

Cuando se diseña un alimentador para un consumidor, se debe tomar siempre en cuenta la demanda máxima, debido a que ésta impondrá al cable condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo, cuando se alimenta más de un consumidor por un mismo alimentador, se debe tomar en consideración el concepto de diversidad de cargas, ya que sus demandas no coinciden en el tiempo.

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo, se establece por medio del factor de diversidad, que se define como el cociente entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto, es decir:

$$F_d \geq 1$$

El factor de diversidad se puede expresar como:

$$F_d = \frac{\sum_{i=1}^n D_m}{D_{máx}}$$

Este factor se puede aplicar a distintos niveles del sistema, es decir, entre consumidores conectados a un

mismo alimentador, o bien entre transformadores de un mismo alimentador o entre alimentadores provenientes de una misma fuente o subestación de distribución, o en todo caso, entre subestaciones eléctricas de un mismo sistema de distribución, por lo que resulta importante establecer el nivel en el que se quiere calcular o aplicar el factor de distribución (Fd).

FACTOR DE COINCIDENCIA

Se define este factor como el recíproco del Factor de distribución.

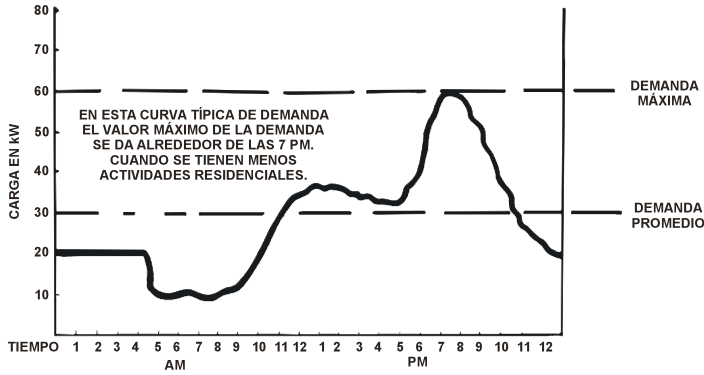
$$F_{co} = \frac{1}{F_d}$$

ALGUNOS FACTORES DE DIVERSIDAD Y COINCIDENCIA USADOS EN LA PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

EQUIPO/SISTEMA	F _d	F _{co}
Entre transformadores	1.2 - 1.35	0.74 - 0.83.3
Entre alimentadores primarios	1.08 - 1.2	0.83 - 3.92.5
Entre S.E. de distribución	1.05 - 1.25	0.80 - 0.95.5

VALORES DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PROMEDIO EN SERVICIOS EN ZONAS URBANAS

TIPO DE SERVICIO	KVA/HABITACIÓN
Departamento de interés social	0.3 - 0.6
Departamento medio	0.6 - 1.5
Residencial de lujo (sin aire acondicionado)	1.5 - 2.5
Residencial de lujo (con aire acondicionado)	4.0 - 5.0



$$\text{FACTOR DE CARGA} = \frac{\text{DEMANDA PROMEDIO}}{\text{DEMANDA MÁXIMA}}$$

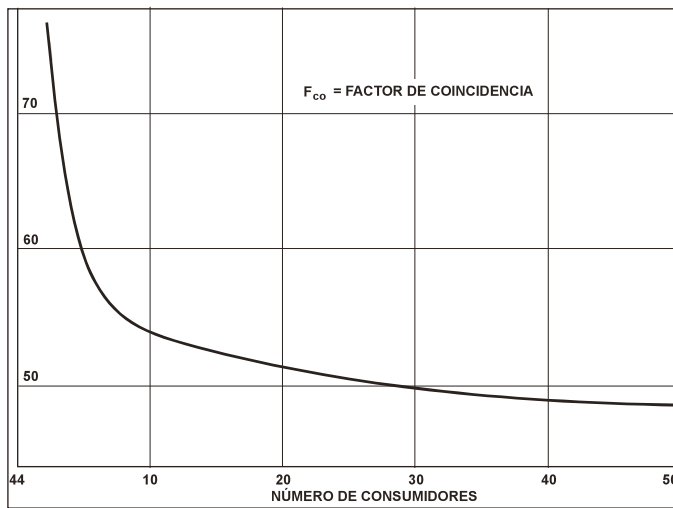
Como se ha definido antes:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio en KW}}{\text{Demanda pico en KW}}$$

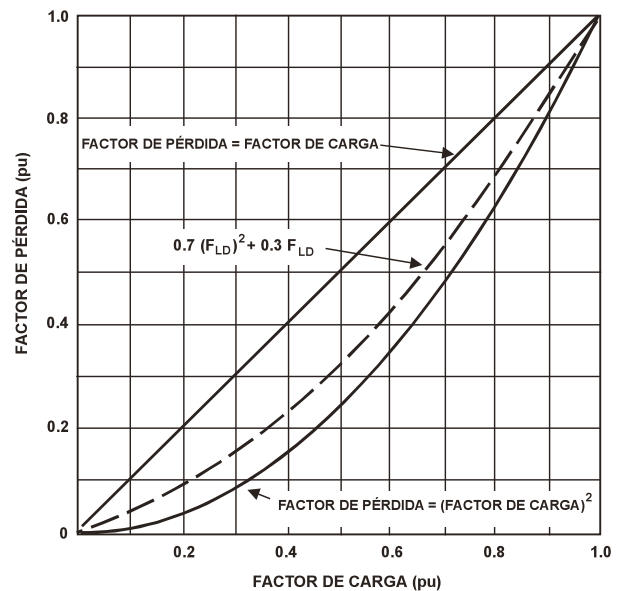
De estas expresiones, se obtiene una relación empírica:

$$\text{Factor de pérdidas} = 0.15 \text{ Factor de carga} + 0.85 (\text{Factor de carga})^2$$

En las siguientes figuras, se muestran otras relaciones entre el factor de pérdidas y el factor de carga.



FACTOR DE COINCIDENCIA RESIDENCIAL SIN AIRE ACONDICIONADO

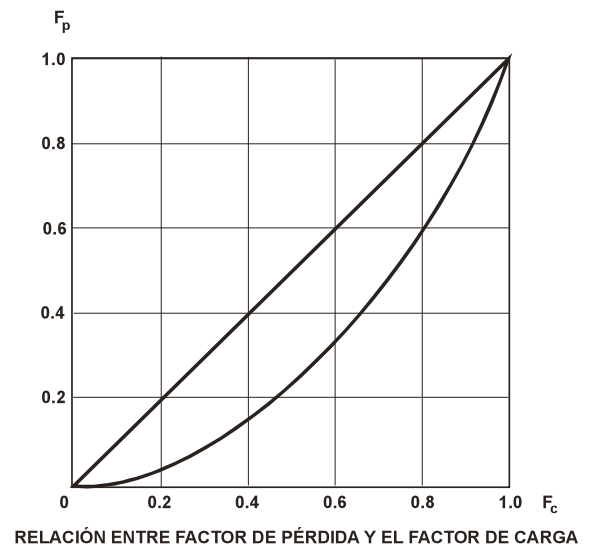


FACTOR DE PÉRDIDAS

Para los fines de evaluación del comportamiento de una red de distribución en la fase de planeación, se deben considerar dos factores importantes:

El factor de carga, que se ha definido como el cociente de la demanda promedio en KW o KVA entre la demanda pico, expresada en las mismas unidades. También debe existir una relación entre el factor de carga de un sistema y las pérdidas en el alimentador, o bien la red asociada. Estas pérdidas son más difíciles de calcular, debido a que son la suma de las pérdidas $R I^2$ obtenidas con la corriente pico, pero debido a que esta corriente o valor de corriente varía con el tiempo, se pueden obtener multiplicando las pérdidas en el pico por un factor conocido como **“Factor de Pérdida”**, que se define como:

$$\text{Factor de pérdidas} = \frac{\text{pérdidas o potencia promedio en un tiempo}}{\text{máximas pérdidas en el mismo tiempo}}$$



4.1.5 LA ESTRUCTURA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Un sistema de distribución, se puede dividir básicamente en las siguientes tres componentes:

1. La subestación de distribución.
2. La distribución primaria.
3. La distribución secundaria.

Aun cuando un diagrama unifilar es muy simplificado, se puede observar que un sistema de distribución consiste de una amplia variedad de niveles de voltaje, componentes, cargas e interconexiones, más que las que tiene un sistema de transmisión.

La forma de las estructuras topológicas adecuadas para el desarrollo de un sistema de distribución aéreo o subterráneo, desempeña un papel muy importante desde la planeación, ya que influye directamente en la operación, en el costo y la confiabilidad de la red.

Los parámetros relevantes que determinan la estructura de una red topológica son:

- El tipo de carga. Puede ser residencial, comercial, industrial o mixta.
- La densidad de la carga (KVA o Mva/Km²).
- La localización geográfica de la carga.
- La forma geométrica de la expansión de la carga.
- La continuidad del servicio y el grado de confiabilidad requerido.
- La tasa o índice de crecimiento.
- Los criterios de operación.
- La mano de obra disponible para la construcción y para la operación de la red.
- El costo.

Anteriormente se ha planteado que los principales arreglos o estructuras de las redes de distribución

aéreas, son los llamados **sistema radial** y **sistema en anillo**, habiendo un tercer caso, que es una combinación de éstos.

Para las redes de distribución subterránea existen dos tipos fundamentales: **radial** y **paralelo**.

Un sistema de operación radial es, por definición, aquél en el que el flujo de potencia tiene una sola trayectoria, de la fuente a la carga. En este tipo de sistema, una falla de cualquier parte o componente de la red da lugar a una interrupción del servicio.

Los sistemas de operación **en paralelo** tienen más de una trayectoria del flujo de potencia que alimenta a los consumidores, estos sistemas se emplean principalmente en redes de baja tensión debido principalmente a su alto costo y complejidad de operación.

ESTRUCTURAS TOPOLÓGICAS DE MEDIANA TENSIÓN

Se recomienda aplicar este tipo de red en zonas de baja densidad de carga, del orden de 6 MVA/Km², su estructura está formada por cables que alimentan en forma radial a la subestación eléctrica. Su principal ventaja es su bajo costo y simplicidad de operación, y su principal desventaja es su baja confiabilidad (una falla en la troncal, produce una interrupción).

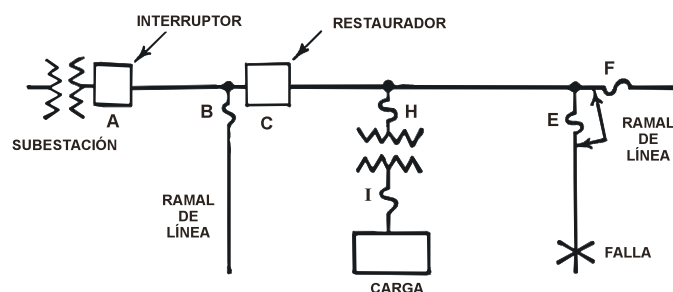


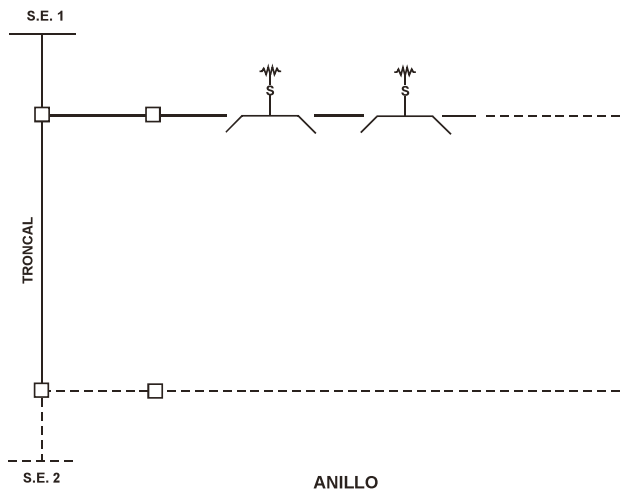
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELEMENTAL

ESTRUCTURA EN ANILLO, RADIAL SUBTERRÁNEA

En esta estructura se tienen circuitos de igual sección, que pueden estar derivados de una o varias fuentes de alimentación. Se aplica por lo general en zonas con tasas de crecimiento bajas y densidad de carga en el

rango de 5-15 MVA/Km², como por ejemplo, los fraccionamientos o conjuntos habitacionales; la operación debe ser en forma de anillo abierto, es decir, el circuito no se debe cerrar durante la operación normal.

En la siguiente figura, se muestra el esquema básico de alimentación en anillo con dos puntos de alimentación, en las subestaciones S.E.1 y S.E.2.

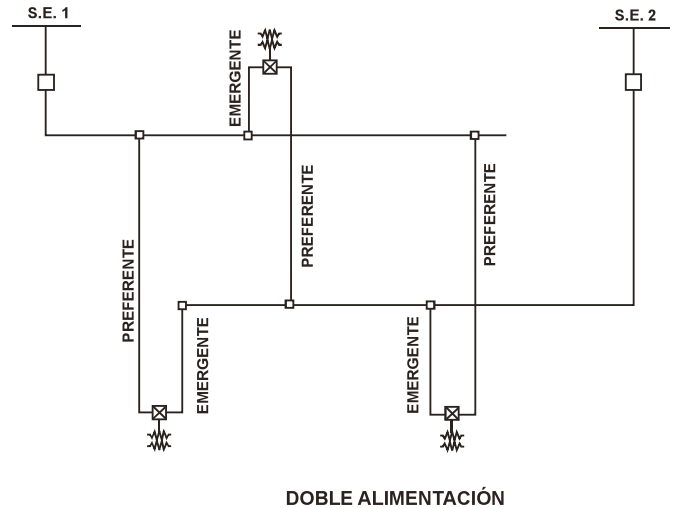


ESTRUCTURA CON PRIMARIO CON DOBLE ALIMENTACIÓN

Este tipo de estructura topológica se lleva a cabo en zonas con grandes cargas concentradas, por ejemplo, cargas de tipo turístico, cargas industriales, o bien grandes centros comerciales cuya característica de expansión o crecimiento sea alargada. Un ejemplo de este tipo de cargas, pueden ser las zonas hoteleras, y se aplica por lo general en donde la continuidad del servicio sea importante. Su rango de aplicación es amplio, pues va desde los 5 KVA/Km² hasta 30 KVA/Km².

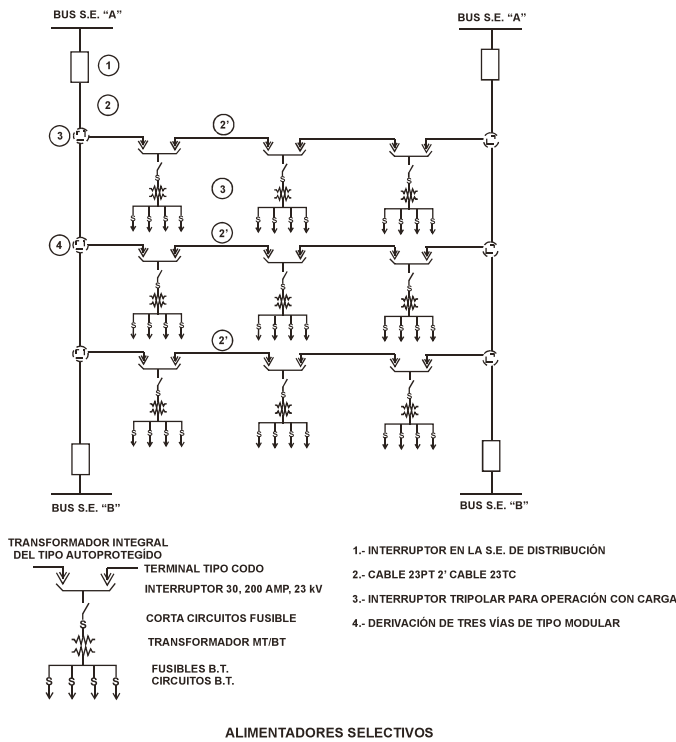
La operación se hace a base de un esquema de alimentación preferente y emergente, con transferencias manuales y automáticas.

Cuando sale un alimentador, los servicios llamados **preferentes** se pasan a otro alimentador que actúa como **emergente**, esta transferencia de carga o alimentadores, se puede hacer en forma automática y sólo toma unos cuantos ciclos.



ESTRUCTURA CON ALIMENTADORES SELECTIVOS

Cuando existen zonas de crecimiento en la demanda rápido y densidades de carga mayores de 15 MVA/Km², alimentando conjuntos habitacionales o zonas de edificios altos con grandes concentraciones de carga, este tipo de estructuras es recomendable. Está constituida por cables troncales de la misma sección, que salen normalmente de subestaciones primarias distintas, de cada troncal se derivan los ramales o subtroncales que las interconectan, de acuerdo a un esquema con alimentación doble, y energizan a transformadores localizados en los puntos de carga, tienen la ventaja de que cuando ocurre una falla en una troncal o subtroncal, los dispositivos de seccionamiento que están instalados en los mismos transformadores permiten efectuar las transferencias de carga necesarias, de manera que se pueda transferir al alimentador troncal adyacente.

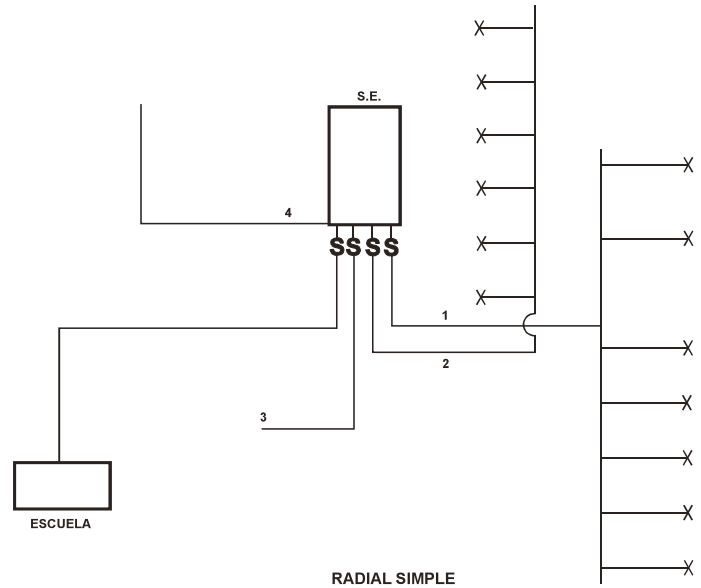


ESTRUCTURAS TOPOLÓGICAS PARA BAJA TENSIÓN

La distribución subterránea en baja tensión, tiene también una estructura topológica que permite una operación confiable y obedece a criterios de diseño económico. Algunas de estas estructuras de uso común son las siguientes:

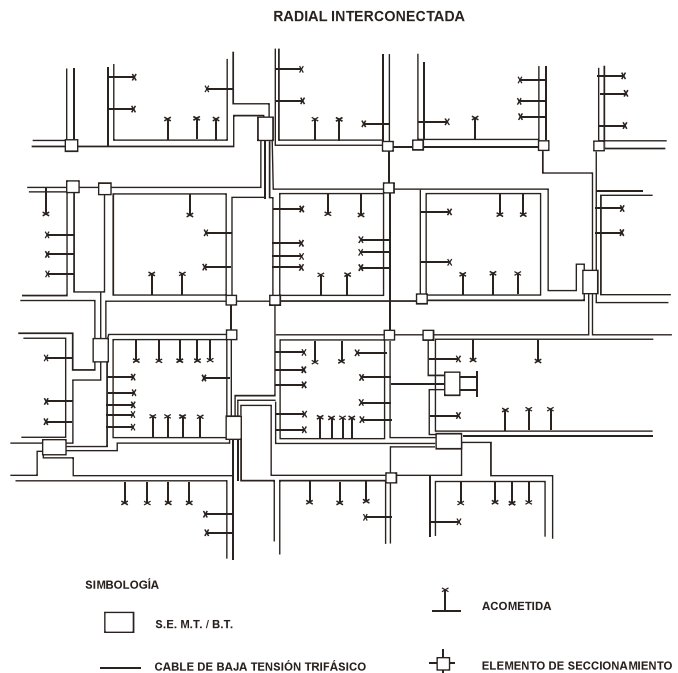
ESTRUCTURA RADIAL SIMPLE

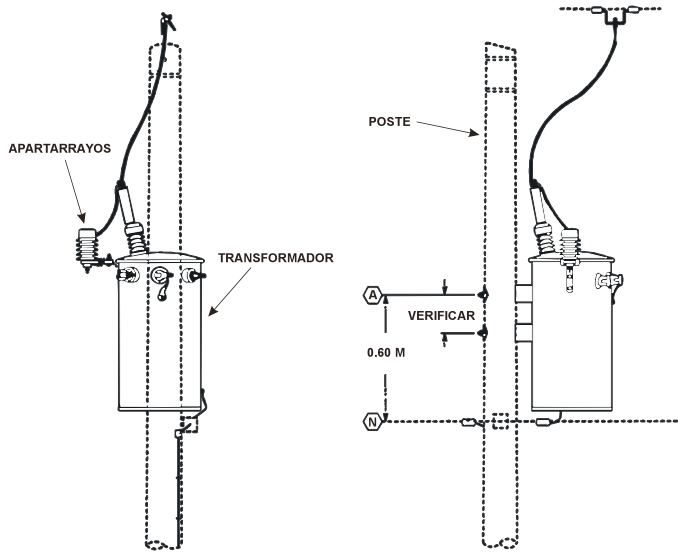
Este tipo de estructura es sencilla de instalar y su operación resulta económica, se aplica por lo general en zonas habitacionales o zonas comerciales que se consideran como no muy importantes, se puede aplicar como dispositivo de protección los interruptores termomagnéticos de baja tensión. Esta estructura, aún cuando resulta relativamente económica, tiene la desventaja de que una falla en los circuitos o salida del transformador, deja fuera de servicio a los clientes que están después del punto de falla.



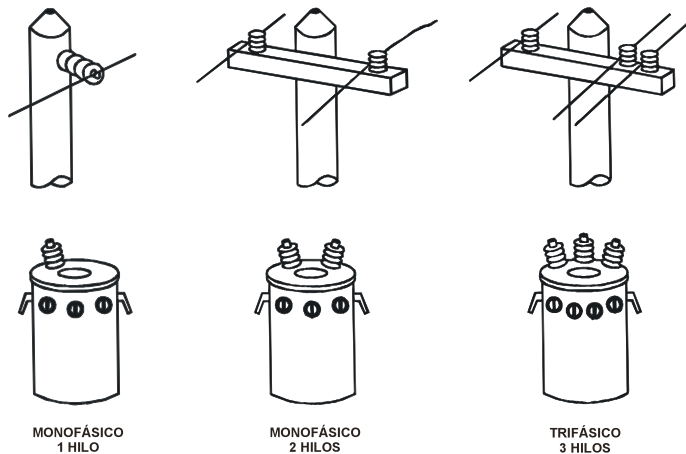
ESTRUCTURA RADIAL INTERCONECTADA

Este tipo de estructura, se usa preferentemente en zonas habitacionales o comerciales consideradas como de tipo medio, donde la continuidad es importante. Tiene la ventaja de que permite transferir carga de baja tensión de un alimentador a otro usando las cajas o buses de seccionamiento, con lo cual es posible dar libranzas para mantenimiento, la protección se puede hacer con interruptores termomagnéticos de baja tensión, o bien con fusibles.

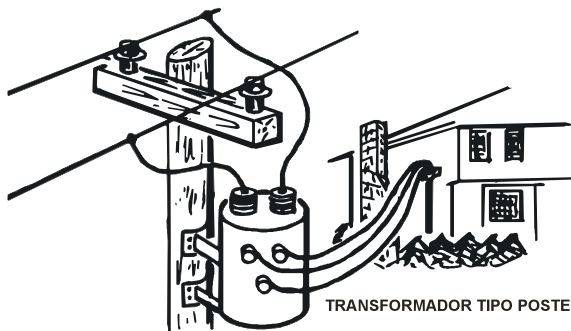




MONTAJE DE TRANSFORMADOR TIPO POSTE



CONEXIONES DE TRANSFORMADORES TIPO POSTE



LLEGADA DE TRANSFORMADOR TIPO POSTE A UNA CASA

4.1.6 CONEXIONES DE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES

Es frecuente que las subestaciones de distribución se formen con transformadores monofásicos en conexión trifásica, formando bancos de conexión, dependiendo de las necesidades de la red y las características de la carga por alimentar. Existen distintas versiones, pero básicamente están dentro de los dos tipos típicos de conexiones trifásicas: Conexión Delta y Conexión Estrella.

Una de las primeras cosas que se deben hacer para realizar una conexión trifásica de transformadores con transformadores monofásicos, es identificar la polaridad de los transformadores para evitar confusiones durante la conexión.

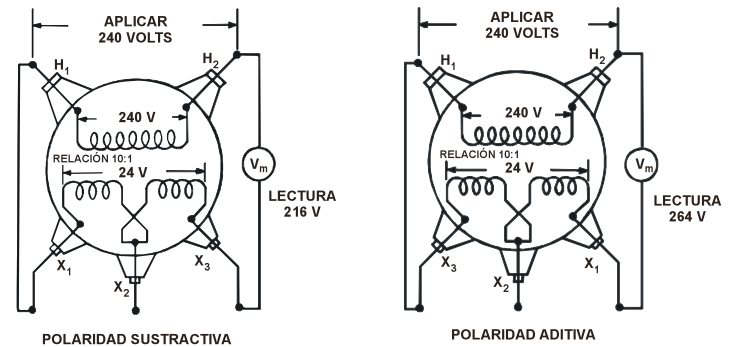
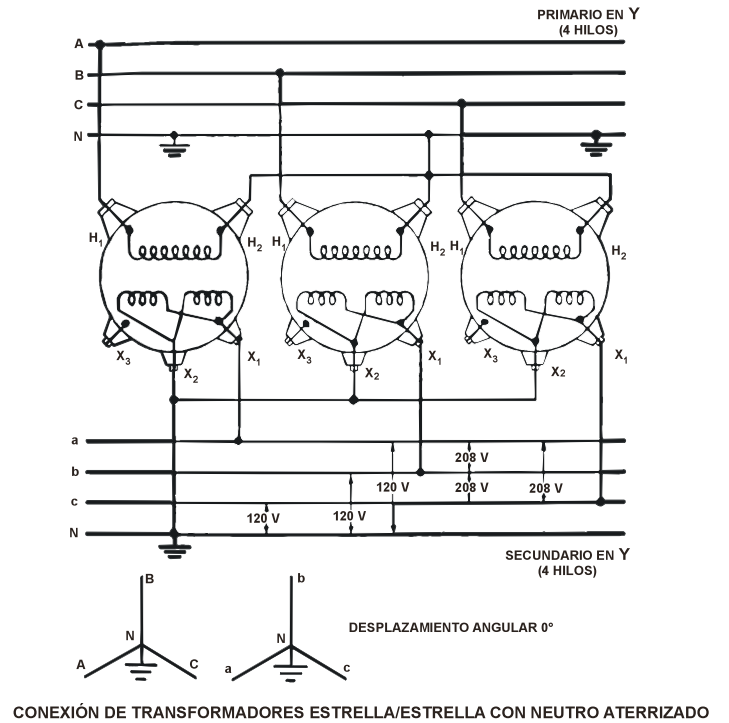
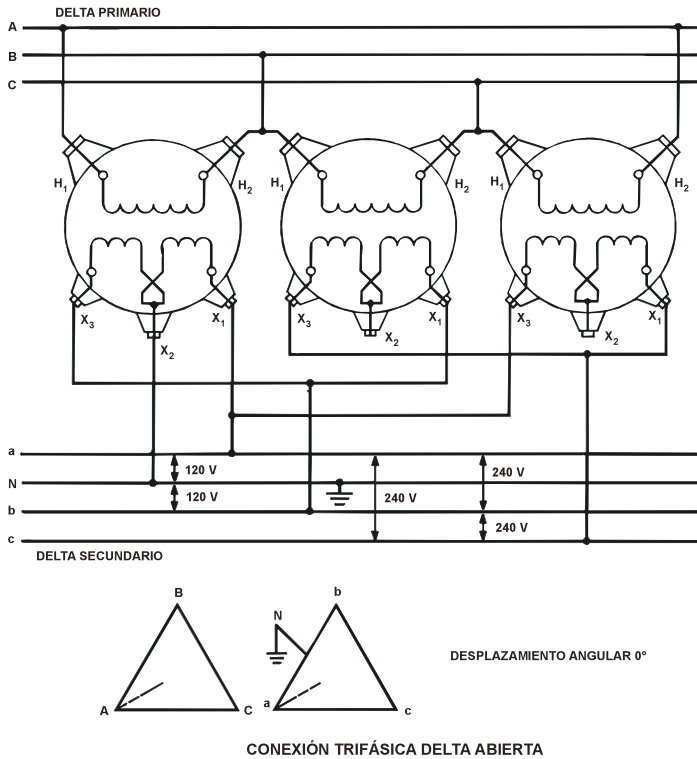


DIAGRAMA DE PRUEBAS DE POLARIDAD A TRANSFORMADORES

CONEXIÓN DEL PRIMARIO DE TRANSFORMADORES EN DELTA

Cada bobina del transformador conectada en delta en el primario o el secundario está en una conexión de Fase a Fase y las bobinas están conectadas en serie una con otra, y para esto, cada terminal positiva de una bobina se conecta a la terminal negativa de la otra bobina.

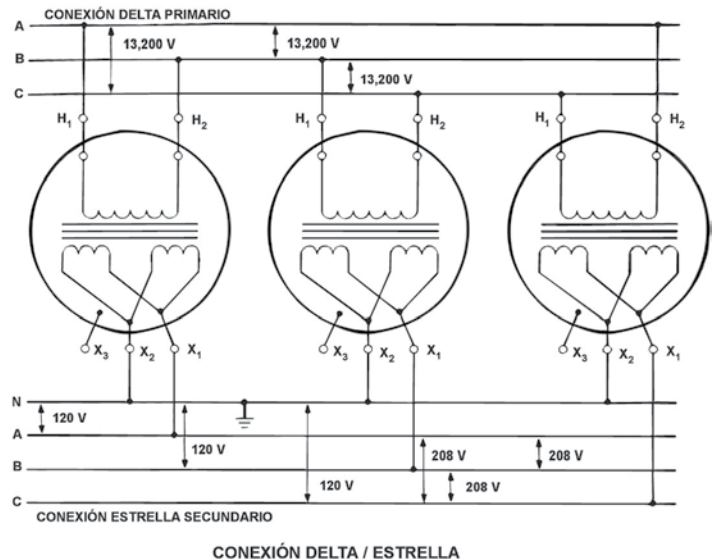
Para asegurar una rotación de fase apropiada, las bobinas se deben conectar en secuencia. En la siguiente figura se muestra la forma de realizar esta conexión.



TRANSFORMADOR CON CONEXIÓN ESTRELLA EN EL PRIMARIO

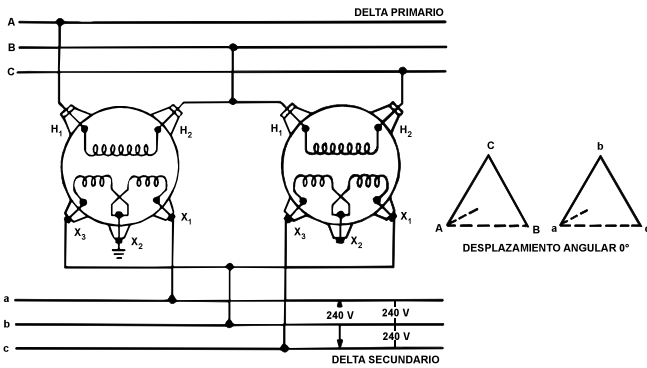
Para la conexión estrella de transformadores, cada bobina del transformador está conectada de fase a tierra, y cuando dos o más transformadores están conectados en una conexión estrella, las bobinas están conectadas en paralelo una con otra, para esto, cada terminal positiva se conecta a una fase y cada terminal negativa se conecta a un neutro común.

LA CONEXIÓN DELTA/ESTRELLA, QUE ES MUY COMÚN EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, USA LAS VENTAJAS DE LA CONEXIÓN DELTA Y DE LA CONEXIÓN ESTRELLA PARA FORMAR BANCOS DE ALIMENTACIÓN A LA CARGA.

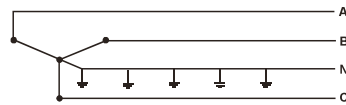
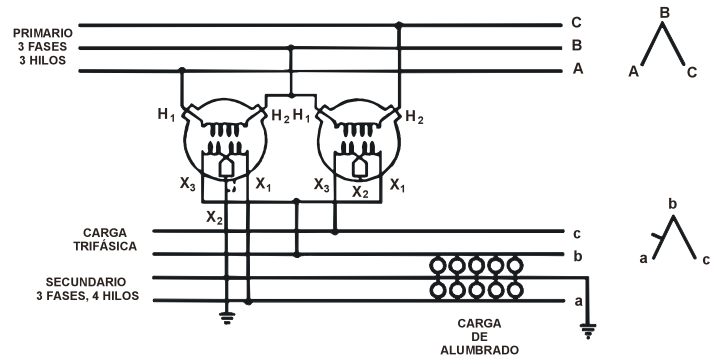


CONEXIÓN EN DELTA ABIERTA

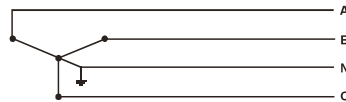
En algunas ocasiones, un servicio trifásico se puede proporcionar con dos transformadores monofásicos, esto se hace en una forma económica para alimentar servicios trifásicos pequeños y, debido a que la conexión no tiene un lado de la delta, se le conoce como “**Delta Abierta**”.



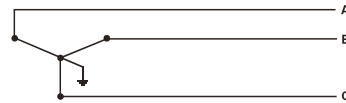
CONEXIÓN DE DOS TRANSFORMADORES EN DELTA ABIERTA / DELTA ABIERTA



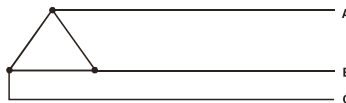
SISTEMA DE 4 HILOS, MULTIATERRIZADO CON NEUTRO



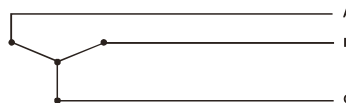
SISTEMA DE 4 HILOS CON NEUTRO ATERRIZADO EN 1 PUNTO



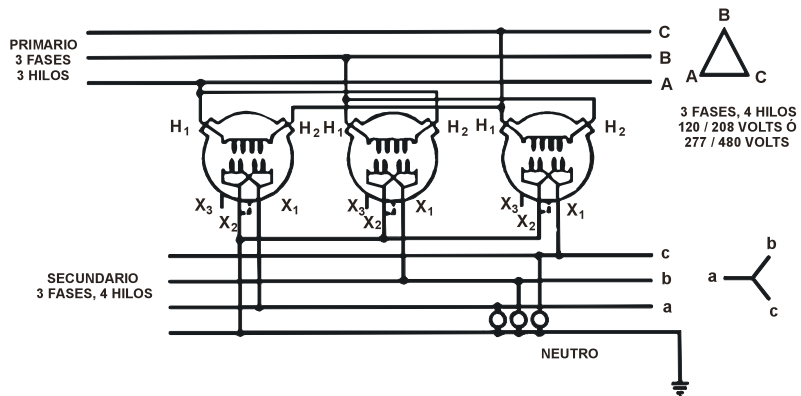
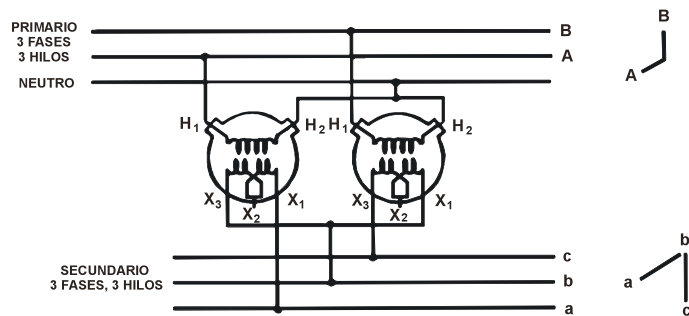
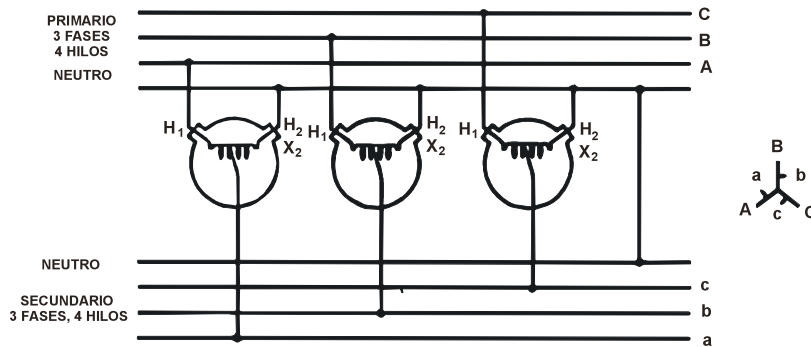
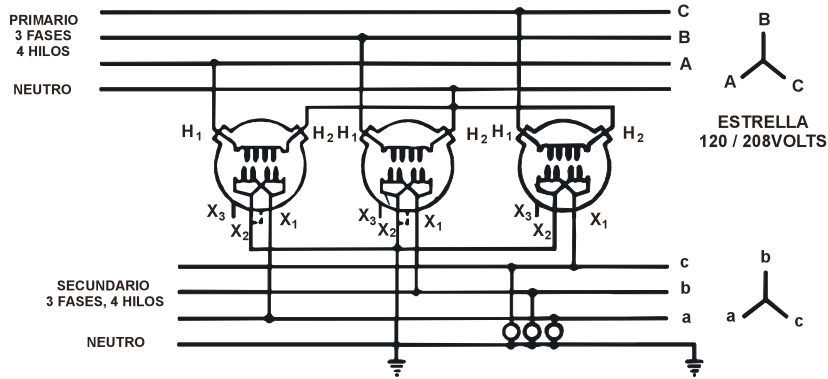
SISTEMA DE 3 HILOS CON NEUTRO ATERRIZADO EN 1 PUNTO

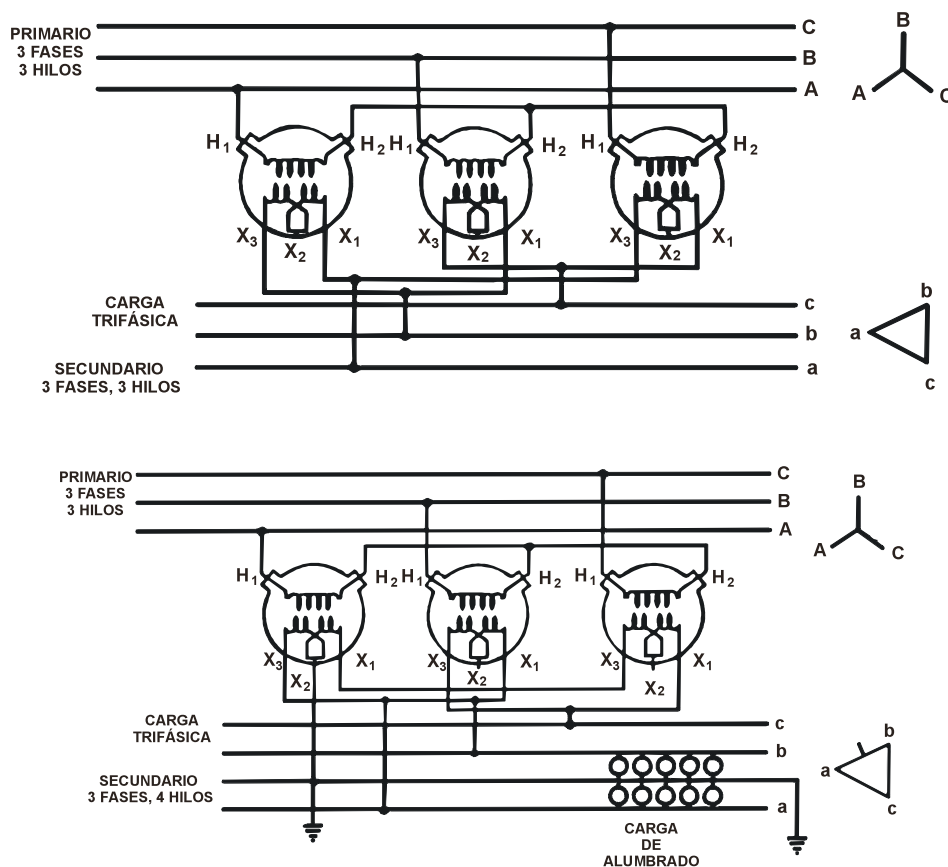


SISTEMA TRIFÁSICO DE 3 HILOS ALIMENTADO DE UN TRANSFORMADOR EN DELTA



SISTEMA DE TRES HILOS ALIMENTADO POR UN TRANSFORMADOR EN ESTRELLA SIN CONEXIÓN A TIERRA (NEUTRO FLOTANTE)





4.1.7 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

En las redes de distribución, parte de la problemática de las pérdidas y la regulación del voltaje está relacionada con la ubicación de las subestaciones eléctricas, que en la práctica son de dos tipos: las **primarias** asociadas a las líneas de subtransmisión o de transmisión y las **secundarias** que constituyen la red de cuyos secundarios se alimentan las cargas.

Existen dos problemas fundamentales a resolver con las subestaciones de distribución:

1. La localización.
2. Capacidad de las subestaciones.

LA LOCALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

La localización de una subestación de distribución, se determina desde la fase de planeación y se relacionan con aspectos como: el nivel de voltaje, la regulación de voltaje, los costos de la subtransmisión, los costos de la subestación, los costos de los alimentadores primarios y de los transformadores de distribución.

Para obtener la localización óptima de una subestación, se deben tomar en consideración los siguientes factores:

- Localizar la subestación tan cercana como sea posible a la carga dentro de su área de servicio.
- Localizar la subestación de tal manera que se logren los límites de regulación de voltaje, sin necesidad de tomar medidas adicionales para lograrlo, es decir, que a máxima demanda la caída de voltaje de los alimentadores esté dentro de sus límites.

- La localización de la subestación, se debe hacer de tal manera que facilite los accesos de las líneas o alimentadores entrantes o salientes.
- La subestación se debe ubicar en los terrenos que permitan ampliar su estructura (ampliación futura).
- No debe producir afectaciones en terrenos, casas, etc., y tratando de minimizar los efectos de su ubicación.

LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN

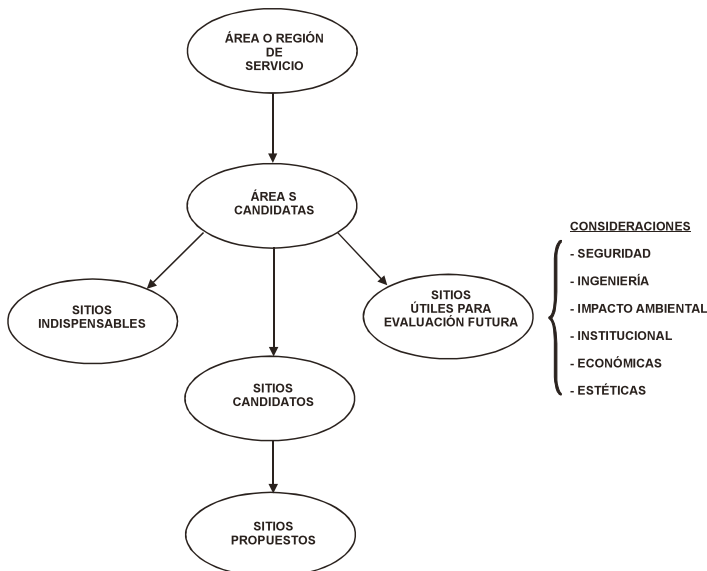
La capacidad de la subestación de distribución, se determina considerando los siguientes factores:

- La necesidad de satisfacer la máxima demanda actual y considerar el crecimiento futuro en un escenario al menos de unos 5 años.
- La conveniencia de que el área servida para la subestación sea lo más compacta posible para dar un valor razonable de kVA/Km^2 .

La capacidad de la subestación, se relaciona con su ubicación mediante los conceptos de la forma cuadrada de área de servicio suministrado por la subestación.



FACTORES QUE AFECTAN LA LOCALIZACIÓN DE SUBESTACIONES



PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DEL SITIO DE UNA SUBESTACIÓN

4.2 El cálculo eléctrico de las redes de distribución

4.2.1 INTRODUCCIÓN

Aun cuando actualmente prácticamente todos los cálculos eléctricos para las redes de distribución se hacen apoyándose en programas de cálculo digital, de los cuales existen distintas versiones para facilitar estudios relacionados con selección de conductores, caída de voltaje, pérdidas, regulación de voltaje, aplicación de capacitores, etc.. Tanto en redes aéreas como en redes subterráneas, es necesario tener un claro conocimiento de los conceptos básicos en los cuales se apoya el cálculo eléctrico de las redes de distribución.

Conviene recordar que el cálculo eléctrico de las redes de distribución está apoyado en los conceptos y métodos tradicionales, establecidos en libros de texto y normas de las empresas eléctricas, pero que tratan principalmente los siguientes aspectos fundamentales.

- a) Caída de tensión.
- b) Calentamiento de los conductores por efecto joule.
- c) Posibilidad de sobrecarga en las líneas.
- d) Sección mínima admisible en las líneas, en función a las exigencias de robustez mecánica.
- e) Diámetro mínimo admisible para los conductores de media tensión en redes subterráneas.
- f) Diámetro mínimo admisible en los conductores sujetos a las solicitaciones por cortocircuito.

4.2.2 EL CÁLCULO ELÉCTRICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR LOS MÉTODOS TRADICIONALES

El cálculo manual de la caída de tensión en las redes de distribución está subdividido por lo general en dos partes:

- El cálculo preliminar.
- El cálculo de verificación.

En el *cálculo preliminar* se parte del valor de las cargas en potencia y factor de potencia y del punto de alimentación a un voltaje determinado, y a partir de esto, si se conoce el calibre o sección del conductor del alimentador, se evalúa la caída de tensión, como punto de partida para otros cálculos.

Con el *cálculo de verificación*, a partir de la sección de los conductores y de las corrientes que circulan por cada tramo, se puede calcular la caída de tensión efectiva en cada punto de la red donde se tengan cargas conectadas, presentándose varios casos simples de alimentadores radiales.

4.2.3 ALIMENTACIÓN A UNA CARGA

Para los alimentadores de distribución, sean aéreos o cables subterráneos, sólo se considera para su cálculo el elemento serie, es decir, una resistencia en serie con una reactancia inductiva para las longitudes que se usan y para el tipo de carga que alimentan con factores de potencia elevados, y aún cuando son alimentadores trifásicos, se usa una representación de fase a neutro, suponiendo alimentación de cargas balanceadas.

En la siguiente figura, se muestra la representación para estos circuitos elementales, en donde se indica con S la sección del conductor empleado, con l la longitud de la línea y con K la conductividad del material.



El valor de la conductividad se puede tomar como:

Para el cobre

$$K = \left(50 - 55 \frac{\text{Siemens} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2} \right)$$

Para el aluminio

$$K = \left(28 - 29 \frac{\text{Siemens} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2} \right)$$

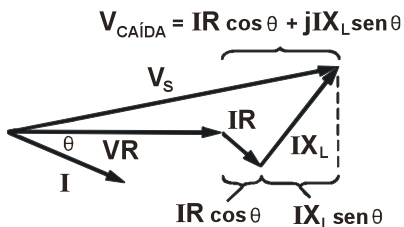
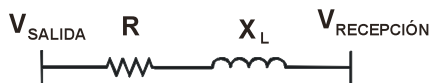
Para la representación del circuito serie elemental, formado por una resistencia $R = r\ell$ (Ω)

Donde:

ℓ = longitud de la línea, r = resistencia por unidad de kilómetro (ohms/km) y también una reactancia inductiva en serie) $X_L = X \cdot \ell$ (Ω).

Siendo:

X = reactancia inductiva por unidad de longitud, para una carga con factor de potencia ($\cos\theta$) atrasado, tiene una representación fasorial como la mostrada.



La resistencia de la línea por unidad de longitud depende del área o sección del conductor y de su material, el valor se obtiene de tablas. En tanto que el valor de la reactancia inductiva por unidad de longitud,

se calcula, como ya se indicó en los capítulos anteriores como:

$$X_L = 0.1736 \log \frac{DMG}{R} \quad (\Omega/Km)$$

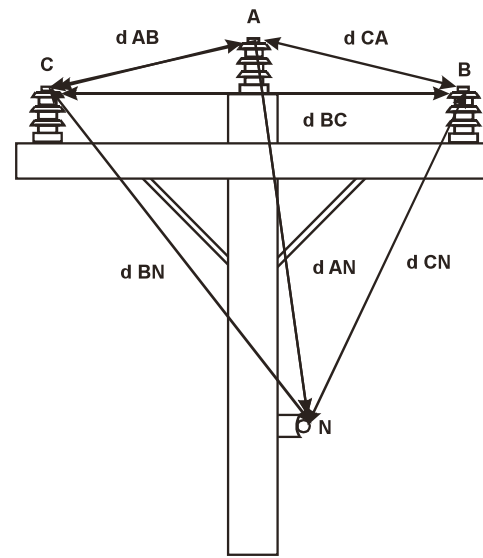
Donde:

DMG = Distancia media geométrica.

R = Radio del conductor.

Para una conformación general de los conductores como la mostrada en la figura, la distancia media geométrica se obtiene con la expresión:

$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}$$



CONFORMACIÓN GENERAL

Para el diagrama vectorial anterior, el voltaje de salida o al principio del alimentador se obtiene como:

$$V_S = \sqrt{(V_R \cos\theta + IR)^2 + (V_R \sin\theta + IX_L)^2}$$

Donde la caída de tensión es:

$$\Delta V = IR \cos\theta + IX_L \sin\theta$$

$$\Delta V = I(R \cos\theta + X_L \sin\theta)$$

$$\Delta V = V_S - V_R$$

La caída de voltaje se puede expresar también como la regulación de tensión como:

$$\Delta V(\%) = \frac{V_S - V_R}{V_R} \times 100$$

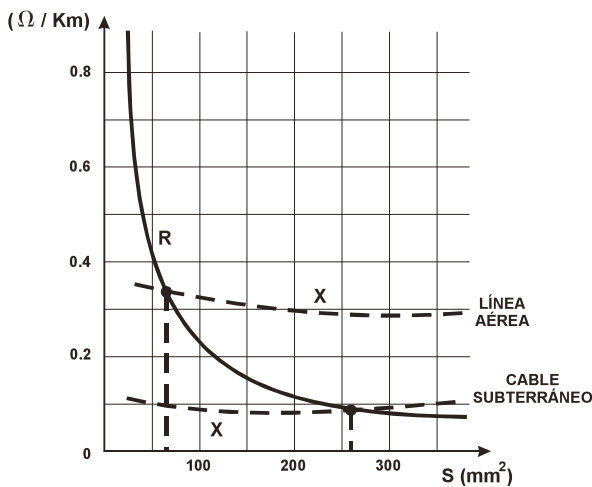
Para una línea trifásica:

$$\begin{aligned} (\Delta V)\% &= \frac{100(V_S - V_R)}{V_R} = \frac{100(RI \cos \theta + X_L I \text{sen} \theta)}{V_R} \\ &= \frac{100(3V_R RI \cos \theta + 3V_R X_L I \text{sen} \theta)}{3V_R V_S} \\ (\Delta V)\% &\cong 100 \frac{PR + QX_L}{V_R^2} \end{aligned}$$

Siendo:

P = Potencia activa de la carga.
θ = Potencia reactiva de la carga.

Los valores de R y X_L varían, dependiendo de si se trata de líneas aéreas o subterráneas, un ejemplo de esto se da en la siguiente figura:



RELACIÓN ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA Y REACTANCIA PARA LÍNEA AÉREA Y CABLE SUBTERRÁNEO EN 15 KV

De la expresión para la caída de tensión:

$$\Delta V = RI \cos \theta + X_L I \text{sen} \theta$$

Si se supone que $\cos \theta = 1.0$, $\theta = \cos^{-1} 1.0 = 0^\circ$

$\text{sen} \theta = 0$, se tiene entonces:

$$\Delta V = RI$$

Se puede escribir también en la forma:

$$\Delta V = \frac{\ell}{KS} \cdot I$$

Si se trata de una línea monofásica, se puede escribir como:

$$\Delta V = \frac{2\ell}{KS} I$$

La sección del conductor se puede calcular entonces en la forma siguiente, a partir del conocimiento de un valor de caída de tensión establecido.

Para líneas trifásicas:
$$S = \frac{\ell I}{K\Delta V}$$

Para líneas monofásicas:
$$S = \frac{2\ell I}{K\Delta V}$$

Al producto ℓI se le conoce, por analogía con los cálculos mecánicos, como el **momento eléctrico** o momento de la corriente con respecto al punto de alimentación A y se expresa como $M_{(A)}$, de modo que la fórmula para el cálculo preliminar se puede describir como:

$$S = \frac{M_{(A)}}{K\Delta V}$$

Para el caso de las líneas trifásicas:
$$M_{(A)} = \ell I$$

Para las líneas monofásicas:
$$M_{(A)} = 2\ell I$$

Cuando se trata en la práctica de aplicar diseños normalizados en cuanto a tipo de estructura y material y calibre de conductor, el valor de la caída de voltaje en las líneas primarias se puede obtener aplicando tablas de valores precalculados, en donde se **multiplica la caída de tensión** que corresponde al calibre y material del conductor por la corriente de fase y por la longitud en kilómetros.

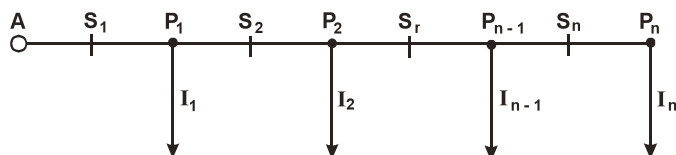
El valor de la caída de tensión se mide entre fases.

- El conductor AAC se considera similar al ACSR en este parámetro.

CAÍDA DE VOLTAJE POR AMPERE POR KILÓMETRO							
CONDUCTOR		FACTOR DE POTENCIA EN %					
CALIBRE AWG o KCM	MATERIAL	75	80	85	90	95	100
6	Cobre	2.332	2.396	2.453	2.489	2.491	2.336
4	"	1.668	1.690	1.704	1.701	1.664	1.474
2	"	1.246	1.246	1.233	1.209	1.152	0.946
1/0	"	0.964	0.946	0.920	0.881	0.808	0.595
3/0	"	0.778	0.753	0.718	0.668	0.590	0.375
2	Acsr	1.682	1.709	1.727	1.728	1.694	1.512
1/0	"	1.247	1.247	1.237	1.213	1.154	0.953
3/0	"	0.962	0.946	0.922	0.882	0.811	0.600
266.4	"	0.740	0.718	0.687	0.644	0.573	0.375
336.8	"	0.673	0.647	0.614	0.567	0.493	0.297

4.2.4 ALIMENTADOR CON CARGAS INTERMEDIAS

Si se considera una línea trifásica de baja tensión, alimentada en el punto A, con entrega de energía en la otra extremidad, como se muestra en la figura:



La caída de tensión ΔV se debe entender como el valor máximo admitido correspondiendo a la erogación más lejana de la fuente de energía.

En el dimensionamiento de los conductores, se podrán utilizar por los tramos AP_1 , P_1P_2 , $P_{n-1}P_n$, en teoría dos condiciones distintas:

- Que la máxima caída de tensión ΔV resulte inferior al valor fijado.
- Que el peso del material empleado por los distintos conductores, resulte mínimo.

Se puede demostrar que imponiendo tales condiciones, los valores de las secciones resultan directamente proporcionales a la raíz cuadrada de la corriente que circula por ellos, adoptando este criterio, para cada sección se obtiene una sección única de conductor y la construcción resulta más económica por las siguientes razones:

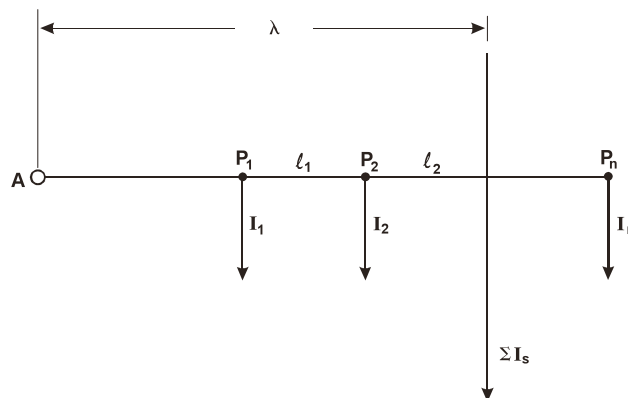
- El costo de los conductores puestos en operación crece menos que proporcionalmente al peso de los conductores mismos.
- Se multiplica el costo de las uniones.
- Sería necesario mantener más herrajes, conectores, etc, en almacenes, para cada una de las secciones.
- No es posible efectuar la alimentación de la línea en el sentido opuesto.

Debido a las razones anteriores, no es conveniente tener conductores de distinta sección en alimentadores con cargas intermedias.

Cuando se adopta una sección de conductor única, la caída de tensión se deja a los parámetros de una relación simple, si en la siguiente figura:

S = Sección del conductor (constante).

l_1, l_2, \dots, l_n = El desarrollo de las distintas secciones y la corriente que aísla a las cargas es I_1, I_2, \dots, I_n



Si se expresa la corriente que circula por cada tramo, en función de las corrientes absorbidas por las cargas, se puede elaborar una tabla de la forma siguiente:

SECCIÓN	CORRIENTE
AP ₁	$\sum_{S=1}^n I_S$
P ₁ P ₂	$\sum_{S=2}^n I_S$
P ₂ P ₃	$\sum_{S=3}^n I_S$
P _{n-1} -P _n	I_n

La caída de tensión total se puede calcular como la suma de las caídas de tensión parciales en las distintas secciones, multiplicando la resistencia del tramo por la corriente respectiva.

$$\Delta V = \frac{\ell_1}{KS} \sum_{S=1}^n I_S + \frac{\ell_2}{KS} \sum_{S=2}^n I_S + \frac{\ell_3}{KS} \sum_{S=3}^n I_S + \dots + \frac{\ell_n}{KS} I_n$$

Desarrollando los productos, la caída de tensión total se puede expresar como:

$$\Delta V = \frac{1}{KS} \left[I_n \sum_{S=1}^n \ell_S + I_{n-1} \sum_{S=1}^{n-1} \ell_S + I_{n-2} \sum_{S=1}^{n-2} \ell_S + \dots + I_1 \ell_1 \right]$$

De donde:

$$\Delta V = \frac{\sum_{S=1}^n M_{S(A)}}{K_S}$$

Donde: $\sum_{S=1}^n M_{S(A)}$ es la suma de los momentos de la corriente absorbida por los usuarios respecto al punto A de la alimentación.

Por lo tanto, la caída de tensión máxima se puede expresar como la suma de los momentos de las erogaciones con respecto al punto de alimentación, dividida entre el producto de la conductividad (K) por la sección del conductor (S). Para tal fin se considera la relación:

$$\lambda = \frac{\sum_{S=1}^n M_{S(A)}}{\sum_{S=1}^n I_S}$$

Esta relación tiene las unidades de longitud y representa la distancia del punto A a la resultante de la carga, **cuando las cargas eléctricas se interpretan como una fuerza mecánica ordinaria.**

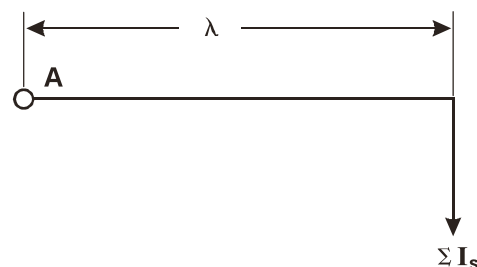
De las dos ecuaciones anteriores, se tiene que la caída de tensión es:

$$\Delta V = \frac{\lambda \sum_{S=1}^n I_S}{KS}$$

O bien, la sección:

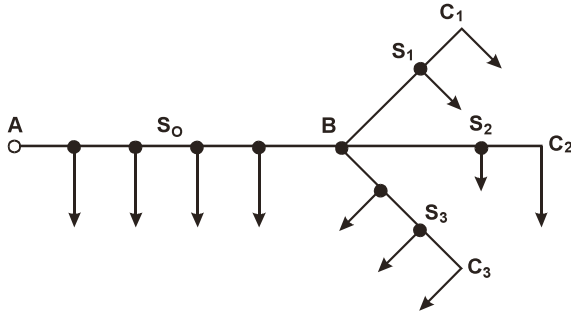
$$S = \frac{\lambda \sum_{S=1}^n I_S}{K \Delta V}$$

Y quiere decir que un alimentador con cargas intermedias, se puede representar **como un alimentador de longitud λ** y sección S que alimenta en el extremo a una carga igual a la suma de las cargas, como se muestra en la figura:



Adoptando el sistema de equivalentes descrito anteriormente, se pueden calcular estructuras más complejas, como la representada en la siguiente figura, que está alimentada por el extremo A y con varias ramificaciones en el punto B, las cuales tienen colgadas cargas intermedias. También, en este caso, el problema a resolver es la determinación de la sección de los conductores, de manera que la máxima caída de tensión en los puntos más lejanos, C₁, C₂ y C₃ sean iguales a un valor ΔV prefijado.

Es oportuno, por las razones ya vistas, adoptar para el alimentador una sección sencilla constante de valor S_0 para el tramo AB, una sección S_1 para el tramo BC, una sección S_2 en el tramo BC_2 y una sección S_3 en el tramo BC_3 .

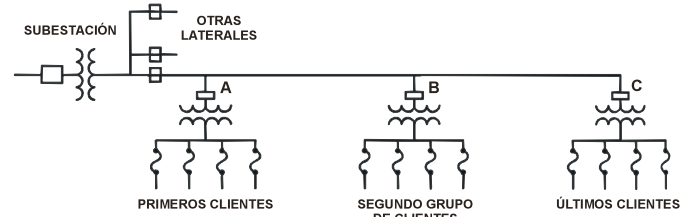
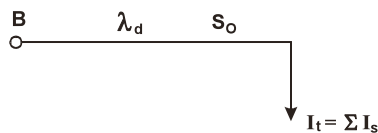


No resulta difícil demostrar que la sección S_0 del tramo AB sea igual a la suma de las secciones S_1 , S_2 y S_3 de las ramificaciones.

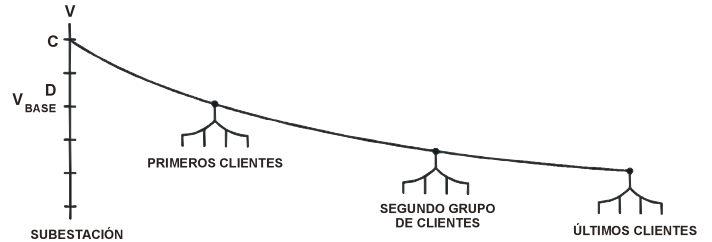
$$S_0 = S_1 + S_2 + S_3$$

Debido a que la caída de tensión ΔV en el punto más lejano de las ramificaciones es igual al de las ramificaciones, se puede sustituir por un conductor equivalente de longitud λd , sección S_0 que tenga una carga en el extremo igual a la suma de todas las cargas alimentadas.

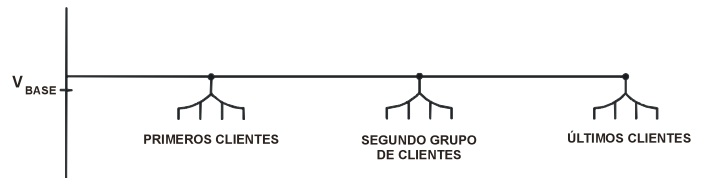
$$I_t = \sum_{S=1}^n I_s$$



A) REPRESENTACIÓN DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN

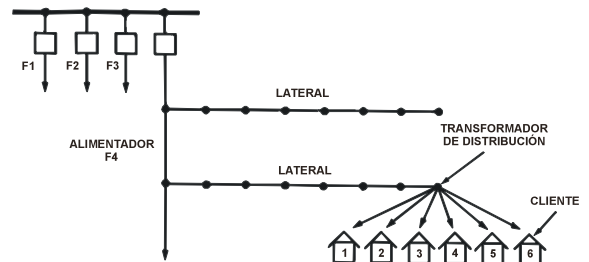


B) CAÍDA DE VOLTAJE EN LA LÍNEA CON CARGA EXCESIVA



C) CAÍDA DE VOLTAJE CON CARGAS LIGERAS

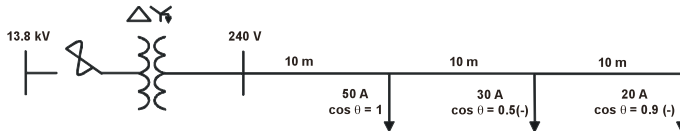
CAÍDA DE VOLTAJE A LO LARGO DE UNA LÍNEA



REPRESENTACIÓN DEL ALIMENTADOR PRINCIPAL Y LOS RAMALES LATERALES

4.2.5 MÉTODOS PARA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE

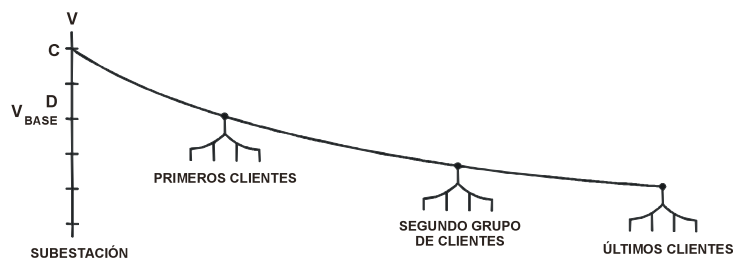
Los clientes que se conectan al alimentador de una red de distribución en forma de taps en derivación, producen, debido a la demanda de corriente en cada sección, una caída de voltaje que aumenta en la medida que se aleja de la subestación.



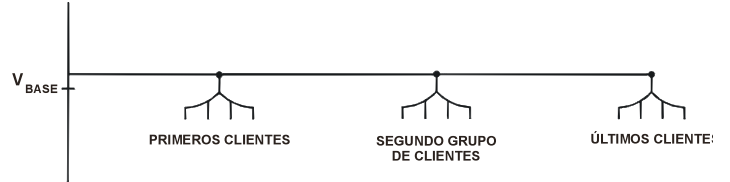
CARGAS EN TAP O DERIVACIÓN CONECTADAS A UN ALIMENTADOR

Se debe observar que si el voltaje en la subestación se ajusta a un valor nominal, los clientes al extremo de la línea o alimentador pueden tener un voltaje bajo en condiciones de cargas elevadas, y por otro lado, si se ajusta el voltaje para que los clientes al final del alimentador tengan un valor nominal, entonces los clientes conectados cerca de la subestación tendrían un valor elevado bajo condiciones de carga elevada. Esto quiere decir que se debe hacer un compromiso para que se tenga un valor aceptable de voltaje para todos los clientes, en forma independiente del valor de la carga y la caída de voltaje, debe tener un valor aceptable para cualquier carga.

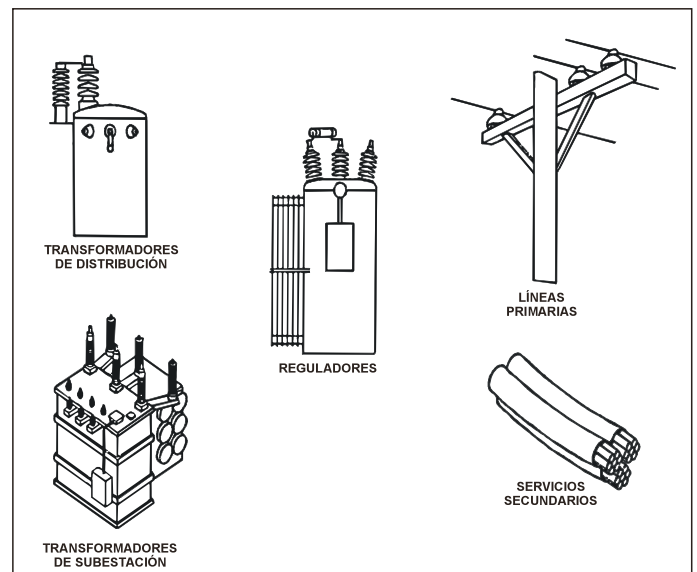
Como un compromiso favorable de caída de voltaje no siempre es posible para todas las condiciones de carga, esto hace necesario que se consideren otros medios para la regulación de voltaje, como son el uso de transformadores con cambiador de derivaciones (Taps), o bien la aplicación de capacitores para la regulación de voltaje.



LOS CLIENTES DISTANTES DE LA SUBESTACIÓN PUEDE TENER CAÍDAS DE VOLTAJE ELEVADAS CON CARGAS EXCESIVAS



LOS CLIENTES CERCANOS A LA SUBESTACIÓN PUEDE TENER VOLTAJES ELEVADOS CON CARGAS LIGERAS



COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DONDE SE PRESENTAN CAÍDAS DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS

4.2.6 USO DE CAMBIADORES DE DERIVACIÓN DE TRANSFORMADORES EN TRANSFORMADORES

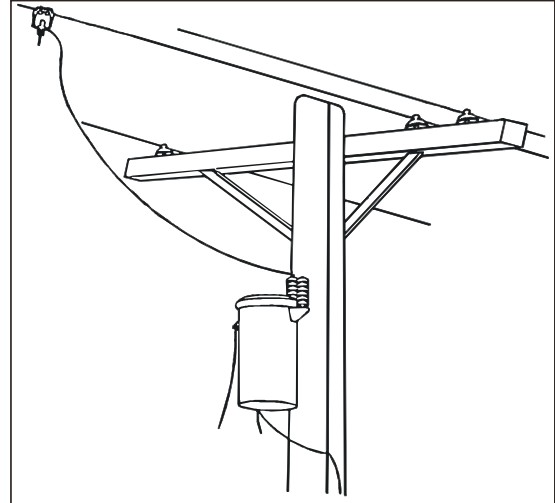
Otro método usado para la regulación de voltaje en las líneas, es el uso de los cambiadores de derivación que están conectados en los devanados de los transformadores para cambiar la relación de espiras o relación de transformación ligeramente.

El cambio en la relación de transformación es normalmente $\pm 10\%$, aún cuando se pueden encontrar disponibles cambios de $\pm 5\%$ ó $\pm 7.5\%$, los pasos de variación varían desde 2.5% hasta 32 pasos para cubrir el rango normal de $\pm 10\%$ (0.625% por paso).

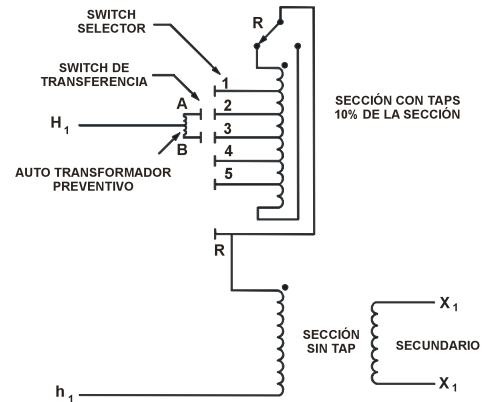
Normalmente los cambiadores de derivación o taps están localizados en los devanados primarios (de alto voltaje), debido a que se tiene que manejar en los cambios menos corriente de la que se manejaría si se localizarán en el devanado de bajo voltaje. Los cambiadores de derivación pueden ser normales o automáticos, la mayoría de los transformadores de distribución y de subestaciones de distribución tienen cambiadores manuales, de manera que la carga que se agrega se puede compensar.

Los cambiadores de derivación accionados por motor eléctrico se requieren cuando se tiene una regulación de voltaje con cargas ampliamente fluctuantes, estos cambiadores de derivación se les conoce como **cambiadores bajo carga**.

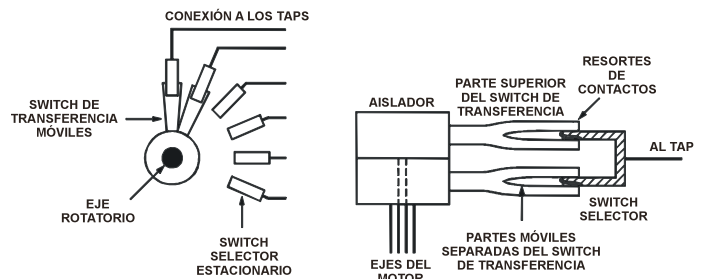
Existen muchos diseños para los cambiadores de derivación bajo carga y sólo se recomiendan cuando se justifica mejorar sustancialmente localidad del servicio, ya que su costo puede ser hasta el 50% del costo del transformador.



INSTALACIÓN DE UN TRANSFORMADOR EN POSTE PARA DISTRIBUCIÓN AÉREA



A) DIAGRAMA



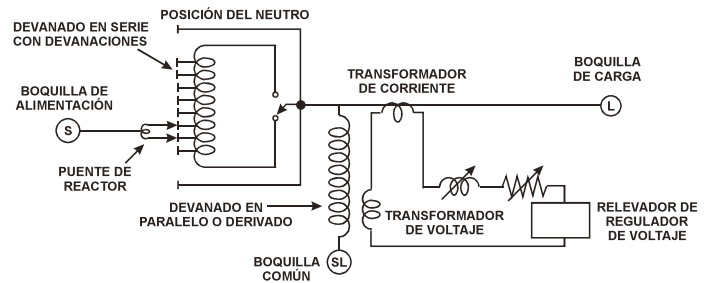
B) ARREGLO MECÁNICO Y DEL MECANISMO DE CONEXIÓN

CAMBIADOR DE TAPS

4.2.7 TRANSFORMADORES REGULADORES DE VOLTAJE

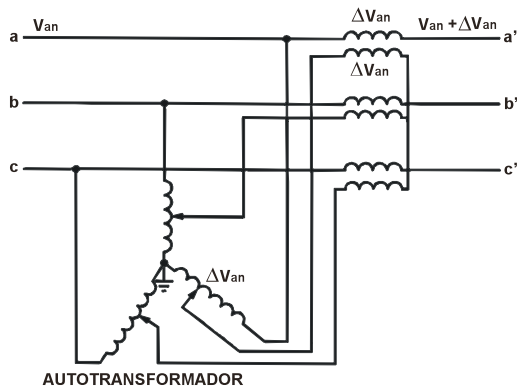
Los transformadores reguladores de voltaje están diseñados para proporcionar un impulso en la magnitud del voltaje a lo largo de la línea, o bien un cambio de fase. Se usan en principio para controlar el flujo de potencia entre dos sistemas con distintas fuentes o a lo largo de un alimentador de unión entre dos centros de carga que están alimentados por la misma subestación.

Los transformadores de regulación de fase se usan para controlar el flujo de potencia alrededor de mallas o lazos con dos o más fuentes, generalmente están accionados por motor eléctrico y tienen un sistema de control y protección extensivos. En la siguiente figura, se muestra un transformador regulador, el autotransformador proporciona el valor de ΔV que se agrega a la línea a través de los transformadores serie.



CIRCUITO DE COMPENSACIÓN DE CAÍDA EN LA LÍNEA

En la siguiente figura, se muestra un transformador regulador de fase, el arreglo del núcleo provoca que el devanado produzca que ΔV esté 90° fuera de fase en el voltaje al neutro.



TRANSFORMADOR REGULADOR DE VOLTAJE

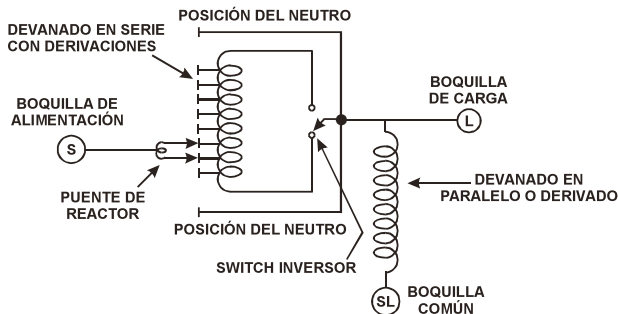
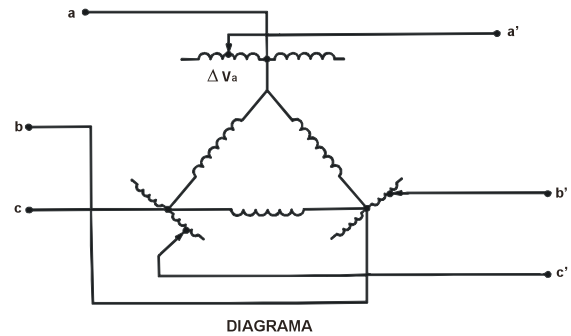
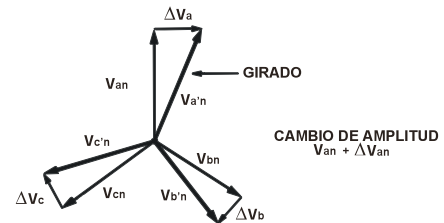


DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN REGULADOR DE VOLTAJE DE PASOS



TRANSFORMADOR REGULADOR DE FASE

4.2.8 CÁLCULO DEL CALENTAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

El calor disipado por efecto joule en los conductores en las líneas, causa un incremento en la temperatura de los mismos con respecto al ambiente, esto debe estar convenientemente limitado dentro de los valores de seguridad. Los efectos nocivos de un calentamiento excesivo son los siguientes:

- Pérdidas excesivas, ya que a una mayor sobre temperatura se asocia una más alta densidad de corriente y una más elevada resistividad, para un material conductor determinado.
- Si se trata de un cable aislado, se incrementa el deterioro del dieléctrico aislante, cuya vida se reduce rápidamente al aumentar la temperatura de operación.
- Si se trata de líneas aéreas, hay un recalentamiento del conductor, que acompañado a un aumento de carga se puede producir un alargamiento permanente.
- Un aumento en la flecha de las catenarias de los conductores, y por lo tanto, una posible reducción de las distancias de seguridad.
- Riesgo de que se degraden las uniones o empalmes por sobrecalentamiento.

De aquí la necesidad de no superar la máxima intensidad de corriente que puede circular por los conductores, con la certidumbre de que la sobre-elevación de temperatura no supere los límites de seguridad.

Es oportuno observar que el problema correctamente enfocado debe ser tratado en términos probabilísticos, de hecho, las variables que influyen en la temperatura alcanzada por los conductores son esencialmente aleatorias, y en parte independientes entre si, y siguiendo la distribución de densidad de probabilidad, no es difícil evaluar, tales variables son: la carga, y por lo tanto la corriente de la línea, la temperatura ambiente, la velocidad del viento, la radiación solar, la conductividad térmica del terreno, cuando se trata de cables enterrados.

Por otro lado, los fenómenos de calentamiento excesivo en los materiales se traducen en un envejecimiento

prematureo de las líneas, dependiendo de la duración del periodo de operación con valores para los cuales la vida del material no está condicionada al sobrecalentamiento.

El tratamiento probabilístico del problema se encuentra aún en fase de estudio, y no sólo se refiere a las líneas de transmisión y redes de distribución, también a todas las máquinas y aparatos eléctricos.

Es conveniente considerar por separado el sobrecalentamiento, debido a la circulación continua de corriente normal de operación y aquél calentamiento debido a la circulación de corriente de alta intensidad, pero de duración muy corta, durante el régimen transitorio (cortocircuito).

En el primer caso (operación normal), los conductores funcionan en condiciones de equilibrio térmico, es decir:

El calor que se produce por efecto joule, viene de hecho a ser transmitido totalmente al ambiente por convección, conducción e irradiación. En el segundo caso, en cambio, la potencia disipada por efecto joule puede ser algunas veces mayor a la de régimen normal. Por otro lado, el conductor se encuentra inicialmente a una temperatura baja (la que corresponde a la operación normal), de manera que el calor transmitido al ambiente es despreciable respecto a aquel que se desarrolla por efecto joule. **Entonces se puede suponer que todo el calor producido se acumula en el conductor y produce el rápido aumento de la temperatura.**

Para los conductores desviados de las líneas aéreas no existen normas precisas sobre la temperatura límite admitida en operación continua, el criterio para la definición de la temperatura máxima admitida es que se reduzcan los riesgos de daño o se trabaje con un cierto margen de seguridad.

En algunos países, se considera que la temperatura no debe superar en operación continua a 80 °C para los conductores ACSR, 70 °C para conductores de aluminio y de 78-80 °C para los conductores de cobre. La mayor incertidumbre en la definición de estos límites para las líneas de distribución, se encuentra en el comportamiento de los empalmes o uniones.

Para facilitar el cálculo térmico, conviene determinar para cada una de las secciones y materiales conductores, la intensidad de la corriente para la cual se alcanza la temperatura límite admisible, dicha intensidad denominada como nominal de corriente al límite térmico, está en función de muchos parámetros.

Para los conductores desnudos tiene gran importancia la temperatura ambiente y la velocidad del viento, también tiene influencia el estado de la superficie de los

En el caso de las líneas aéreas, la transmisión del calor producido por el efecto joule viene principalmente por convección, al menos en las condiciones normales con velocidad del viento mayor o igual a 2 Km/h y una pequeña parte del calor se transmite por radiación.

Al régimen térmico alcanzado, el balance térmico para un conductor tendido en aire libre, se escribe en la forma siguiente:

Calor disipado por efecto joule
+ calor recibido por radiación solar

= calor transmitido por convección
+ calor transmitido por radiación

El cálculo de la capacidad de corriente de los conductores de las líneas aéreas para una temperatura dada como límite de operación se puede determinar con la fórmula siguiente:

$$I^2 r_{20} [1 + \beta(T_C - 293)] + \alpha si d = 0.448$$

$$8.55 (T_C - T_a) (Vd) + ESiTd(T_C^4 - T_a^4)$$

Donde:

- I = Corriente en A.
- r_{20} = Resistencia óhmica del conductor a 20 °C (Ω/m).

β = Coeficiente de temperatura de la resistencia:

0.004/°C para el aluminio.

0.0036/°C para aleaciones de aluminio.

0.0038/°C para el cobre.

T_C = Temperatura absoluta del conductor °K

T_a = Temperatura absoluta del aire ambiente °K.

α = Coeficiente de absorción de las radiaciones solares (se puede suponer el valor de 0.5).

Si = Radiación solar específica (watt/m²)

d = Diámetro del conductor (m).

V = Velocidad del viento (m/s).

S = Constante de stefan ($5.7 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2$).

En la fórmula anterior, se pone en evidencia la gran importancia que tiene la velocidad del aire en el cálculo de la capacidad de corriente, en las condiciones razonablemente más desfavorables se puede suponer que es de 1 m/seg.

Con relación al coeficiente de radiación solar específico (S) para lugares con climas de templado a caluroso, se puede considerar el valor de $900 \frac{\text{watt}}{\text{m}^2}$

Conviene aclarar también que la ecuación anterior es válida al nivel del mar, en lugares altos con alturas superiores al nivel del mar, la presión atmosférica es sensiblemente inferior, esto se debe tomar en consideración multiplicando el término relativo a la transmisión por convección (primer término del segundo miembro) por $P^{0.5}$ siendo P la presión expresada en Kg/m².

También, en la ecuación anterior, se debe calcular la temperatura TC en el conductor, cuando circula por el mismo una corriente de valor determinado.

Es interesante poner en evidencia las leyes de variación de la densidad de corriente admisible para una temperatura límite asignada, en función de la sección del conductor, para este propósito conviene aplicar una fórmula simplificada para la transmisión de calor.

Se supone que el calor transmitido al ambiente en la unidad de tiempo por la unidad de longitud del conductor es proporcional a la diferencia de temperatura ΔT y a la superficie (S), según el coeficiente de transmisión (K). Este último en función de muchos parámetros, de entre los cuales es importante la velocidad del aire. Estando en equilibrio térmico se puede escribir:

$$\frac{\rho}{S} I^2 = KS\Delta T$$

Donde:

ρ = Resistividad de la sección del conductor.

σ = Densidad de corriente.

$$\sigma = \sqrt{\frac{KS\Delta T}{\rho S}}$$

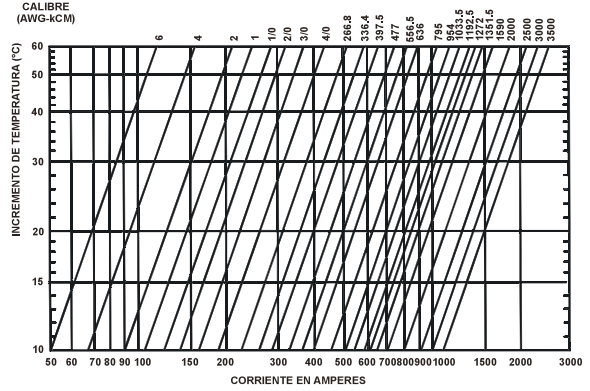
Para conductores de sección circular: $S = \pi d = 2\sqrt{\pi S}$

Por tanto:

$$\sigma = \sqrt{\frac{2\sqrt{\pi}K\Delta T}{\rho}} \frac{1}{\sqrt[4]{S}}$$

La ecuación anterior, muestra que la densidad de corriente máxima admisible es, a igualdad de otras condiciones, inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la sección, si se designa con σ_1 y σ_S la densidad límite que corresponde a sección $S=1 \text{ mm}^2$, y respectivamente $S \text{ mm}^2$, la ecuación anterior se

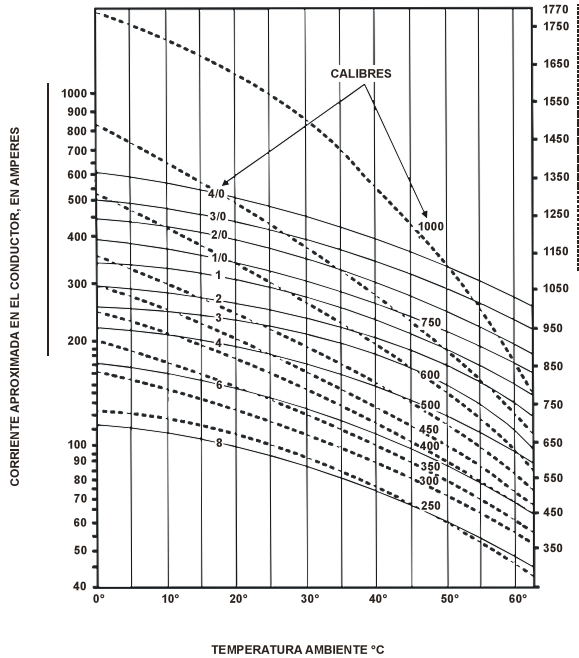
transforma en la siguiente: $\sigma_S = \frac{\sigma_1}{\sqrt[4]{S}}$ Aplicable a conductores desnudos o cables aislados.



GRÁFICA DE CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO TIPO AAC, SUJETOS A LAS SIGUIENTE CONDICIONES:

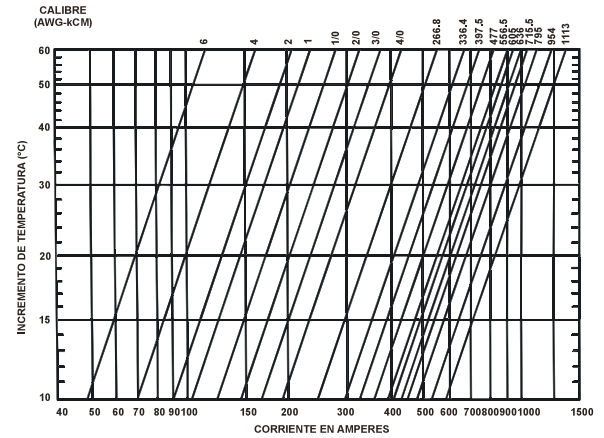
TEMPERATURA AMBIENTE 40°C, EMISIVIDAD $\epsilon = 0.5$, VELOCIDAD DEL VIENTO 0.6 m/seg

GRÁFICA DE CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA ALAMBRES Y CABLES DESNUDOS DE COBRE DURO.



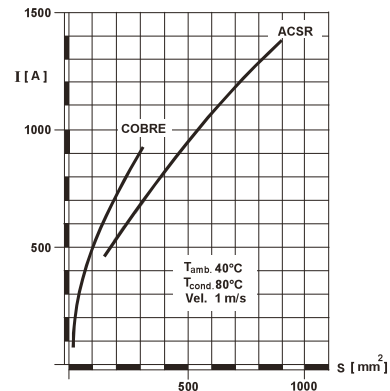
LA CORRIENTE QUE SE OBTIENE DE LA GRÁFICA CORRESPONDE A UNA TEMPERATURA DE 75 °C EN EL CONDUCTOR DE COBRE DURO CON 96.16% DE CONDUCTIVIDAD (IACS).

SE SUPONE UNA VELOCIDAD DEL VIENTO 0.6 m/seg. (2 pies/ seg) EN DIRECCIÓN PERPENDICULAR AL EJE DE LA LÍNEA Y UN FACTOR DE EMISIVIDAD DE 0.5 (COBRE OPACO)

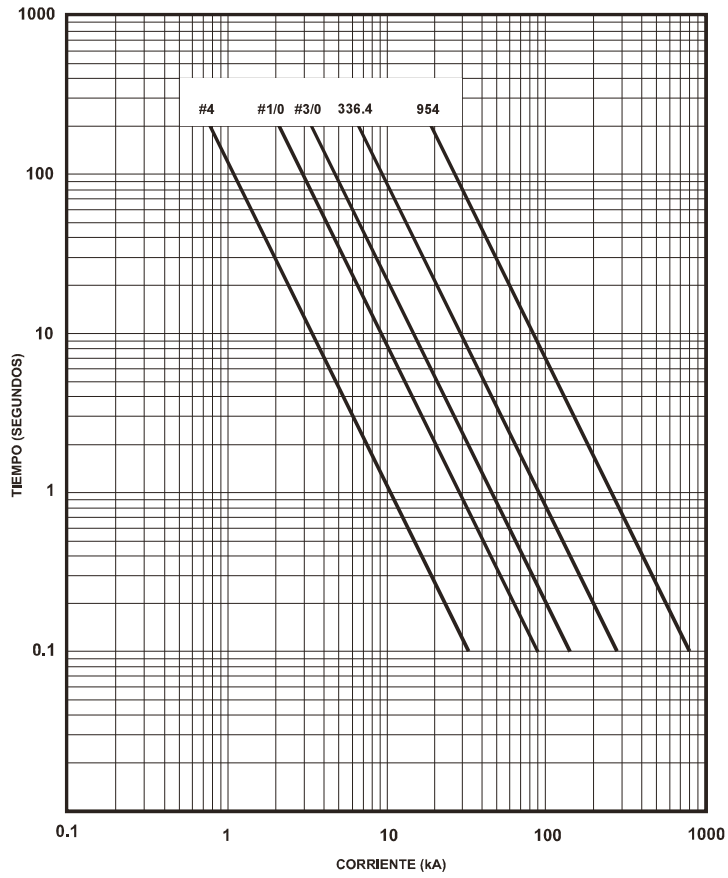


GRÁFICA DE CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO TIPO ACSR, SUJETOS A LAS SIGUIENTE CONDICIONES:

TEMPERATURA AMBIENTE 40°C, EMISIVIDAD $\epsilon = 0.5$, VELOCIDAD DEL VIENTO 0.6 m/seg



CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE COBRE Y DE ACSR EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA



CURVA DE SOPORTE DE CORRIENTE DE FALLA PARA CONDUCTORES ACSR

La segunda edición del MANUAL ELÉCTRICO Viakon consta de 1,000 ejemplares
y se terminó de imprimir en la ciudad de Monterrey, N.L. en enero de 2011.

©Derechos Reservados

www.viakon.com

PLANTA MONTERREY

Av. Conductores No. 505
 Col. Constituyentes de Querétaro, Sector 3
 San Nicolás de los Garza, N.L.
 C.P. 66490
 Tel.: (01-81) 8030-8000, 8030-8030
 Fax: (01-81) 8377-2669
 e-mail: viakon@cmsa.com.mx

VENTAS A GOBIERNO

Av. Paseo de las Palmas No. 215-305
 Col. Lomas de Chapultepec
 México, D.F. C.P. 11000
 Tel.: (01-55) 5249-1100
 Fax: (01-55) 5249-1130
 e-mail: viakgob@cmsa.com.mx

VENTAS A MAQUILADORAS Y FABRICANTES DE EQUIPO ORIGINAL

Av. Conductores No. 505
 Col. Constituyentes de Querétaro, Sector 3
 San Nicolás de los Garza, N.L.
 C.P. 66490
 Tel.: (01-81) 8030-8094
 Fax: (01-81) 8030-8015
 e-mail: viakmaq@eletec.com.mx

AGUASCALIENTES

Av. Héroe de Nacozari Nte. No. 2901
 Fracc. Las Hadas
 Aguascalientes, Ags. C.P. 20140
 Tel.: (01-449) 912-7283, 912-7284
 Fax: (01-449) 993-2836
 e-mail: viakags@eletec.com.mx

CD. DE MÉXICO

Carretera Lago de Guadalupe Km. 27.5 Lote 2-B
 Col. San Pedro Barrientos
 Tlalnepanitla, Edo. de México. C.P. 54010
 Tel.: (01-55) 8595-4400
 Fax: (01-55) 8595-4455
 e-mail: viakmex@eletec.com.mx

CD. JUÁREZ

Calle Neptuno No. 1917 Interior 2-A
 Parque Industrial Zaragoza
 Cd. Juárez, Chih. C.P. 32540
 Tels.: (01-656) 687-5530, 687-5531
 687-5622
 Fax: (01-656) 687-5623
 e-mail: viakcdj@eletec.com.mx

CHIHUAHUA

Calle Amada Armendáriz No. 279
 Col. Revolución
 Chihuahua, Chih. C.P. 31135
 Tels.: (01-614) 421-2597, 482-0099
 Fax: (01-614) 421-2608
 e-mail: viakchi@eletec.com.mx

CULIACÁN

Av. Industrias del Valle No. 2879
 Parque Industrial Canacina II
 Culiacán, Sin. C.P. 80150
 Tels.: (01-667) 714-7354, 714-7364
 714-7505
 Fax: (01-667) 714-7407
 e-mail: viakcul@eletec.com.mx

GUADALAJARA

Roberto Michel No. 640
 Col. La Aurora
 Guadalajara, Jal. C.P. 44790
 Tel.: (01-33) 3811-0025 (7 líneas)
 Fax: (01-33) 3811-7836, 3811-7339
 e-mail: viakgdl@eletec.com.mx

HERMOSILLO

Calle Severiano Talamante Local 7
 Entre Av. Tecnológico y Carretera
 a Bahía de Kino, Col. Sahuaró
 Hermosillo, Son. C.P. 83170
 Tels.: (01-662) 216-8620, 216-4982
 216-4875, 216-3535
 Fax: (01-662) 216-8567
 e-mail: viakher2@eletec.com.mx

LA PAZ

Valentín Gómez Farias No. 1255
 Entre 5 de Mayo y Constitución
 Col. Centro
 La Paz, B.C.S. C.P. 23000
 Tel.: (01-612) 125-2444
 Fax: (01-612) 122-4600
 e-mail: viakpaz2@eletec.com.mx

LEÓN

Blvd. Aeropuerto No. 1811
 Km 10.5, Bodega 8
 Col. San Carlos de La Roncha
 Parque Industrial Noramex
 León, Gto. C.P. 37299
 Tels.: (01-477) 711-4593, 711-5877
 711-4610
 Fax: (01-477) 711-5809
 e-mail: viakleo@eletec.com.mx

MÉRIDA

Tablaje Catastral No. 23477 y 23478
 Km. 41, Periférico Poniente
 Bodegas Yucatán, Bodega No. 2
 Mérida, Yuc. C.P. 97230
 Tels.: (01-999) 252-0520, 252-0521
 252-0522, 252-0523
 Fax: (01-999) 912-2996
 e-mail: viakmer@eletec.com.mx

MEXICALI

Av. Eucalipto No. 2399-B
 Col. Rivera
 Parque Industrial Calafia
 Mexicali, B.C. C.P. 21259
 Tels.: (01-686) 567-0741, 567-4989
 Fax: (01-686) 567-0508
 e-mail: viakmxi@eletec.com.mx

MONTERREY

Av. Rogelio Cantú No. 368
 Col. Santa María
 Monterrey, N.L. C.P. 64650
 Tel.: (01-81) 8044-8800
 Fax: (01-81) 8040-8888
 e-mail: viakmty@eletec.com.mx

MORELIA

Calle Tanganxoa No. 486
 Esq. Naranxan, Col. Félix Ireta
 Morelia, Mich. C.P. 58070
 Tel.: (01-443) 314-4252
 Fax: (01-443) 315-4071
 e-mail: viakmor@eletec.com.mx

OAXACA

Av. Heroica Escuela Naval Militar No. 706
 Col. Reforma
 Oaxaca, Oax. C.P. 68050
 Tel.: (01-951) 515-6966
 Fax: (01-951) 515-2841
 e-mail: viakoax@eletec.com.mx

PUEBLA

Blvd. "A" No. 4, Letra A, Interior 7
 Parque Industrial Puebla 2000
 Puebla, Pue. C.P. 72220
 Tels.: (01-222) 282-8200, 282-6052
 282-6602, 282-6932
 Fax: (01-222) 282-9400
 e-mail: viakpue@eletec.com.mx

QUERÉTARO

Carretera Campo Militar No. 305 Int. G
 Condominio Industrial San Antonio
 Col. San Antonio de la Punta
 Querétaro, Qro. C.P. 76135
 Tels.: (01-442) 242-2426, 242-2454
 242-2490
 Fax: (01-442) 242-2246
 e-mail: viakgro@eletec.com.mx

REYNOSA

Río Mante No. 2420 Local 15
 Col. Prolongación Longoria
 Reynosa, Tamps. C.P. 88660
 Tels.: (01-899) 924-1448, 924-1228
 Fax: (01-899) 924-1038
 e-mail: viakrey@eletec.com.mx

SAN LUIS POTOSÍ

Eje 122 No. 305, Zona Industrial
 San Luis Potosí, S.L.P. C.P. 78395
 Tels.: (01-444) 824-0367, 824-0368
 824-0369, 824-0370
 Fax: (01-444) 824-0371
 e-mail: viakslp@eletec.com.mx

TAMPICO

Blvd. Loma Real No. 606
 Esq. Calle Cañada
 Fracc. Lomas del Chairel (INFONAVIT)
 Tampico, Tamps. C.P. 89360
 Tels.: (01-833) 224-5552, 224-5553
 224-5554, 132-4586
 Fax: (01-833) 224-5554
 e-mail: viaktam@eletec.com.mx

TIJUANA

Av. La Campiña No. 19511 Nave 13
 Fracc. Industrial La Campiña
 Tijuana, B.C. C.P. 22225
 Tels.: (01-664) 625-9720, 625-9845
 626-8494
 Fax: (01-664) 625-8265
 e-mail: viaktij@eletec.com.mx

TORREÓN

Calle Tepaneca No. 21
 Col. Santa María
 Torreón, Coah. C.P. 27020
 Tels.: (01-871) 713-1037, 713-8662
 Fax: (01-871) 713-2251
 e-mail: viaktor@eletec.com.mx

TUXTLA GUTIÉRREZ

Calzada Antiguo Aeropuerto No. 799
 Col. Terán
 Tuxtla Gtz., Chis. C.P. 29100
 Tels.: (01-961) 615-0220, 615-4211
 Fax: (01-961) 615-4210
 e-mail: viaktux2@eletec.com.mx

VERACRUZ

Av. Pdtte. Miguel Alemán No. 1856
 Fracc. Moderno
 Veracruz, Ver. C.P. 91789
 Tels.: (01-229) 937-0441, 937-0142
 Fax: (01-229) 937-8510
 e-mail: viakver@eletec.com.mx

VILLAHERMOSA

Av. César Sandino No. 745
 Col. 1o. de Mayo
 Villahermosa, Tab. C.P. 86190
 Tels.: (01-993) 315-9021 (con 5 líneas)
 Fax: (01-993) 315-0463
 e-mail: viakvil@eletec.com.mx