

USERS

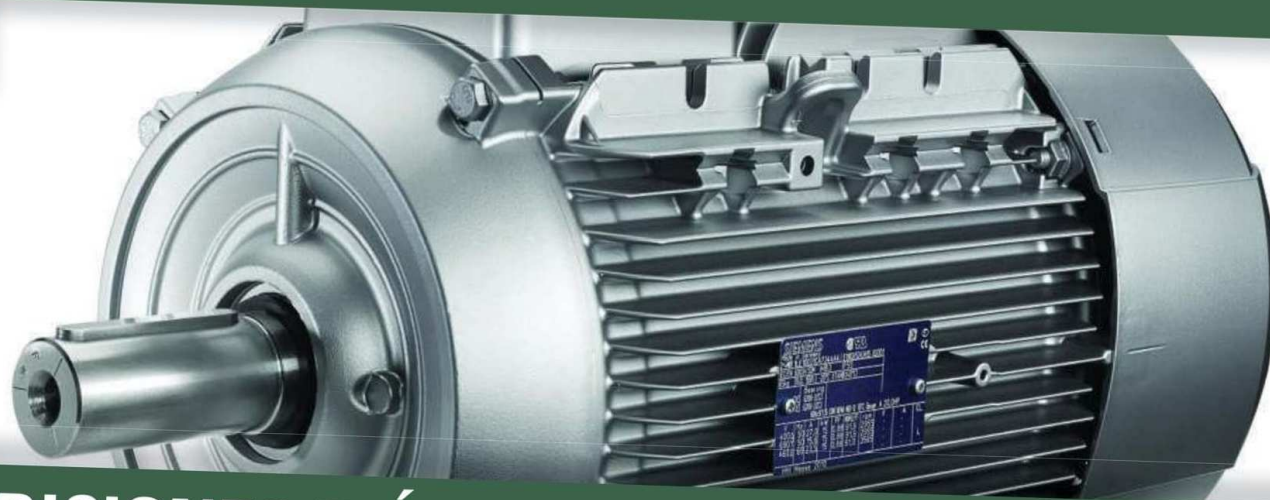
CURSO VISUAL Y PRÁCTICO



2

TÉCNICO ELECTRICISTA

**Segunda
edición**



MEDICIONES ELÉCTRICAS
ENERGÍA: GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN
TRANSFORMADORES
PUESTA A TIERRA
MOTORES ELÉCTRICOS
LUMINOTECNIA

USERS

CURSO VISUAL Y PRÁCTICO

TÉCNICO ELECTRICISTA

Copyright © MMXVII. Es una publicación de Six Ediciones. Hecho el depósito que marca la ley 11723. Todos los derechos reservados. Esta publicación no puede ser reproducida ni en todo ni en parte, por ningún medio actual o futuro, sin el permiso previo y por escrito de Six Ediciones. Su infracción está penada por las leyes 11723 y 25446. La editorial no asume responsabilidad alguna por cualquier consecuencia derivada de la fabricación, funcionamiento y/o utilización de los servicios y productos que se describen y/o analizan. Todas las marcas mencionadas en este libro son propiedad exclusiva de sus respectivos dueños. Impreso en Argentina. Libro de edición argentina. Primera impresión realizada en Sevagraf, Costa Rica 5226, Grand Bourg, Malvinas Argentinas, Pcia. de Buenos Aires en V, MMXVII.

Balenzuela, Guillermo

Técnico electricista 2: segunda edición / Guillermo Balenzuela.

2a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Six Ediciones, 2017.

144 p.; 28 x 20 cm. - (Técnico electricista; 2)

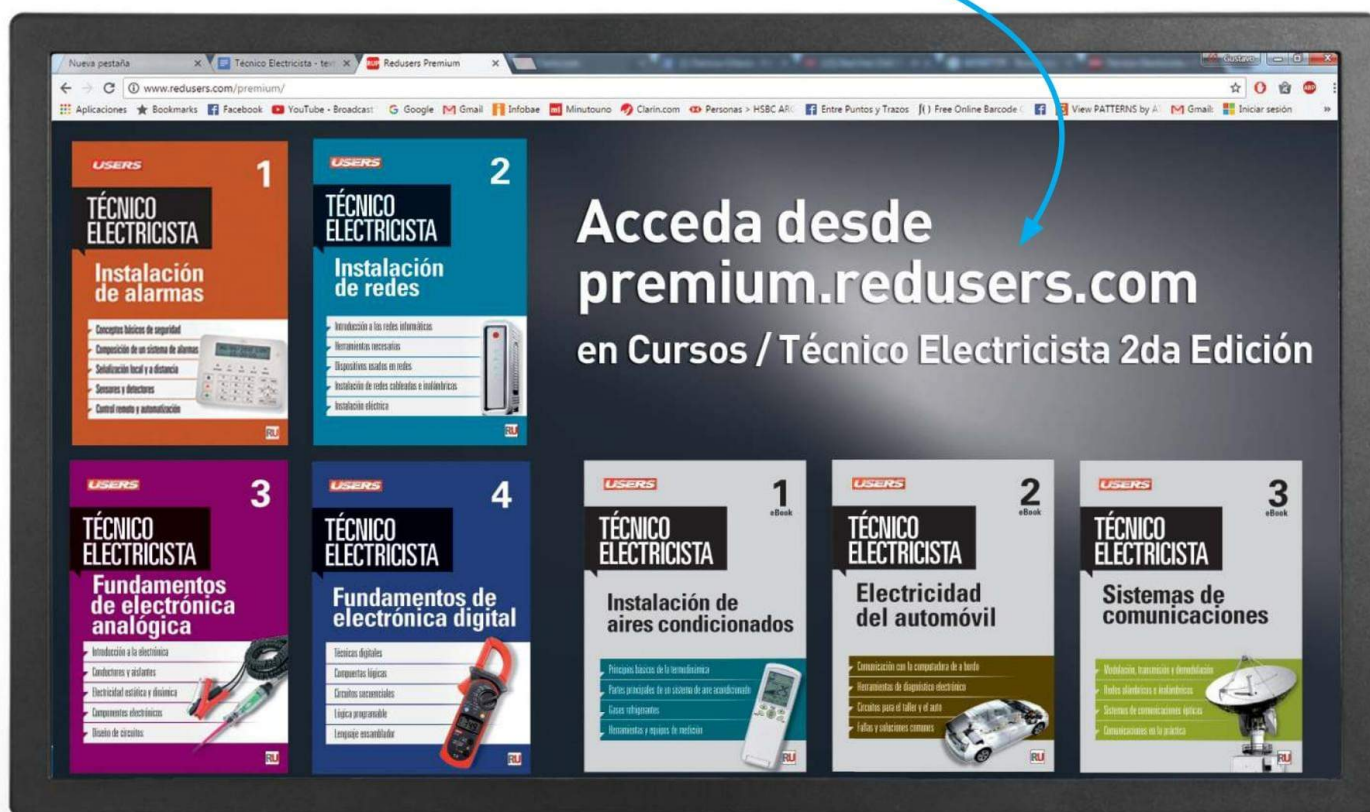
ISBN 978-987-46518-2-2

1. Electricidad Domiciliaria. 2. Electricidad. 3. Electricidad del Automóvil. I. Título.

CDD 621.3

PARA EXPLORAR AÚN MÁS:

¡Este curso incluye 7 e-books gratuitos!



EN ESTA CLASE VEREMOS...

7

Los fundamentos relacionados con la medición eléctrica y las características de los instrumentos para medir más usados en el trabajo eléctrico.

En la clase anterior analizamos los sistemas trifásicos, vimos sus generalidades y conocimos el generador elemental, los sistemas de conexión estrella y triángulo. Revisamos los sistemas equilibrados y desequilibrados, la variación de tensión de neutro, su corriente y los problemas en el corte del conductor de neutro. También vimos en detalle la potencia trifásica y, para ello, nos encargamos de efectuar el cálculo de la potencia en sistemas trifásicos. Además, conocimos los detalles relacionados con el factor de potencia.

En esta clase veremos los fundamentos relacionados con la medición y los instrumentos utilizados para realizar estas tareas. Conoceremos las características del voltímetro, el multímetro y el vatímetro; también veremos el funcionamiento del megóhmetro, de los medidores de energía y del telurímetro, y los detalles de la pinza amperométrica.

Para finalizar, entregaremos detalles relevantes sobre los sistemas de medición y conoceremos las unidades de medición más importantes en electricidad.

Sumario

- 002 Fundamentos de medición**
Introducción al proceso de medición y conceptos fundamentales.
- 005 Instrumentos de medida**
Características y funcionamiento de los instrumentos de medición más importantes en electricidad.
- 023 Sistemas de unidades**
Detalles de los principales sistemas y unidades de medición.



ADVERTENCIA

Los procedimientos descritos en esta colección incluyen la manipulación de herramientas y elementos que funcionan con corrientes eléctricas. La editorial y su equipo de trabajo no se responsabilizan por la aplicación inadecuada de las prácticas y acciones que se ejemplifican en esta serie de libros.



FUNDAMENTOS DE MEDICIÓN

Veremos el concepto de medida y de medición, los errores posibles cometidos en este procedimiento, su tratamiento y cómo expresar el resultado de una medición en forma profesional.

Para abordar la medición, es necesario tener en cuenta algunas definiciones previas, las que mencionaremos a continuación:

- ♦ **Medición:** es la operación mediante la cual se compara una magnitud con un patrón de referencia, e implica el uso de un instrumento. Por lo tanto, será una aproximación al valor real, lo que indica que estará asociada siempre a una incertidumbre o error.
- ♦ **Magnitud:** es un atributo de los cuerpos, fenómenos o sustancias. Se la puede establecer cuantitativamente, es decir, puede medirse, por ejemplo: masa, longitud, velocidad, potencia, etcétera. Para determinar una magnitud (medirla), la comparamos con un patrón o con partes proporcionales de este; al relacionar la magnitud con el patrón elegido, se obtiene una cantidad que es el resultado cuantitativo de la magnitud por medir con el patrón tomado.
- ♦ **Estimación, estimación nominal o sensibilidad:** es la menor división de la escala de un instrumento para cada escala de medición. El menor intervalo que un observador puede estimar con ayuda de la escala (instrumentos analógicos) se denomina **estimación de lectura**.

♦ **Exactitud:** es la cercanía del valor medido con el valor real de una magnitud. Consiste en una indicación de la calidad de la calibración del instrumento de medición con respecto a los patrones de las unidades de medida.

♦ **Precisión:** se trata de la repetitividad de los resultados, es decir, cómo diferentes mediciones realizadas con el mismo instrumento y en las mismas condiciones darán el mismo resultado.

En física, el error se define como la diferencia entre el valor real y el valor medido de una magnitud.

Como vemos, en todo proceso de medición, van a existir determinadas limitaciones para alcanzar el valor real y único de una magnitud.

Estas condiciones estarán dadas por el instrumento utilizado, el método de medición empleado, el operador, las unidades adoptadas. Entonces resulta claro que toda medición lleva asociada una incertidumbre o error. No existen mediciones con error cero, tal como vemos en la siguiente fórmula.

$$\Delta V = |V_R - V_M|$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta V}{V_M} = \left(\frac{\Delta V}{V_M} * 100 \right) \%$$

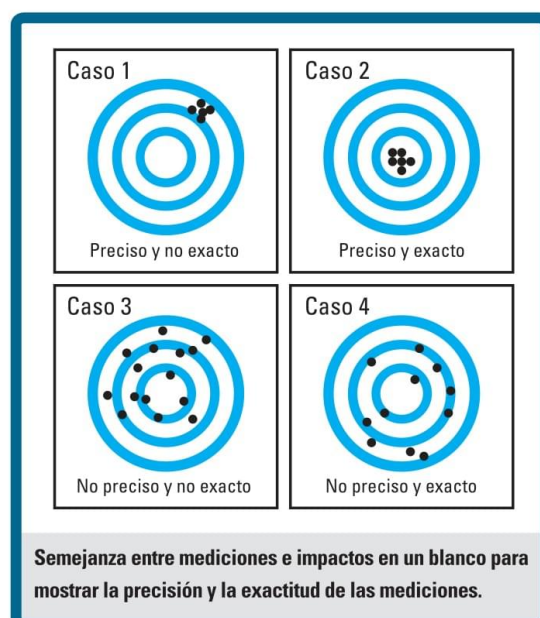
Siendo:

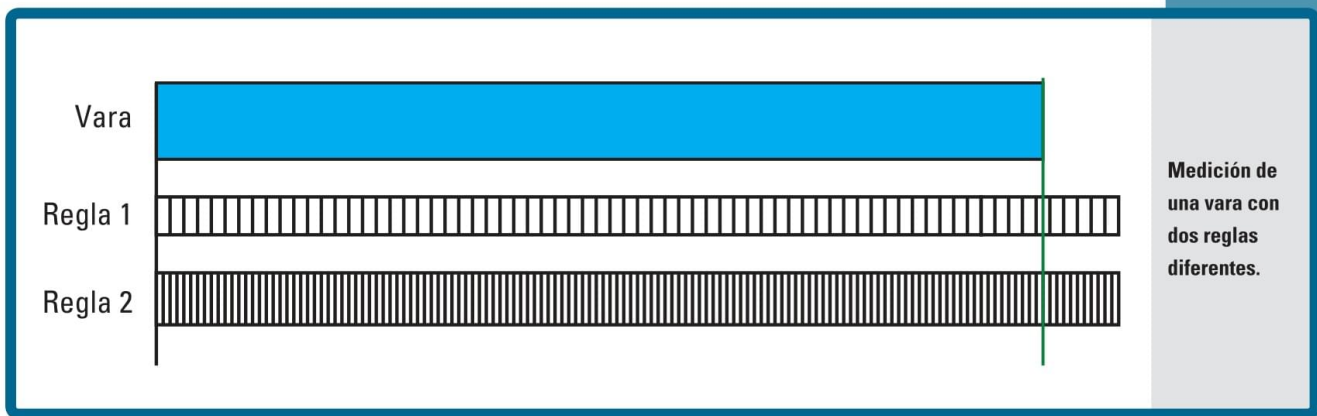
ΔV : el error absoluto de la medición.

ε : el error relativo de la medición, que normalmente se expresa como porcentaje.

V_R : el valor real de la magnitud medida.

V_M : el valor medido.





El **error relativo** es una medida de la calidad de la medición. Ahora bien, en la vida real, en especial cuando hablamos de magnitudes de electricidad, casi siempre desconocemos el valor real de la magnitud que mediremos, por eso debemos redefinir el error. Veamos un ejemplo: supongamos que medimos la longitud de una vara. Desconocemos el valor real de dicha longitud, solo disponemos de instrumentos de medida (cinta métrica, regla, etcétera).

Si bien tanto la cinta métrica como la regla miden longitudes, cada una tiene asociado un error diferente.

En la figura superior, que muestra la medición de una vara, observamos que la longitud de dicha vara da un número exacto de divisiones en la **regla 2** y un número con fracción en la **regla 1**. Como las divisiones son diferentes, en la regla 1, la menor división es el centímetro y, en la regla 2, es el milímetro, la magnitud, en un caso nos dará un número de centímetros más una fracción que estimamos visualmente. En el segundo caso, obtenemos milímetros. Ambas tienen asociado un error que depende de varios factores:

- ♦ Menor división del instrumento utilizado (regla en este caso).
- ♦ Ancho de la marca de cada división.
- ♦ Agudeza visual del operador (persona que hace la medición).
- ♦ Método utilizado para medir.

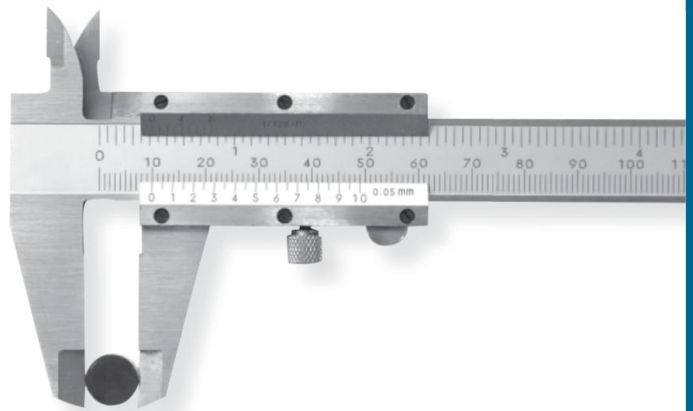
Incluso, con el mismo instrumento, dos personas distintas obtendrán resultados diferentes.

Clasificación de los errores

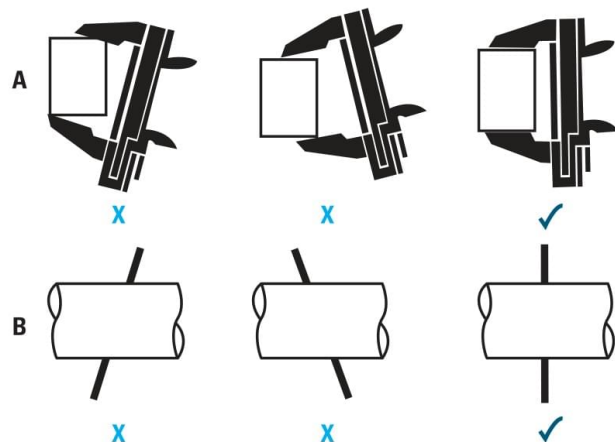
Los errores cometidos en el proceso de medición pueden ser clasificados de la siguiente forma:

- ♦ **Errores groseros:** se corresponden con mediciones mal hechas. No se tienen en cuenta, y la medición debe ser realizada otra vez.
- ♦ **Errores sistemáticos:** dependen del método de medición empleado; de estos se conoce el valor y el signo, por lo que se debe corregir la medición luego de realizarla.
- ♦ **Error de apreciación del operador:** se da en instrumentos analógicos y depende del operador que realiza la medición. En este error toma una unidad como completa aun que se trate de media unidad de medición.

♦ **Incertidumbre del instrumento:** es indicado por el fabricante; por lo general es un porcentaje. En un instrumento analógico consiste en un porcentaje del máximo valor de la escala que se está utilizando.



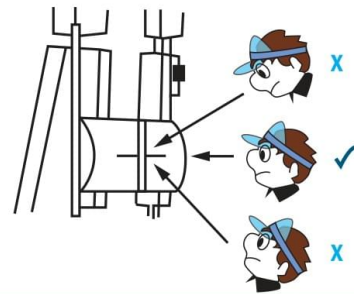
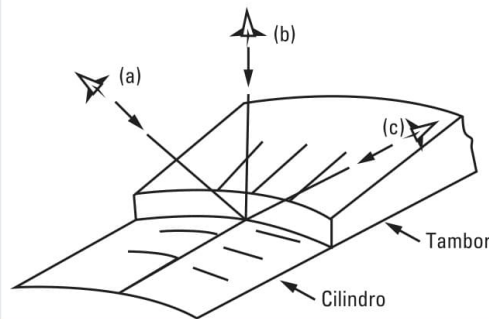
En esta imagen vemos el ejemplo de un instrumento de medición usado para determinar un diámetro.



Mediciones correctas e incorrectas. Las incorrectas dan por resultado los errores groseros.



Forma correcta
de mirar un
instrumento
analógico.



Por ejemplo, en un voltímetro con escala 10 V a fondo de escala, 50 divisiones en la escala, incertidumbre indicada 3 % (instrumento clase 3), si suponemos un valor medido de 5,6 V (la aguja cae exactamente sobre la línea del valor medido), a ese valor le agregamos una incertidumbre por el instrumento de (3 % de 10 V) 0,3 V y el error de apreciación del operador, que es (10 V/50 divisiones), el resultado de la medición incluyendo la incertidumbre es: $5,6 \text{ V} \pm 0,4 \text{ V}$.

En un instrumento digital, la incertidumbre es un porcentaje del valor medido más una cierta cantidad de dígitos, cada uno de los cuales se corresponde con el menor valor de la escala que se utiliza. Supongamos ahora la misma medición anterior, pero con un instrumento digital (3 ½ dígitos), escala de 20 V, incertidumbre 2 % más 2 dígitos. El resultado de la medición (indicación del display) es 5,61 V, incertidumbre del instrumento 2 % de 5,61 V más 2 dígitos, el menor valor de la escala es 0,01 V, por lo cual la incertidumbre es: $(5,61 \text{ V} \times 0,02) + (0,01 \times 2) = 0,1122 \text{ V} + 0,02 \text{ V} = 0,1322 \text{ V}$.

Nos damos cuenta de que la incertidumbre del instrumento digital así expresada no es una cifra que muestre calidad, por eso debemos introducir el concepto de **cifra significativa**.

Cifras significativas

Son aquellas cifras que no se ven afectadas por la incertidumbre en el resultado de una medición, más la primera cifra que

varía. En el ejemplo anterior la medición da 5,61 V, y ya hemos calculado la incertidumbre como 0,1322 V. Vemos que la primera cifra que varía con la incertidumbre es el 6, por lo que las cifras significativas son el 5 y el 6, el resultado es 5,6 V. Por otra parte, la incertidumbre debemos reducirla a una única cifra, que en nuestro caso será la inmediata superior (redondeo hacia arriba), con una incertidumbre de 0,1322 V. Si redondeamos hacia arriba con un único decimal, queda 0,2 V, por lo tanto, el resultado de la medición incluyendo la incertidumbre es: $5,6 \text{ V} \pm 0,2 \text{ V}$.

Tipos de mediciones

Veamos ahora diferentes tipos de mediciones y cómo se deben considerar las incertidumbres en cada una de ellas. Las mediciones pueden ser directas o indirectas:

- ❖ **Medición directa:** se denomina así cuando se mide directamente la magnitud de interés. En el caso de una medición directa, la incertidumbre de la medición es directamente la incertidumbre determinada por el método, el instrumento y el operador.
- ❖ **Medición indirecta:** se denomina así cuando la magnitud de interés se calcula a partir de la medición de otras magnitudes. En el caso de una medición indirecta, se deben considerar todas las incertidumbres asociadas al cálculo de la magnitud incógnita.

Medición indirecta de una resistencia

Existen dos métodos, **corriente bien medida** (conexión larga) y **tensión bien medida** (conexión corta). En ambos métodos, medimos las magnitudes que determinan el valor de la resistencia, sin embargo, los métodos son diferentes y sus resultados también. Debemos tener en cuenta que los instrumentos son reales, por lo que cada uno de ellos tendrá una cierta resistencia interna, muy alta (pero diferente de infinito) en el caso del voltímetro, y muy baja (pero superior a cero) en el caso del amperímetro. El primer método, corriente bien medida o conexión larga, se utiliza cuando la resistencia por medir tiene un valor alto comparado con la impedancia interna del amperímetro.

El segundo método, tensión bien medida o conexión corta, se utiliza cuando la resistencia por medir tiene un valor mucho menor que el de la impedancia interna del voltímetro.

En general, si denominamos R_A y R_V a las impedancias internas de los instrumentos, se recomienda realizar la medición con ambos métodos y luego comparar los resultados con el valor de $R_C = \sqrt{R_A R_V}$.

Si el valor calculado de R es menor que R_C , se adopta como valor de R el obtenido por el método de la conexión corta y, si es mayor que R_C , se adopta el obtenido por el método de la conexión larga.

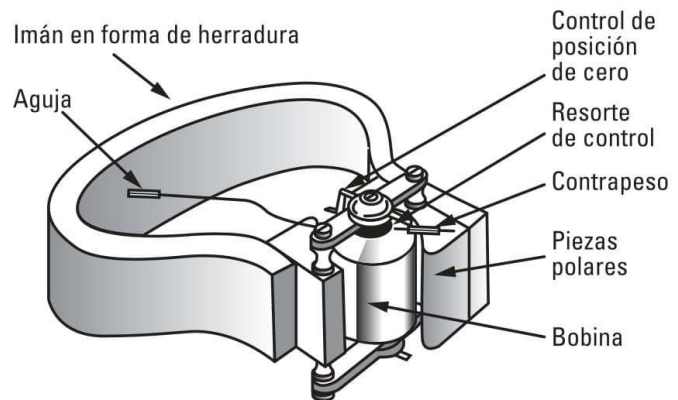
Para medir una resistencia aplicando la ley de Ohm, basta con medir la corriente que circula por ella y la caída de tensión provocada en la resistencia.

INSTRUMENTOS DE MEDIDA

En este apartado conoceremos en detalle diferentes instrumentos de medición que utilizaremos en nuestro trabajo.

Para comenzar el conocimiento de los artefactos de medición, analizaremos el **instrumento de bobina móvil**. Este instrumento básico podrá ser utilizado como amperímetro, voltímetro u óhmetro de acuerdo a cómo se configure su conexionado interno.

Se trata de una herramienta formada por un imán permanente que contiene, dentro del campo creado por este, una bobina móvil, que lleva firmemente asociado y fijo un índice o aguja. Por la bobina circulará la corriente objeto de medición, la que hace girar un cierto ángulo proporcional a dicha corriente por estar la bobina inmersa en un campo magnético.



Instrumento de bobina móvil.

Voltímetro

Como su nombre lo indica, es el instrumento que se utilizará para medir tensiones. Existen voltímetros para medir en corriente continua o en alterna.

Instrumento de bobina móvil como amperímetro

Para funcionar como amperímetro, debe ser conectado en serie en el circuito donde se quiere medir la corriente. En el instrumento se debe cumplir que:

$$I_S R_S = I_m R_m$$

Siendo además:

$$I_S = I - I_m$$

Por lo tanto:

$$(I - I_m) R_S = I_m R_m$$

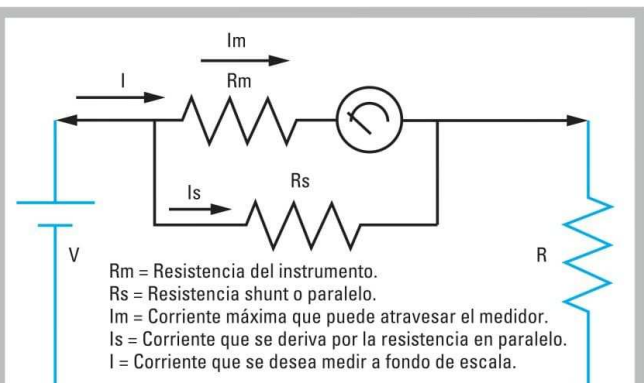
Despejando R_S , queda:

$$R_S = \frac{I_m R_m}{I - I_m} = \frac{R_m}{\frac{I}{I_m} - 1} = \frac{R_m}{n - 1}$$

Siendo n la relación de ampliación de escala:

$$n = \frac{I}{I_m}$$

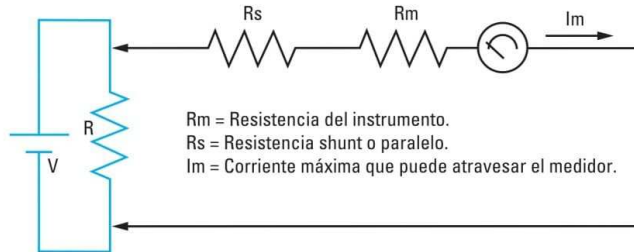
Como vemos, la corriente I_m es proporcional a la corriente I que se quiere medir. La resistencia R_m es la impedancia amperométrica (R_A) que utilizaremos más adelante. Cuando se modeliza un amperímetro en un circuito de medición para mostrar la impedancia R_A , esta se pone en serie con el instrumento ideal, cuya impedancia interna ideal es cero.



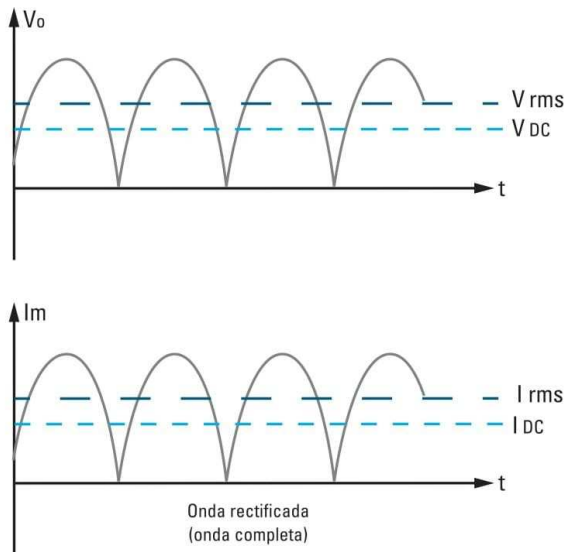
Circuito de un amperímetro analógico y las corrientes que contiene.



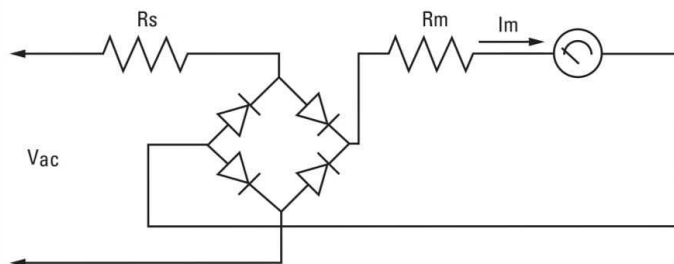
Voltímetros analógicos.



Circuito de un voltímetro analógico de continua.



Señal que se aplica al instrumento luego de ser rectificada la alterna.



Circuito de un voltímetro analógico de corriente alterna.

Cambiando el conexionado interno, obtenemos un instrumento apto para medir tensiones continuas. Para eso, se debe conectar una resistencia serie, de tal modo que la tensión V que queremos medir sea:

$$V = I_m(R_s + R_m)$$

Por lo que el valor de la resistencia serie R_s será:

$$R_s = \frac{V}{I_m} - R_m$$

Se define como **sensibilidad del instrumento** a la inversa de la corriente a fondo de escala:

$$S = \frac{1}{I_m} \left[\frac{\Omega}{V} \right]$$

Las unidades son $1/A$ o más y comúnmente se usa **ohm/volt** $\left[\frac{\Omega}{V} \right]$.

Por medio de la sensibilidad, se conoce la **resistencia total** o **resistencia voltimétrica** (R_V) que presentará el voltímetro al realizar una medición en una escala determinada.

$$R_V = S V$$

Por lo tanto, operando se tiene:

$$R_V = R_s + R_m$$

Con lo que, si se varía R_s , se modifican los alcances del instrumento. El alcance corresponde al valor a fondo de escala para cada escala. Si queremos medir tensiones de corriente alterna, el instrumento debe ser modificado. Una tensión o corriente alterna tiene valor medio nulo, pero, con el simple agregado de un rectificador, se obtiene una continua a partir de una alterna.

De esta forma, es necesario que tengamos en cuenta que el instrumento se denominará de **tipo rectificador** (puede ser de media onda o también de onda completa). El rectificador se encargará de convertir la alterna en una señal pulsante unidireccional que tiene un valor medio diferente de cero.

El valor eficaz o RMS de la señal se calcula como:

$$V_{rms} = \frac{\sqrt{2}}{2} V_p = 0,707 V_p$$

$$V_{DC} = \frac{2}{\pi} V_p = 0,636 V_p$$

Se define el **factor de forma** como la relación entre V_{rms} y V_{DC} , y para una señal senoidal vale:

$$F_F = \frac{V_{rms}}{V_{DC}} = 1,11$$

Consideremos que el fabricante se encarga de instalar una escala corrida en el factor de forma pues, midiendo una señal de continua, entregará el valor eficaz de la alterna senoidal correspondiente.

En forma independiente de que midamos en alterna o continua, se debe poner la punta negra (común) al potencial más bajo y la punta roja (+) al potencial alto por medir. Así se logra la deflexión correcta de la aguja, pues, si se la conecta al revés, la aguja no gira hacia la derecha, sino que lo hace hacia la izquierda chocando con su freno, y de esta forma puede dañarse el instrumento.

Cuando se modeliza un voltímetro en un circuito de medición, para mostrar la impedancia R_V , se la ubica en paralelo con el instrumento ideal, cuya impedancia interna ideal es infinita. Analicemos ahora la incertidumbre de un instrumento analógico. Las resistencias utilizadas para desarrollar el instrumento no son ideales, poseen tolerancias en sus valores. Asimismo, la bobina móvil tiene sus tolerancias de fabricación, por lo que el fabricante especificará un error relativo a fondo de escala para cada alcance del instrumento, que se denomina **error de clase** o simplemente **clase del instrumento**. Además del error de clase, existen otras fuentes de incertidumbre en una medición con estos instrumentos, ellas son:

- ♦ **Error de paralaje:** se origina en la falta de perpendicularidad entre el ojo, la aguja y el plano en el que se halla la escala, y se incrementa a medida que aumenta la distancia entre la aguja y el plano de la escala. Una forma de minimizarlo consiste en montar una superficie espejada en el plano de la escala y hacer que la aguja tenga forma de cuchilla fina que muestra el filo al operador, quien, al ver en un mismo eje la aguja y su imagen en el espejo, sabrá que está cerca de la vertical.
- ♦ **Error debido al poder separador del ojo:** en condiciones normales de visibilidad, el hombre promedio distingue dos puntos separados entre sí, siempre que el ángulo que separa estos puntos, teniendo el vértice en el ojo, sea de al menos 2 minutos de grado ($2'$). Por ejemplo, si suponemos que la distancia del ojo al plano que contiene los puntos es de 25 cm, entonces, los puntos deberán estar distanciados 0,15 mm para verse separados.
- ♦ **Error de estimación:** este error sucede cuando la aguja queda entre dos marcas de la escala. No es fácil estimar con precisión la posición de la aguja sobre la escala entre dos marcas.

La sensibilidad es una muestra de la calidad del instrumento, cuanto mayor es, mejor es la herramienta.



En esta imagen vemos un voltímetro digital.

Estos tres tipos de error se agrupan en lo que se llama **error de lectura**. Este valor se denomina $\Delta\alpha$ y vale, para una escala lineal como la de los voltímetros y amperímetros, aproximadamente 0,25 de división. Además, es constante en toda la escala.

Se dan entonces dos errores bien definidos: el error de clase, que es un porcentaje del valor de fondo de escala, y el error de lectura, que asumimos de 0,25 de división. Ambos valen lo mismo en cualquier punto de la escala, por lo que el error relativo, que es una medida de la calidad de la medición, será menor cuanto más cerca del fondo de la escala estemos midiendo. En general, se recomienda que las mediciones se realicen en el tercio superior de la escala a fin de minimizar la incertidumbre.

Veamos un ejemplo: tenemos un voltímetro con escalas de 10, 50, 100 y 500 V; el instrumento es clase 2 y tiene 50 divisiones en la escala de tensiones.

La tensión que queremos medir es de 30 volts (teórico, no conocemos el valor real). Como no hay una escala que sea de 30 V a fondo de escala, usaremos para la medición la de 50 V, que es la más cercana. Entonces:

- ♦ La incertidumbre total de la medición será el error de clase y el error de lectura.
- ♦ La clase es el 2 % del fondo de escala, por lo tanto, es de 1 volt.
- ♦ Cada división tiene un valor de 1 V, por lo que el error de lectura es $\Delta\alpha = 0,25$ V.
- ♦ La incertidumbre total es de 1,25 V, por lo que el error relativo de la medición es el cociente entre error absoluto y el valor medido:

$$\epsilon = \frac{1,25V}{30V} 100\% = 4,17\%$$

Los **voltímetros digitales** en general se presentan en instrumentos con otras funciones asociadas, por ejemplo, medición de capacidad, de frecuencia, de corriente continua, óhmetros, etcétera. Esto sucede pues su corazón es, casi siempre, un procesador con su electrónica asociada, que comprende conversores analógico-digitales, contadores, entre otros.



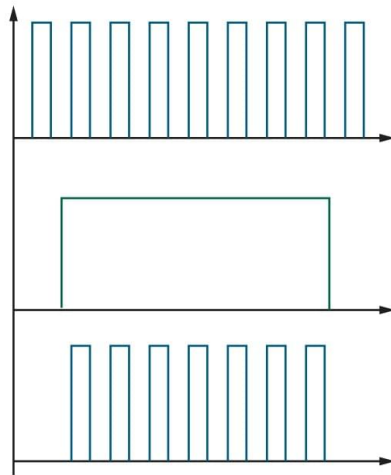
En el voltímetro analógico, la sensibilidad S determina el valor de la resistencia voltimétrica R_V para cada escala; en los digitales, la impedancia de entrada es uniforme e independiente de la escala de medición y, por lo general, vale alrededor de $10\text{ M}\Omega$.

Los voltímetros digitales, ya sea para medir alterna o continua, operan del mismo modo: a la entrada tenemos un rectificador, y luego un conversor analógico digital, en cuya salida encontramos una señal de continua de duración proporcional a la señal de entrada. Esa ventana se aplica a una puerta lógica Y junto a una señal (tren de pulsos) de un oscilador interno del instrumento. Un contador (dependiente del procesador) cuenta los pulsos que pasan mientras la ventana está activa, y presenta en el display el resultado de la medición.

A diferencia de los analógicos, los voltímetros digitales se pueden conectar invirtiendo las puntas, pues, como la señal siempre pasa por un rectificador de onda completa interno, el resultado por mostrar es el mismo.

En un instrumento digital de cualquier clase, el fabricante indicará las diferentes tolerancias de los componentes electrónicos en una única cifra de error. Este porcentaje de error, propio del instrumento, depende de la medición realizada, no del fondo de escala, como en los analógicos. Por otra parte, se presenta también un error cometido por el contador.

Tren de pulso del generador, ventana proporcional a la medición y pulsos contados por el instrumento.



En la imagen del **tren de pulso**, vemos que la ventana, que depende de la señal por medir, tiene un ancho variable, y los pulsos del oscilador local son siempre iguales, por lo que se puede producir la pérdida de pulsos a la entrada y a la salida de la ventana; esa diferencia es el **error de cuenta** o **error de contador**.

Los fabricantes expresan entonces el error total del instrumento como un porcentaje de la medición y una cierta cantidad de cuentas o dígitos. Esta cuenta es la menor cantidad que corresponde a la escala que se utiliza. Por ejemplo, en un instrumento de 2000 cuentas ($3\frac{1}{2}$ dígitos en el display), si estamos en la escala de 20 V, cada cuenta vale directamente la relación de 20 V en 2000 cuentas, o sea 0,01 V.

Ahora analicemos un ejemplo similar al visto en el voltímetro analógico: tenemos un voltímetro con escalas de 2, 20, 200 y 500 V; el instrumento presenta una incertidumbre del 2 % (de la medición) más dos dígitos (o cuentas) según el fabricante.

La tensión que queremos medir es de 30 volts (teórico, no conocemos el valor real). Como no hay una escala que sea de 30 V a fondo de escala, usaremos para la medición la de 200 V, que es la más cercana. Entonces:

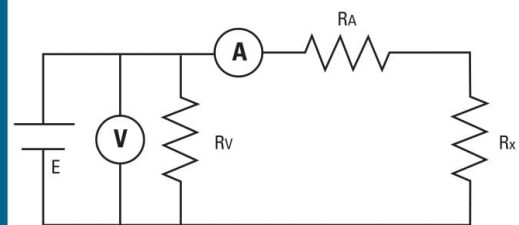
- ♦ La incertidumbre total de la medición será el error dado por el fabricante: 2 % más dos dígitos.
- ♦ Si medimos 30 V, el 2 % es 0,6 V.
- ♦ Cada cuenta vale 0,1 V, por lo que dos cuentas son 0,2 V.
- ♦ La incertidumbre total es de 0,8 V, y el error relativo de la medición es el cociente entre error absoluto y el valor medido:

$$\epsilon = \frac{0,8V}{30V} 100\% = 2,67\%$$

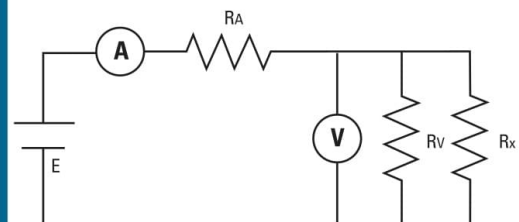
En general, un instrumento digital es más preciso que uno analógico.

Conexión larga vs. conexión corta

En el método denominado **conexión larga** o corriente bien medida, el voltímetro mide la caída de tensión que existe sobre la resistencia incógnita y el amperímetro. En el otro caso, denominado **conexión corta** o tensión bien medida, el voltímetro mide la caída de tensión únicamente sobre la resistencia incógnita.



Método de la corriente bien medida o conexión larga



Método de la tensión bien medida o conexión corta

Métodos para medir una resistencia empleando un voltímetro y un amperímetro.

Como lo que nos interesa es comparar ambos métodos para determinar cuál es el más apropiado y por qué, nos concentraremos en los errores sistemáticos que se cometen en cada uno de ellos y cómo los relacionamos para determinar el mejor método de medición de la resistencia de acuerdo al valor de esta. Por la ley de Ohm será:

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

En el método de conexión larga, tenemos que la R así calculada es:

$$R = \frac{V}{I} = R_X + R_A$$

$$R_X = R \left(1 - \frac{R_A}{R} \right)$$

El error relativo es:

$$\varepsilon = \left(\frac{R_A R}{1 - \frac{R_A}{R}} \right)$$

Si R_A es mucho menor que R, entonces R_A/R es mucho menor que 1, por lo tanto, queda:

$$\varepsilon = \frac{R_A}{R}$$

En el método de conexión corta, tenemos que la R calculada de esta forma es:

$$R = \frac{V}{I} = \frac{R_X R_V}{R_X + R_V}$$

$$R_X = R \left(\frac{1}{1 - \frac{R}{R_V}} \right)$$

El error relativo es:

$$\varepsilon = \left(\frac{\frac{R}{R_V}}{1 - \frac{R}{R_V}} \right)$$

Si R_V es mucho mayor que R, entonces R/R_V es mucho menor que 1, por lo tanto, queda:

$$\varepsilon = \frac{R}{R_V}$$

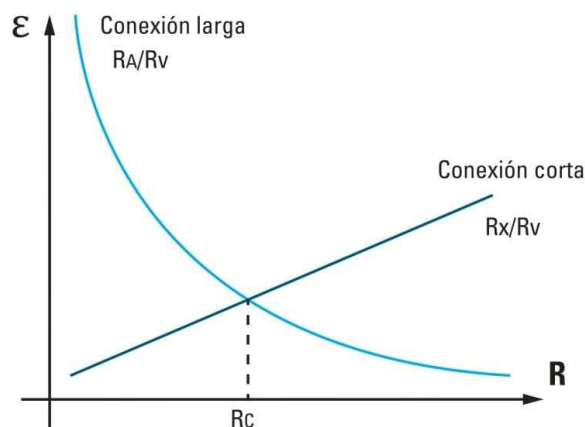
Existe un punto en el que ambas incertidumbres son iguales:

$$\frac{R_A}{R} = \frac{R}{R_V}$$

$$R^2 = R_A R_V$$

$$R_C = \sqrt{R_A R_V}$$

Este valor así determinado se denomina **resistencia crítica** y nos indica el valor límite para que cada método sea aplicable a fin de reducir el error total en la medición.



Error relativo de cada método de medición respecto del valor de la resistencia por medir R_X .

Se usará la conexión corta o la conexión larga para medir una resistencia R_X de acuerdo a dicho valor comparado con la resistencia crítica R_C .

Multímetro

Los **multímetros** son instrumentos que poseen varias funciones que comparten muchos componentes y elementos en el mismo gabinete. Las funciones más comunes que encontramos en los **multímetros analógicos** son las que mencionamos a continuación:

- ♦ Voltímetro de alterna y de continua.
- ♦ Amperímetro de continua.
- ♦ Óhmetro.
- ♦ h_{FE} de transistores bipolares.
- ♦ Continuidad.



Multímetro analógico.



Las funciones más comunes e importantes que encontramos en los **multímetros digitales** son las que mencionamos a continuación:

- ♦ Voltímetro de alterna y de continua.
- ♦ Verdadero valor eficaz (señales de alterna).
- ♦ Amperímetro de continua.
- ♦ Amperímetro de alterna (pinza amperométrica).
- ♦ Óhmetro.
- ♦ h_{FE} de transistores bipolares.
- ♦ Capacidades.
- ♦ Frecuencímetro.
- ♦ Continuidad.
- ♦ Temperatura.

Multímetro digital.

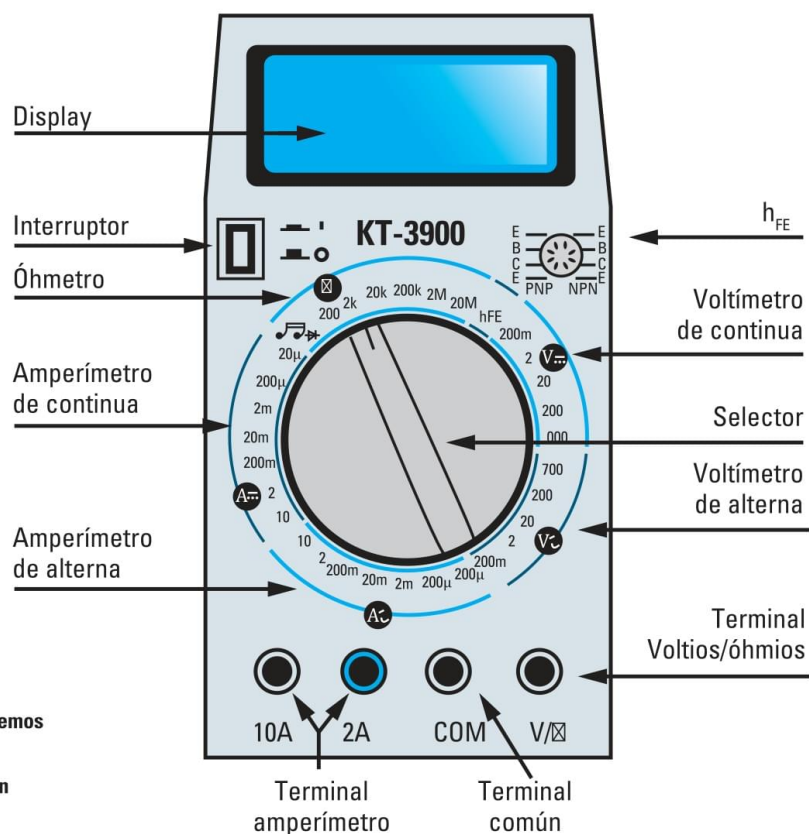
En general, los multímetros, por incluir varios instrumentos que comparten muchos elementos y componentes en un único equipo, requieren de cuidados especiales, sobre todo en lo que se refiere al conexionado de las puntas de prueba en los circuitos sobre los que se realizan las mediciones. Los multímetros tienen el punto de contacto común y otros contactos adicionales: uno para tensión, otro para resistencias, y uno o dos para corrientes, además de los específicos para la medición de h_{FE} y de temperatura.

Una mala conexión, por ejemplo medir una tensión con las puntas conectadas o preseteadas para medir resistencias, puede quemar el instrumento.

Es importante que, una vez que se deja de utilizar se lo apague, pues la batería conectada, al descargarse, puede deteriorarse y dañar el equipo.

USO DEL MULTÍMETRO

Un multímetro es una herramienta muy versátil, gracias a la que podremos medir diversas magnitudes. Conozcamos sus secciones y la forma de utilizarlo.



En esta imagen podemos apreciar las partes fundamentales de un multímetro o téster.

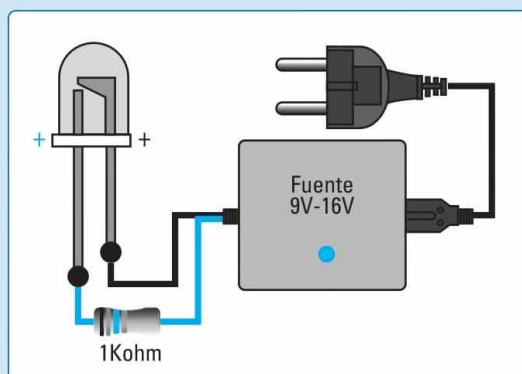
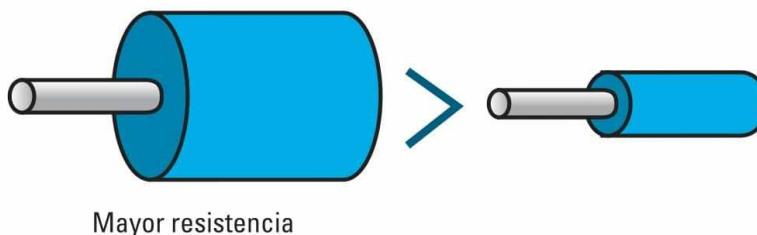
PASO A PASO

Medir la tensión de un led

El multímetro permite al técnico de electricidad o electrónica disponer de varias funciones en un único equipo de medición.

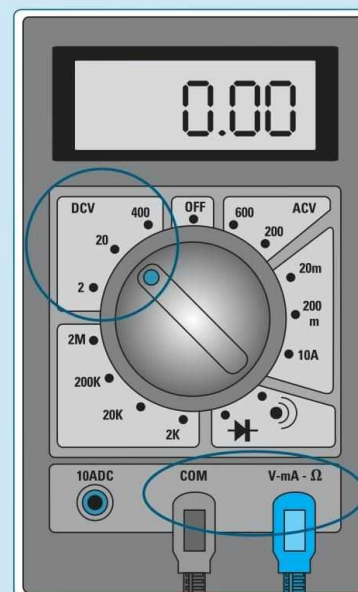
01 Primero debemos identificar la polaridad del led, para ello podemos identificar la longitud de las patas (la pata más corta corresponde al negativo) y una marca que se encuentra en el cuerpo del led.

Resistencia de aislamiento

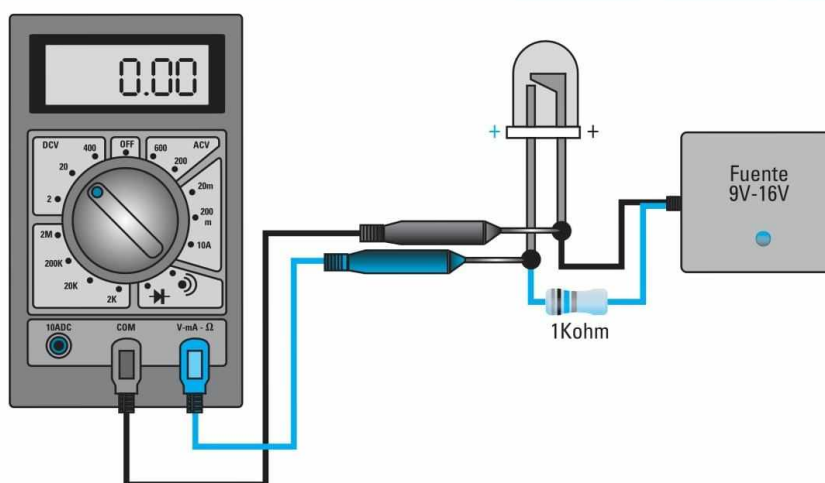


02 Conectamos uno de los terminales de la resistencia de 1 Kohm (1.000 ohms) en serie con el positivo del led, conectamos el otro terminal de la resistencia al positivo de la fuente de alimentación. Luego conectamos la pata libre del led al terminal negativo.

03 Para preparar el multímetro movemos el selector a la posición **VDC** o **DCV** con la escala a 20 V. Conectamos la clavija negativa (de color negro) a la entrada que dice **COM** mientras que la positiva (de color rojo) a la entrada que dice **V-mA-Ω**. El display debería mostrar **0.00**.



04 Para terminar debemos hacer contacto con la punta positiva del multímetro sobre la pata positiva del led y la punta negativa deberá tocar la pata negativa del led. El display debería mostrar la tensión.





Vatímetro

El **vatímetro** es un instrumento diseñado para medir potencias eléctricas. Los hay electrodinámicos, de inducción, térmicos y digitales.

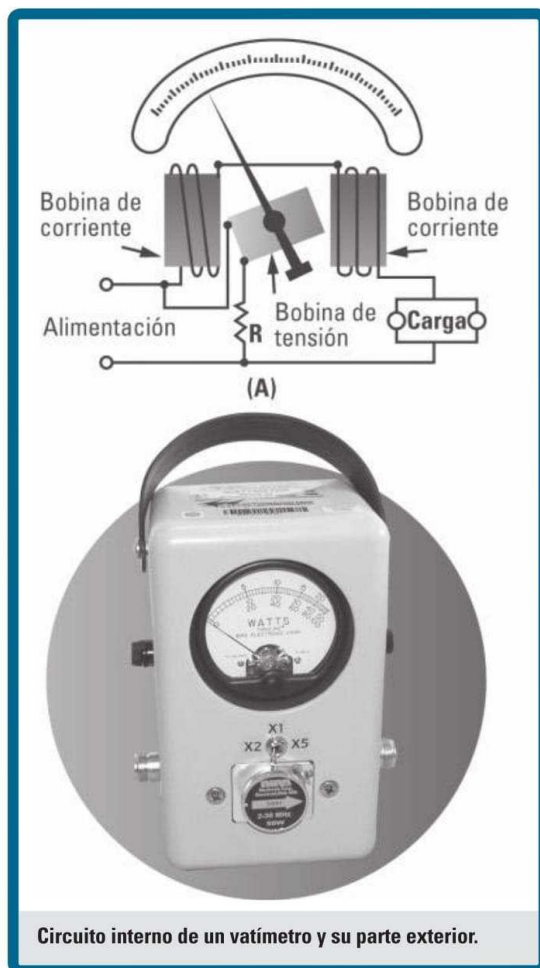
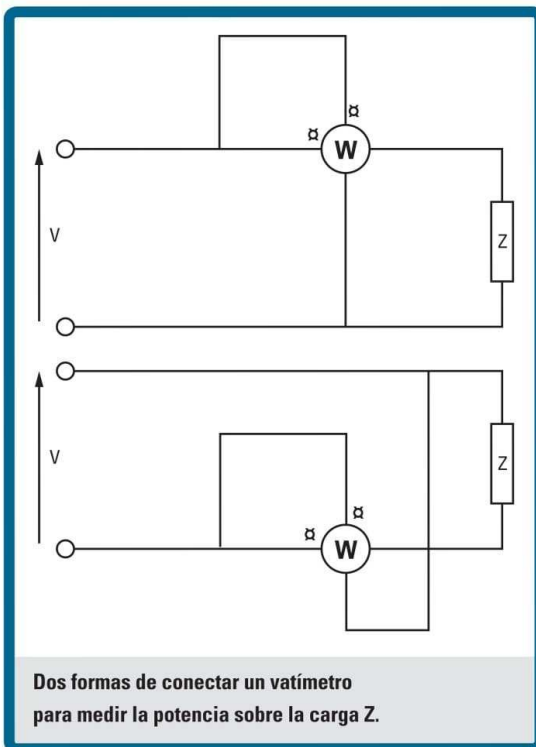
La **potencia eléctrica** es el producto de la tensión por la corriente. Un vatímetro es esencialmente un amperímetro y un voltímetro, que, por su disposición interna dentro del instrumento, entregan al observador un único valor, la potencia eléctrica.

El **vatímetro electrodinámico** consta de un par de bobinas fijas llamadas **bobinas de corriente** y una bobina móvil que lleva adosada con firmeza una aguja, denominada **bobina de tensión o de potencial**.

Las bobinas fijas se conectan en serie con el circuito en el que se quiere determinar la potencia, mientras que la móvil se conecta en paralelo. La corriente que circula por las bobinas de corriente (fijas) genera un campo electromagnético cuya potencia es proporcional a la corriente y está en fase con ella. En serie con la bobina de tensión hay una resistencia, al igual que en los voltímetros, a fin de limitar la corriente que circula por la bobina para evitar quemarla. En un circuito de corriente continua, la deflexión de la aguja (el ángulo girado) es proporcional a la corriente que circula por la bobina fija y a la tensión aplicada a la bobina móvil:

$$W = VI$$

En un circuito de corriente alterna, el ángulo girado es proporcional al producto instantáneo medio de la tensión y la corriente, y mide la potencia real; seguramente mostrará una lectura distinta al producto, que se puede realizar si medimos la corriente y la tensión por separado.



La constante de proporcionalidad K_W se puede calcular como:

$$K_W = \frac{(\text{alcance amperimétrico} \cdot \text{alcance voltimétrico}) \cos \phi}{N.^\circ \text{ divisiones de la escala}}$$

Si en el cuadrante del instrumento no se indica el factor de potencia ($\cos \phi$) para el que se lo ha construido, se lo considera igual a 1, en caso contrario, se dice que fue diseñado para un factor de potencia acortado.

Los vatímetros tienen, en uno de los bornes de las bobinas amperométricas y voltimétricas, una marca para indicar el sentido relativo de los vectores de tensión y corriente.

En el caso de conectarse algún terminal al revés, la medición tendrá signo contrario. Las incertidumbres por aplicar para calcular el error de cada medición son exactamente iguales a las explicadas en los instrumentos de bobina móvil (voltímetro). Se tiene un error de clase referido al fondo de escala y el error de apreciación de 0,25.

Megóhmetro

Cada conductor eléctrico permite conducir cierta cantidad de corriente eléctrica que dependerá de la sección utilizada, del material y del uso. Como sabemos, estos conductores son capaces de conducir grandes cantidades de corriente. En instalaciones donde el consumo es elevado, las tensiones requeridas también lo son, pero se presentan problemas si el aislante de estos conductores no es el adecuado.

Si un conductor no está aislado apropiadamente, es posible sufrir riesgos de conducción por proximidad producidos por la misma ionización del aire (un efecto similar al que podemos apreciar en las tormentas eléctricas). Este fenómeno está presente en cada conductor sin importar sus dimensiones. A propósito de esto, se han realizado diversos estudios para determinar cuál es el aislante apropiado para cada conductor, con el fin de que no suponga un riesgo para la salud ni para la manipulación.

Nosotros, como técnicos, podremos medir justamente el grado de aislamiento de un instrumento eléctrico, en especial de alta tensión, con un instrumento llamado **megóhmetro**, también conocido como **megger**, aunque este concepto hace referencia a una marca comercial.

El aislamiento de conductores, equipos e instrumentos es una medida de resistencia al paso de corriente de un medio al otro como sucede con las estudiadas resistencias. Por este motivo, se mide el aislamiento en **megaohmios ($M\Omega$)**. Las magnitudes poseen un amplio margen debido a que la intención es protegernos de cualquier exceso de tensión.

Para determinar estos valores, el equipo genera, en su interior, una tensión elevada para poder determinar entre dos puntos cuál es la resistencia al paso de la corriente. Se genera así un arco lo suficientemente elevado como para romper el aislamiento y determinar un valor medible.

Para los electricistas es fundamental conocer esta herramienta ya que, además de medir en los conductores (como cables) la corriente, puede determinar el funcionamiento de generadores de corriente y transformadores. Esto se debe a que están fabricados por bobinados que poseen un aislamiento que debe ser respetado; en caso contrario, se puede producir un cortocircuito y se deberá realizar un rebobinado.

Incluso, es importante contar con estos equipos de medición para determinar el grado de aislamiento que poseen las mismas herramientas que se utilizan para trabajar en alta tensión, la ropa de seguridad y todos los elementos de seguridad que requerimos para trabajar con valores elevados de tensión.

Un megóhmetro está fabricado con un **generador de corriente continua** del tipo magnetoeléctrico, que puede ser manipulado en forma mecánica (manivela generadora de corriente) y electrónicamente (con un transformador que eleva la tensión durante períodos muy cortos). El megóhmetro genera una corriente de elevada tensión con el fin de romper la barrera del aislamiento para medir la diferencia de potencial producida. Además, encontraremos en estos equipos el mecanismo eléctrico por el que se determina y se mide la resistencia. Estos valores vienen calibrados eléctricamente y los utilizaremos para medir, de manera correcta, los objetos que nos interesan.

Para utilizarlos, debemos recordar que está diseñado para probar la resistencia en conductores con alta tensión (30 kV o más); así que lo ideal es trabajar con los conectores sin alimentación. Si no se desconecta la alimentación, la lectu-



Megóhmetro electrónico digital profesional. Estos equipos son pesados y de dimensiones grandes, pero muy bien aislados para su trabajo.

ra se verá afectada de manera directa y podemos poner en riesgo nuestra persona.

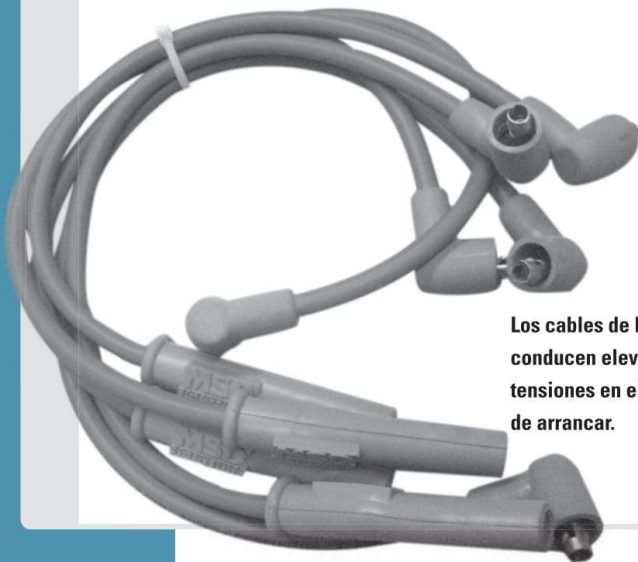
El conductor que vamos a medir deberá estar aislado del sistema, esto quiere decir que no debe estar conectado en ninguno de sus extremos a los componentes. Una vez separado del sistema, medimos el conductor en sus dos extremos de cobre con conectores aislados. Recordemos siempre que estamos midiendo altas tensiones que ponen en riesgo la salud, y hay que ser extremadamente precavidos. Cuando se revisan los bobinados, uno de los extremos del megóhmetro debe ser conectado a la puesta a tierra o masa del sistema, incluso al mismo cuerpo metálico del sistema o del motor. El otro extremo del instrumento va conectado al extremo del cable libre (o terminales del motor/bobinado).



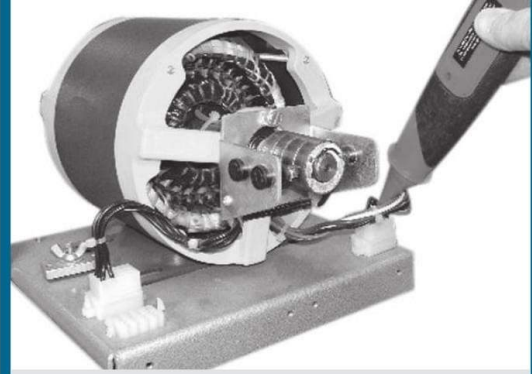
Los primeros megóhmetros utilizaban una manivela para que, mediante una dinamo, generara una tensión elevada para su correcto funcionamiento.

Revisar cables de bujías con un megóhmetro

En los vehículos convencionales, se requiere una chispa para iniciar el motor; esta chispa proviene de una elevada tensión a través de la bujía. En algunos casos, estas no funcionan adecuadamente debido al desgaste del cable que las une al sistema eléctrico. Las fallas de los motores pueden deberse a cables en mal uso, sobre todo considerando que hoy en día casi todos los vehículos funcionan con sistemas eléctricos. Para medir el cable, debemos retirarlo por completo desde el múltiple de las bujías hasta la bobina de arranque. Aseguramos ambos extremos con el medidor con cinta aisladora (sin cortar el contacto entre el megóhmetro y el cable) y comenzamos la prueba. Este procedimiento es aplicable a diversos componentes sometidos a alta tensiones.



Los cables de las bujías conducen elevadas tensiones en el momento de arrancar.



Para medir el aislamiento del bobinado, los megóhmetros son muy útiles ya que determinan el estado del aislamiento de las espiras.

Cuando estén conectados ambos conectores, procederemos a funcionar mediante el mecanismo mecánico o eléctrico para generar el voltaje en el interior del elemento de interés. Una medición de más de 1.000 M Ω representará una resistencia ideal de un cable o un bobinado perfectamente aislado. Un valor inferior a 1,5 M Ω representa aislantes viejos o próximos a fallar. Cualquier variación entre estos valores requerirá una inspección más física del elemento en cuestión.

Medidores de energía

Todos estamos familiarizados con los medidores domiciliarios, que computan cuánta corriente es consumida por hora en nuestras casas, empresas y en toda instalación que requiera abastecimiento eléctrico. Debemos saber que estos equipos cumplen la función de medir cuánta corriente ingresa al domicilio, para lograr esto hacen uso de un contador calibrado que se encarga de indicar el consumo que se realiza por hora. Se los llama **vatihorímetros**, nombre que proviene de la denominación de **watts consumidos por hora (Wh)** y de contador de consumo eléctrico medido en unidades de tiempo.

PASO A PASO

Utilizar un megóhmetro

Para utilizar el megóhmetro, debemos contar con un equipo que, en lo posible, sea manejable, ya que lo utilizaremos por lo general para medir equipos de pequeñas dimensiones. En caso de tener que medir bobinados mayores, tengamos en cuenta que serán necesarios equipos que puedan generar una tensión elevada. Recordemos que casi siempre estos equipos de medición se utilizan en conductores de alta tensión, como líneas trifásicas o tendidos eléctricos. Los equipos que podremos emplear deben tener estas capacidades y sus correspondientes medidas de seguridad.



01 Utilizaremos un megóhmetro manual que pueda medir en decenas de Megaohmios. Vamos a medir la resistencia de un estator (bobinado interno) de maquinarias de taller, por lo que prepararemos el megóhmetro para realizar la medición.



Existen dos tipos de contadores que se diferencian por su modo constructivo, el primero es electromecánico y el segundo, electrónico.

Un **contador electromecánico** posee un sistema electro-magnético con medidores de inducción eléctrica compuesto por un vatímetro con un disco de giro libre, en el que actúan dos bobinas que generan un campo magnético que permite girar los discos con una velocidad proporcional a la corriente consumida. Para permitir el giro lo más libre posible, se utilizan materiales que reducen el rozamiento. Es indispensable que estos equipos tengan el mecanismo aislado del medioambiente para que no se contaminen ni afecten tanto las partes de medición como los dispositivos que permiten el libre giro.

Algunos medidores electromecánicos poseen registradores electrónicos cuyo disco giratorio se configura para generar pulsos cada vez que el disco hace un giro completo, que registra mediante un captor óptico y son tomados por un sistema digital que traduce en calores de demanda y mostrados en un contador digital.

En un **contador electrónico** todos los componentes internos son dispositivos electrónicos que registran información analógica y digital mediante microprocesadores, captadores y memorias, y están configurados y calibrados para tolerar tensiones altas. El principal problema que presentan estos equipos reside en que, de fallar un componente interno, el funcionamiento se detiene por completo dejando al usuario sin abastecimiento eléctrico. Son, por lo general, equipos más caros, pero más confiables que los electromecánicos, debido a que es más difícil poder modificar su funcionamiento. Los electromecánicos son susceptibles a campos magnéticos y a ambientes corrosivos, en cambio los electrónicos no.



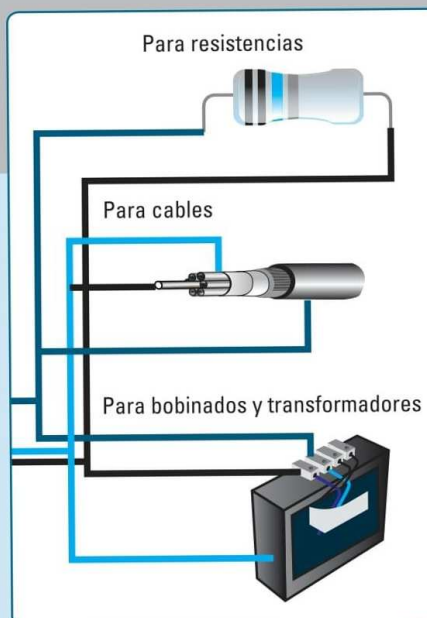
Los medidores de energía mecánicos utilizan piezas y principios físicos, como la inducción y la generación de campos magnéticos, para su funcionamiento.



Contador electrónico. Estos dispositivos son enteramente electrónicos y utilizados en industrias medianas y grandes.



02 Conectamos el cable rojo sobre la fase o la carga, y el conector azul sobre la masa. Una vez realizada la conexión, la aseguramos con firmeza y procedemos a prender el medidor (aplicarle tensión para determinar el aislamiento).



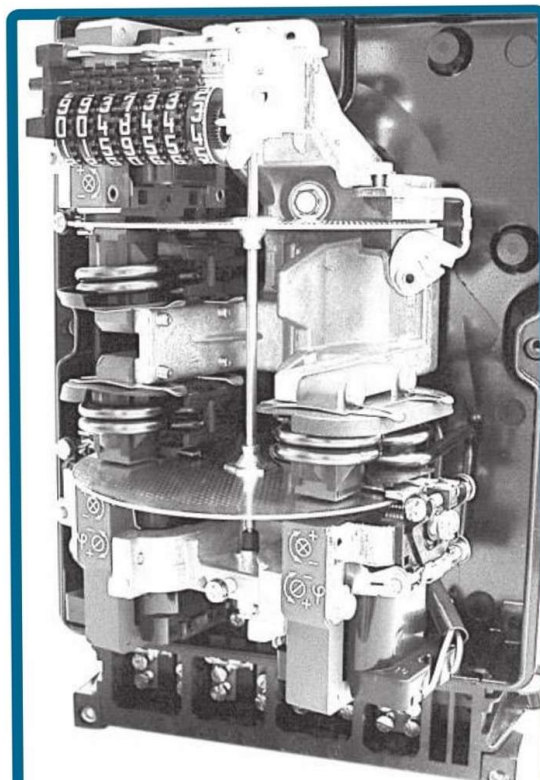
03 Recordemos que, si los valores son muy bajos en la escala, el aislamiento está dañado y deberemos realizar un nuevo bobinado. Podremos hacer pruebas para determinar la salud de los viejos conductores.



En instalaciones de bajo consumo, encontraremos contadores de energía electromecánicos para medir energía activa y reactiva. Para instalaciones medianas, se instalan contadores electrónicos que facilitan la tarea de control, y para grandes instalaciones, dispositivos electrónicos con módulos de control y registro más complejos.

Como ya mencionamos, estos equipos son susceptibles a ambientes agresivos, por lo que deben ser controlados y ensayados con patrones de calibración para corroborar su correcta medición. Estos controles son generalmente ensayos que determinan la rigidez dieléctrica, marcha en vacío, arranque, verificación de la constante de medición, influencia a la corriente, tensión, frecuencia, temperatura, rozamiento (del disco de giro), magnetismo, pérdidas por calor de tensión y corriente. Las influencias externas afectan las partes internas que, por ende, afectan las mediciones. Un medidor electromecánico está compuesto por partes que sufren desgastes de uso. Estas partes son:

- ♦ **Bobina de voltaje:** es una bobina con revestimiento plástico que es conectada en paralelo con la carga; se utiliza para medir el voltaje consumido.
- ♦ **Bobina de corriente:** es una bobina de tan solo tres vueltas de alambre grueso que se conecta en serie con la carga.
- ♦ **Estator:** en él se ubican las bobinas de medición y permite que el disco gire.



En el interior de un medidor de energía, observaremos sus componentes aislados.

Un contador electrónico es llamado medidor de energía eléctrica activa y reactiva.

- ♦ **Disco con rotor de aluminio:** sirve para poder traducir el consumo.
- ♦ **Imanes de freno:** sirven para contener el disco si no existe corriente y para que no gire por la misma inducción.
- ♦ **Eje con engranaje de tipo tornillo:** conecta el disco con las agujas del medidor.
- ♦ **Indicador de consumo:** indica cuál es el consumo producido.

Al ser elementos delicados y de precisión, deben estar alojados en cajas cerradas, aisladas y herméticas, para evitar el ingreso de polvo, gases, humedad y vapores corrosivos. Las condiciones ambientales que soportan son desde -25°C hasta $+50^{\circ}\text{C}$, con presión atmosférica entre 84 kPa y 106 kPa, y humedad relativa hasta 95 %.

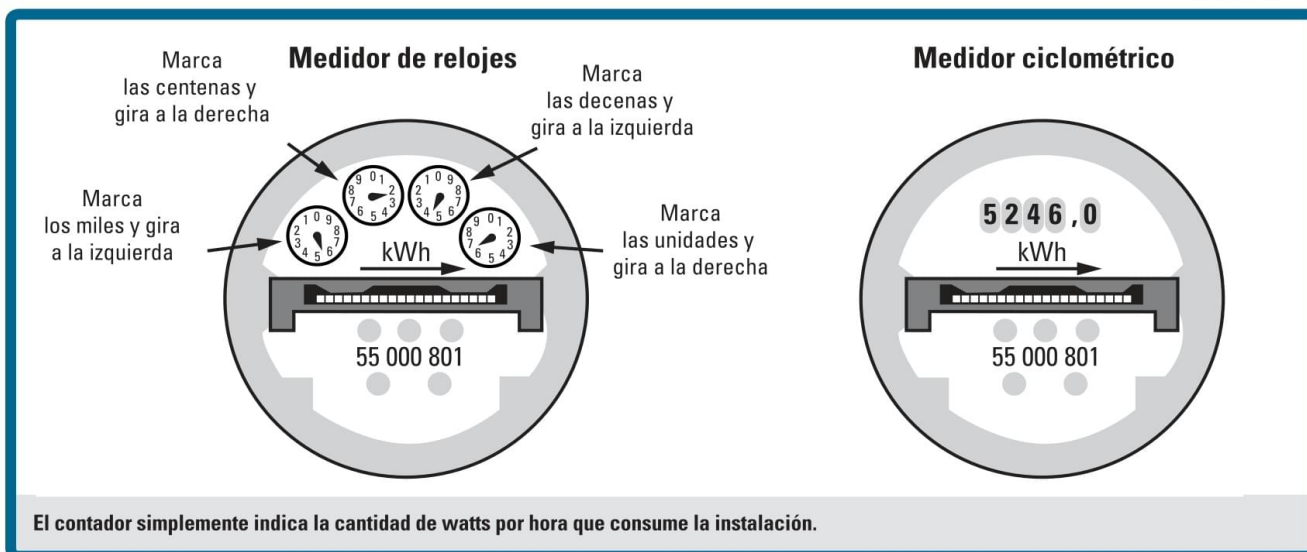
Son equipos que requieren mantenimientos en períodos aproximados de hasta 10 años, ensayando distintos métodos de prueba para verificar que los componentes internos soporten todas las influencias que han sido mencionadas.

Energía prepaga

Algunas empresas distribuidoras de energía poseen un servicio de energía prepago para controlar el consumo eléctrico y para que podamos regular nuestros gastos. Para poder implementar este servicio, la empresa distribuidora otorga un medidor especial programable que funciona a modo de registro. El usuario carga un vale, como si fuera una tarjeta prepaga, y este funcionará hasta que se acabe su saldo.



Los medidores prepago son medidores especiales a los que podemos cargarle saldo evitando así las facturas sorpresa y el exceso en el consumo.

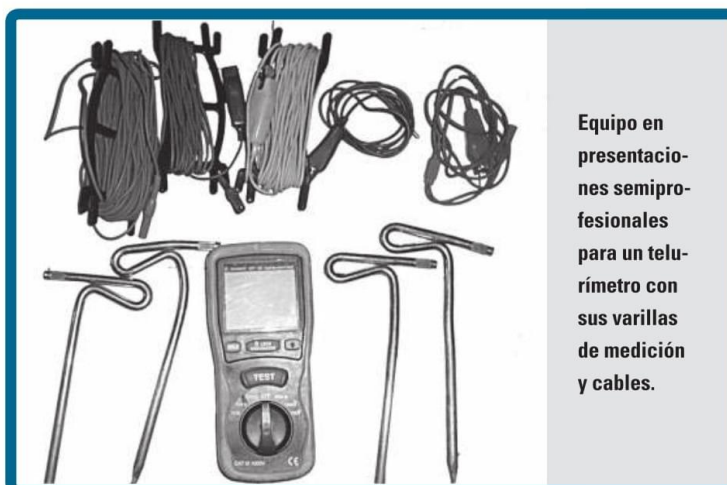


Telurímetro

Sabemos que el trabajo seguro es una de las principales preocupaciones cuando nos manejamos con la electricidad. Todas nuestras instalaciones deben tener niveles de seguridad adecuados y contar con elementos de control de calidad. Por eso, no debemos escatimar en materiales cuando se trate de resguardar la seguridad de todos los que utilicen las instalaciones. En los domicilios, negocios e industrias uno de los principales elementos de seguridad es, como sabemos, la puesta a tierra cuyas jabalinas son instaladas en ambientes adecuados, con excelentes condiciones de conductividad. Para medir estos parámetros, utilizamos el **telurímetro** (o **telurómetro**).

Este equipo es un aparato que nos permite realizar la medición de la resistividad de la puesta a tierra. Mide la resistencia (en ohms) de la puesta a tierra y la resistividad del terreno (en ohms por metro). La resistividad del suelo es la propiedad que este posee para conducir la corriente en caso de fuga parásita o residual. Cada terreno, debido al material con el que está conformado, posee una resistividad específica. Muchas veces, el compuesto del suelo es una mezcla de elementos ferrosos, minerales y sales, lo que hace que la conductividad sea diferente de un punto a otro. Por eso, en el momento de realizar una puesta a tierra, se utilizan componentes ya determinados para asegurar ciertos parámetros de resistividad.

Aunque instalemos nuestra puesta a tierra en una combinación adecuada de materiales, el suelo sufre alteraciones físico-químicas principalmente por la humedad (el agente más común que aparecerá en las instalaciones). Una presencia elevada de humedad ocasiona que las sales que se encuentran en el suelo se disuelvan y generen una solución iónica que favorece el paso de corriente iónico. Esto ocasiona que los mismos materiales con distinta humedad nos enfrenten a diferentes valores de resistividad (en especial frente a los cambios estacionales).



Equipo en presentaciones semiprofesionales para un telurímetro con sus varillas de medición y cables.

Para utilizar este equipo, aplicaremos el método de **Wenner**. Este método es universal y consiste en introducir cuatro electrodos en el suelo en línea recta, a la misma distancia y profundidad uno del otro. Medimos la resistividad con el fin de obtener valores lo más bajo posibles y, así, asegurar una buena conductividad entre el suelo y la puesta a tierra. Los electrodos deben ubicarse donde se supone que existen las peores condiciones, para simular el peor ambiente (o suelo) con el que nos podamos enfrentar. Bajas resistividades también implican la existencia de medios más corrosivos, como humedad y sales.

Para utilizar el telurímetro, debemos colocar cuatro electrodos en un suelo humedecido y comprobar la resistividad.

Por lo general, mediremos la resistividad en la cercanía de la toma de tierra, que se encontrará cerca del tablero donde instalaremos la jabalina.



Para preparar el equipo, humedecemos el suelo donde vamos a medir y colocamos el cable negro en primera instancia. Luego, en línea recta, conectamos el cable verde, seguido del amarillo para una varilla de tierra respetando la línea recta y, al final, el color rojo con la segunda varilla indicadora de tierra. Cada equipo establece las distancias recomendadas en su manual de uso e, incluso, en algunos equipos podremos nosotros establecer esta distancia.

Al encender el equipo, este emite una corriente conocida entre los dos conectores más externos, y se mide la caída de tensión entre los dos conectores interiores. Utilizando la ley de Ohm, se calcula la resistividad del suelo. Para evitar malas mediciones, se realizan distintos muestreos del suelo. Probaremos el suelo girando 90° la línea de los conectores y estableceremos una zona próxima a las mediciones para determinar mediciones más precisas. Realizaremos nuevos muestreos modificando la profundidad e, incluso, la distancia entre las varillas.

Recordemos que, muchas veces, los suelos se ven afectados por residuos metálicos o cañerías cercanas, por lo que tomar numerosas mediciones nos ayudará a obtener una lectura más correcta de la conductividad del suelo.



Preparación del terreno. Se humedece para establecer las condiciones en las que se puedan realizar mediciones en todos los ambientes posibles.

Antes de realizar la medición, debemos asegurarnos de que el suelo donde mediremos se encuentre húmedo.



Es necesario que conectemos en las varillas cada conector y, en el equipo, sus correspondientes colores.



Cada varilla estará instalada a la misma distancia de las otras tres, y conectaremos el extremo a los cables que irán al telurímetro.



Algunos telurímetros, como los analógicos, cuya diferencia reside en que el medidor contiene una aguja, son más susceptibles que los digitales, mientras que los digitales son más precisos gracias a que entregan un único valor. Muchas veces, nos encontraremos en la difícil situación en la que el terreno no presenta buenos valores de resistividad y, por más que realicemos nuevas medidas, los resultados nunca serán buenos.

En esos casos, se puede remover el suelo en una zona lo más amplia que nos permitan, y cambiar el suelo por uno más estabilizado, sin piedras y con mejores parámetros de conductividad.

SPAT o Sistema Puesta A Tierra es el sistema de cableados entre electrodos. Se utiliza para proteger a las personas y las instalaciones.



Medida de la puesta a tierra en edificios

Cuando nos encontramos en edificaciones donde no tenemos acceso directo al suelo, deberemos proceder con los pasos convencionales, pero, en lugar de introducir las varillas en el suelo las colocaremos en bayonetas humedecidas en agua, procurando que estén en total contacto con la superficie que queremos medir. Muchas veces, nos encontraremos con terrenos ultracompactos, de hormigón o piedras, que nos obligarán a utilizar este procedimiento, aunque tengamos un margen de error un poco elevado.

En instalaciones sin acceso al suelo, utilizaremos superficies con buena conductividad e intentaremos maximizar su contacto con la superficie.



¿TE RESULTA ÚTIL?

Lo que estás leyendo es el fruto de trabajo de cientos de personas que ponen todo de sí para lograr un mejor producto. Utilizar versiones "pirata" desalienta la inversión y da lugar a publicaciones de menor calidad.

**NO ATENTES CONTRA LA LECTURA.
NO ATENTES CONTRA TI.
COMPRA SOLO PRODUCTOS ORIGINALES.**

Si tenés alguna duda, comentario o querés saber más sobre nuestros productos, puedes contactarte con nuestro Servicio de atención al lector:
usershop@redusers.com



Pinza amperométrica

Hemos visto los métodos necesarios para medir la tensión y la corriente en sistemas, pero hemos dicho poco sobre el instrumento con el cual mediremos tal efecto del paso de corriente. Para ello utilizaremos la **pinza amperométrica**, que determina el flujo de corriente o consumo de un equipo o de un instrumento activo.



Pinza amperométrica clásica. Utiliza una parte móvil que se abre para abrazar el conductor y realizar la medición.

Estos equipos son similares a los amperímetros, ya que cumplen la misma función, pero su principio de funcionamiento es diferente.

La pinza amperométrica es un tipo de amperímetro clásico que no requiere acceso directo a los conductores.

El amperímetro clásico requiere que abramos el circuito y midamos el flujo de corriente entre dos puntos determinados. La gran ventaja que presenta la pinza amperométrica reside en que se coloca sobre un conductor donde determinaremos el flujo de corriente; al evitar abrir los circuitos, no existen pérdidas de tensión a través del instrumento y, además, no se produce el contacto directo con los conductores. Como no estamos expuestos directamente a la corriente, este equipo es bastante seguro, lo suficiente para trabajar con un cuidado básico.

En muchos casos, no podremos utilizar otro sistema de medición de corriente que no sea la pinza amperométrica ya que, por ejemplo, en un tendido eléctrico con un sistema trifásico, deberemos medir el flujo sobre un conductor o fase.



Algunas pinzas amperométrica poseen diversos accesorios para medir la corriente sobre distintos tipos de conductores.



Para utilizar las pinzas, simplemente alejaremos un conductor de los demás e introduciremos la herramienta sobre este conductor; el campo magnético producido por la corriente que circula en el conductor accionará los dispositivos dentro de la pinza, y esto nos permitirá medir el flujo de corriente. Para la pinza amperométrica, el flujo de corriente es proporcional al campo magnético producido por ella.

Si tomamos más de un conductor (por ejemplo el conductor neutro y activo), la suma vectorial de los campos magnéticos producidos para cada uno de ellos anulará el efecto, y la pinza no medirá nada, aunque esté circulando corriente. Si la corriente que circula por los conductores es muy baja, podemos aumentar el efecto haciendo que el conductor se enrolle sobre una de las partes de la pinza en forma de bobina. De este modo, aumentaremos el flujo que contabiliza, y la medida que nos entregará habrá que dividirla por el número de espirales de este para obtener la lectura real del consumo de corriente.

Al tomar más de un conductor, los campos magnéticos podrían verse anulados y no obtendremos ninguna medición.



Método utilizado para medir la corriente sobre un conductor que esté consumiendo corriente.

Comprar una pinza

Tengamos en cuenta siempre que las pinzas deben poseer elementos constitutivos de calidad. Una mala medición puede derivar en un mal diagnóstico. Recordemos que medir bajas corrientes puede llevar a un valor erróneo, por eso, mientras más sensible sea la pinza, menos problemas tendremos. Como existen muchas variedades en el mercado, tratemos de elegir pinzas que permitan establecer distintos rangos, funciones y una variedad de opciones. Todo esto nos permitirá conocer que los valores que midamos correspondan a las funciones recomendadas por el fabricante.



Debemos estar bien asesorados en el momento de comprar una pinza amperométrica y no decidimos solo por los bajos precios.

PASO A PASO

Utilizar una pinza amperométrica



01 Individualizamos el instrumento o equipo que queremos medir. Tomamos su cable de corriente y separamos los conductores, según sea monofásico o trifásico. Mantenemos separados los conductores para poder realizar la medición.



03 Cubrimos un conductor con la pinza de modo que esta lo cubra en su totalidad. Debemos asegurarnos de que los conectores adyacentes no influyan en la medición del primero. Después mediremos el segundo, aproximadamente dos veces.

05 Para corroborar la teoría, tomamos ambos conductores simultáneamente para comprobar que la pinza no medirá a pesar de que esté consumiendo corriente.



La pinza amperométrica está preparada para usarse cómodamente. Con su boca podremos utilizarla en conductores de diámetro tal que la pinza pueda cubrirlo por completo. Existen diversas variedades en el mercado con distintos diámetros e, incluso, con accesorios que nos permitirán expandir estos límites. Pero no nos confiemos, mientras mayor sea el diámetro, más problemas podremos tener para medir en espacios reducidos. Una pinza cómoda nos permitirá realizar trabajos más efectivos. A modo de ejemplo, mediremos el consumo de una estufa eléctrica conectada a una zapatilla múltiple.

02 Tomamos la pinza amperométrica y ajustamos su medidor en corriente alterna, en medición de la corriente. Tengamos en cuenta que cada dispositivo tendrá su escala, y las perillas no coincidirán con la de todos los modelos, pero lo que sí considera es la leyenda de corriente alterna (A).



04 Se mide el segundo conductor para comprobar el funcionamiento correcto. Como trabajamos con corriente alterna, no importará qué conductor midamos, el resultado siempre debería ser el mismo.

06 En el caso de que nuestro instrumento consuma menos de lo que la escala lo permita, podemos enrollar dos, tres o más veces el cable sobre un aro de la pinza para multiplicar su valor. Como comprobamos en nuestro ejemplo, la lectura es del doble.



SISTEMAS DE UNIDADES

Como sabemos, existen diversas unidades de medida. Aquí conoceremos los sistemas más comunes, así como sus características y unidades básicas.

Un **sistema de unidades** es una convención que agrupa las unidades sobre una base establecida. El **Sistema Internacional (SI)**, denominado así pues fue aprobado por todos los países, salvo Liberia, Estados Unidos y Birmania. La adopción en forma universal de este sistema se hizo mediante el tratado denominado **Convención del Metro**, que se firmó en Francia el 20 de Mayo de 1875. Este sistema reemplazó al obsoleto MKS (metro, kilogramo, segundo). Sus unidades básicas son las que vemos en la tabla al pie de esta página. Las cantidades mayores o menores se expresan mediante múltiplos o submúltiplos de la unidad, por ejemplo: mil metros es un kilómetro y se expresa 1 km.

♦ **Múltiplos:** deca (da), hecto (h), kilo (k), mega (M), giga (G), tera (T), peta (P), exa (E), zetta (Z), yotta (Y).

♦ **Submúltiplos:** deci (d), centi (c), mili (m), micro (μ), nano (n), pico (p), femto (f), atto (a), zepto (z), yocto (y).

Existe otro sistema de unidades en uso en el mundo, se trata del anglosajón, en el que encontramos diferencias con los valores del SI, por ejemplo:

- ♦ 1 mil = 25,4 μ m (micrómetros)
- ♦ 1 pulgada (in) = 1.000 miles = 2,54 cm
- ♦ 1 pie (ft) = 12 in = 30,48 cm
- ♦ 1 yarda (yd) = 3 ft = 36 in = 91,44 cm
- ♦ 1 rod (rd) = 5,5 yd = 16,5 ft = 198 in = 5,0292 m
- ♦ 1 cadena (ch) = 4 rd = 22 yd = 66 ft = 792 in = 20,1168 m



Ejemplo de instrumento de medición del Sistema Internacional.

Si bien para otras medidas (longitud, masa, superficie, volumen) hay dos sistemas (el internacional y el anglosajón), para electricidad y magnetismo existe un único sistema de medidas.

UNIDADES BÁSICAS DEL SISTEMA INTERNACIONAL

Magnitud física	Unidad	Símbolo
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	kg
Tiempo	segundo	s
Corriente eléctrica	amperio	A
Temperatura	kelvin	K
Cantidad de sustancia	mol	mol
Intensidad luminosa	candela	cd



Para la electricidad no hay diferencias de unidades, esto se debe a que el desarrollo de la física ha sido compartido por varios científicos de diferentes nacionalidades. Veamos un poco de historia.

Las teorías sobre electricidad y magnetismo fueron desarrolladas a principios de 1800 por Oersted, Ampere, Faraday y otros, pero fue Gauss quien, en 1833, realizó la unificación sobre la base de la medida absoluta en términos de unidades mecánicas para el magnetismo terrestre. En 1851, Weber presentó un método gracias al que pudo ser desarrollado el conjunto completo de unidades absolutas.

En 1861, la Asociación Británica para el Avance de la Ciencia formó un comité integrado, entre otros, por Lord Kelvin, Maxwell y Joule para realizar un estudio de las medidas eléctricas. Allí se introdujo el concepto de **sistema de unidades**. Se buscaba que el sistema fuera coherente, que las unidades fundamentales de masa, longitud y tiempo y sus unidades derivadas fueran obtenibles por medio de productos o divisiones sin el agregado de constantes o factores numéricos. En ese momento, se seleccionaron el metro, el gramo y el segundo medio solar. En 1873, otro comité recomendó el sistema **CGS** (centímetro, gramo, segundo) pues,

en este sistema, la densidad del agua es la unidad. La constante que relacionaba ambos sistemas era experimental denominada **c**. Entre 1856 y 1865, Maxwell creó una teoría unificada que identifica a la constante **c** con la velocidad de la luz. En 1888, Hertz verificó la propuesta de Maxwell. Por otra parte, Hertz combinó las unidades electrostáticas y electromagnéticas del sistema CGS en un único sistema relacionado por la velocidad de la luz, al que llamó **sistema Gaussiano de unidades**.

En 1881, en París, se llevó a cabo el Primer Congreso Eléctrico Internacional, en el que se definieron cinco unidades eléctricas para uso práctico: ohm, farad, volt, ampere y coulomb. En el año 1889, un Segundo Congreso agregó el watt, el joule y el henry.

En 1901, Giorgi demostró que las unidades eléctricas prácticas y las unidades del sistema **MKS** (metro, kilogramo, segundo) podían ser englobadas en un único sistema.

Como vemos, en electricidad, el sistema de medidas es único e internacional: el volt, el ampere, el coulomb, el farad, el henry y el watt están definidos en todo el mundo de la misma manera, y los patrones secundarios que cada país posee son derivados de un único patrón internacional.

UNIDADES DERIVADAS QUE UTILIZAREMOS EN ELECTRICIDAD

Magnitud física	Unidad	Símbolo
Frecuencia	hertz o hercio	$Hz = \frac{1}{s}$
Fuerza	newton	$N = \frac{kgm}{s^2}$
Presión	pascal	$Pa = \frac{N}{m^2} = \frac{kg}{ms^2}$
Trabajo y energía	joule o julio	$J = \frac{kgm^2}{s^2}$
Potencia	watt o vatio	$W = \frac{J}{s} = VA = \frac{kgm^2}{s^3}$
Carga eléctrica	coulomb o culombio	$C = As$
Potencial eléctrico	volt o voltio	$V = \frac{J}{C} = \frac{kgm^2}{As^3}$
Resistencia eléctrica	ohm u ohmio	$\Omega = \frac{V}{A} = \frac{kgm^2}{A^2s^3}$
Capacidad eléctrica	farad o faradio	$F = \frac{As}{V} = \frac{A^2s^4}{kgm^2}$
Inductancia	henry o henrio	$F = \frac{Vs}{A} = \frac{kgm^2}{A^2s^2}$
Densidad de flujo magnético Intensidad de campo magnético	tesla	$T = \frac{Wb}{m^2} = \frac{kg}{As^2}$
Flujo magnético	weber	$Wb = Vs = \frac{kgm^2}{As^2}$

EN ESTA CLASE VEREMOS...

Las características de la generación eléctrica, su posterior transmisión y distribución. También analizaremos los componentes que intervienen en cada etapa.

8

En la clase anterior conocimos los fundamentos de la medición en electricidad y describimos los instrumentos utilizados para realizar estas tareas. Analizamos las características del voltímetro, el multímetro y el vatímetro, revisamos el funcionamiento del megóhmetro, de los medidores de energía y del telurímetro. Para finalizar, describimos detalles relevantes sobre los sistemas de medición, y las unidades de medición más importantes en electricidad.

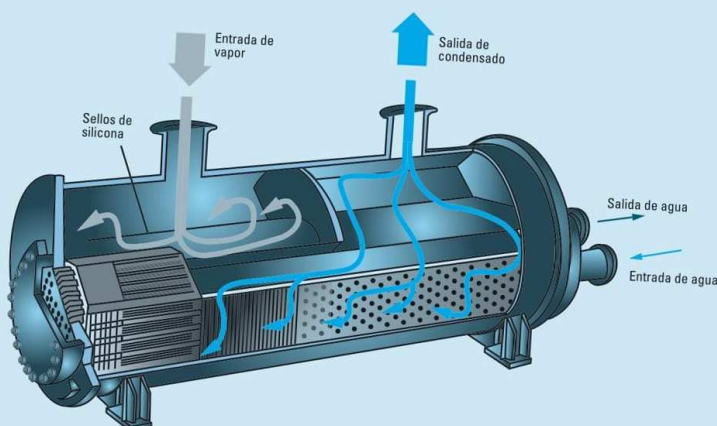
En esta clase revisaremos los tipos de generación, analizaremos sus valores característicos, y conoceremos las centrales de generación y sus componentes. Explicaremos la necesidad de contar con líneas de transmisión de alta tensión y conoceremos los tipos de estaciones transformadoras, las torres de alta tensión y los aisladores. También veremos las características de la distribución de la energía eléctrica y describiremos los componentes que intervienen en este proceso.

Sumario

026 Generación de energía eléctrica
Descripción de los tipos de generación y tipos de centrales existentes.

034 Transmisión de la energía eléctrica
Características de las líneas de transmisión y de sus principales componentes.

042 Distribución de la energía eléctrica
Detalles y funcionamiento de una red mallada de distribución eléctrica.



GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La generación de la energía eléctrica es indispensable para la vida moderna. Es una tarea que se viene desarrollando desde hace más de 150 años, y aquí la conoceremos.

La **generación de la energía eléctrica** se basa en transformaciones de distintos tipos de energía en el producto final: la energía eléctrica. Por ejemplo, en las centrales térmicas, donde se quema gas, carbón o gasoil, la combustión de estos combustibles es energía química que se utiliza para calentar aire o vapor que luego atraviesa una turbina. Esta rota y se transforma en energía mecánica que luego acciona un generador eléctrico que, finalmente, produce energía eléctrica.

Lo que se busca en casi todos los tipos de generación es provocar la rotación de un generador eléctrico, a través de una turbina o de otros medios, dependiendo de cuál sea nuestra fuente de energía primaria.

Al mencionar **energía primaria** y frente al auge de las energías renovables, debemos distinguir los conceptos de **generación renovable** y **no renovable**. A primera vista, discernimos que los generadores eólicos, los solares y las represas hidroeléctricas son renovables gracias a su fuente de energía. Una fuente de energía renovable es la que se repone o renueva en una escala de tiempo corta,

como son el sol, el viento, las mareas, las olas, la geotérmica y la biomasa (cultivos, madera, etcétera). En cambio, las fuentes de energía como el petróleo y el gas tardan millones de años en formarse, y no es factible esperar a que se repongan cuando se terminen.

Otro concepto importante para determinar que una tecnología es limpia y renovable es su **análisis de ciclo de vida**. Consiste en un análisis meticuloso de toda la cadena de producción de un producto, desde cómo se consiguen las materias primas —el cobre o el aluminio—, el ensamble, la manufactura, la instalación y la disposición final una vez que quede fuera de servicio. En cada etapa se examina el impacto ambiental de los procesos, y se establece si los ahorros de emisiones que genera compensan lo que produjo su construcción e instalación. Por ejemplo, si comparamos dos paneles solares de igual eficiencia, pero uno se produjo en una planta que utiliza energía a base de carbón y obtiene sus componentes de yacimientos que contaminan más de lo que corresponde, tendrá un impacto ambiental alto a pesar de que, al final, produce energía limpia.



Turbina Siemens SGT5-8000H de 375 MW.

Para que una energía sea verde, debe ahorrar más CO_2 del que produjo durante su vida útil.

La principal forma de generación utilizada hoy en día es la térmica. La **generación térmica**, como su nombre lo indica, se basa en generar una fuente de calor para calentar el aire o el agua y transformarlos en vapor, para que luego muevan una turbina. En esta categoría entran las plantas con turbinas de gas, de vapor, ciclos combinados, centra-

les nucleares y energía geotérmica (que es renovable). Los principales combustibles son el gas (que resulta el ideal ya que es el más eficiente, limpio y simple de manejar), el gasoil y el fueloil; también existen calderas que usan biomasa, como restos de cosechas, muy utilizadas en ingenios azucareros.

La base de la generación térmica es una fuente de calor de alta temperatura.

Centrales basadas en turbinas de gas

Se las podría categorizar como las centrales más simples. Los elementos principales de la planta son la turbina de gas y el generador que tiene acoplado.

La **turbinas de gas** produce su energía quemando algún combustible (gas metano, gasoil, fueloil, etcétera) en una cámara de combustión y utiliza los gases de combustión que se desplazan a una gran velocidad para accionar una turbina.

Las turbinas de gas poseen una segunda turbina montada en el mismo eje, que actúa como un compresor de aire. Este compresor toma aire del exterior, lo comprime y lo inyecta a alta presión en la cámara de combustión, incrementando la intensidad de las llamas. La combinación del aire caliente a gran presión circula a mucha velocidad a través de la turbina donde choca contra los álabes. Los **álabes** son ruedas con paleta que están fijadas al eje; cuando los gases pasan por estas, hacen girar la turbina.

La eficiencia de las turbinas aumenta con la presión del aire de entrada y la temperatura de combustión. Las turbinas que se comercializan en la actualidad poseen una eficiencia del 25 al 35 %. Esto significa que, en el mejor de los casos, solo el 35 % de la energía disponible en el combustible producirá energía eléctrica, el resto es solo calor disipado al ambiente, que se desperdicia.

Las turbinas de gas son poco eficientes pero económicas y de rápida instalación.

La potencia de estos equipos puede ir de algunas decenas de kilowatts a 400 MW, pesar 440 toneladas y tener una longitud de 13 m.

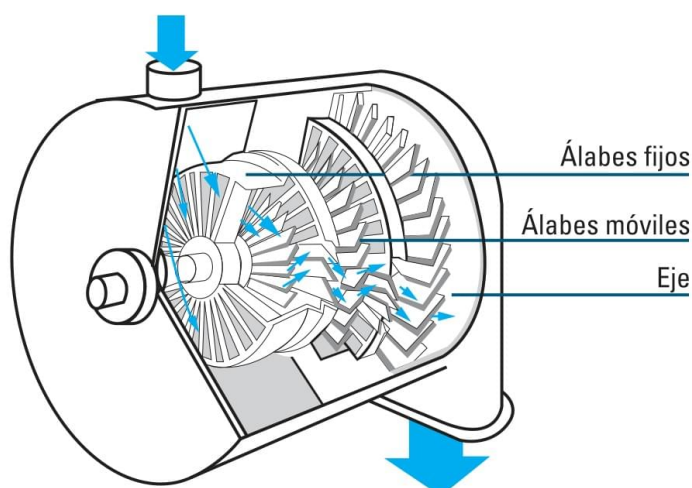
Centrales basadas en turbinas de vapor

Este tipo de central es más compleja que las de turbinas de gas. Además de la turbina en sí, se debe instalar una caldera para producir el vapor a una temperatura de entre 420 y 580 °C dependiendo de las características de la turbina, y un condensador a la salida de la turbina para condensar el vapor en agua y volver a introducirlo en la caldera. El agua que se utiliza en las turbinas de vapor no puede contener ninguna impureza ya que, si la poseen, generan problemas de incrustaciones y corrosión en los distintos equipos.

El proceso de desmineralizado del agua es costoso y complejo, por esto, el circuito de agua-vapor es cerrado, una vez que sale de la turbina se condensa en la unidad y luego vuelve a alimentarse a la caldera. El funcionamiento de la turbina de vapor es similar a la de gas

El eje tiene adosado álabes en los que se genera el movimiento de rotación. A medida que circula el vapor a través del eje, el flujo de vapor pierde velocidad y presión. Para mejorar el funcionamiento y aprovechar la mayor parte de la energía que posee el vapor, la turbina de vapor está compuesta de tres etapas: de alta, media y baja presión; en ellas cambia el diseño de los álabes para adecuarse a la pérdida de presión del vapor.

Este tipo de turbinas puede alcanzar una potencia de unos 1900 MW, cinco veces mayor que las de gas. La eficiencia depende de la diferencia de temperatura del vapor entre la entrada y la salida de la turbina. Actualmente, la eficiencia de una turbina puede estar entre el 40 y el 60 %.



Turbina de vapor elemental.



Central de ciclo combinado

Las **centrales de ciclo combinado** son una implementación conjunta de una turbina de gas y una de vapor.

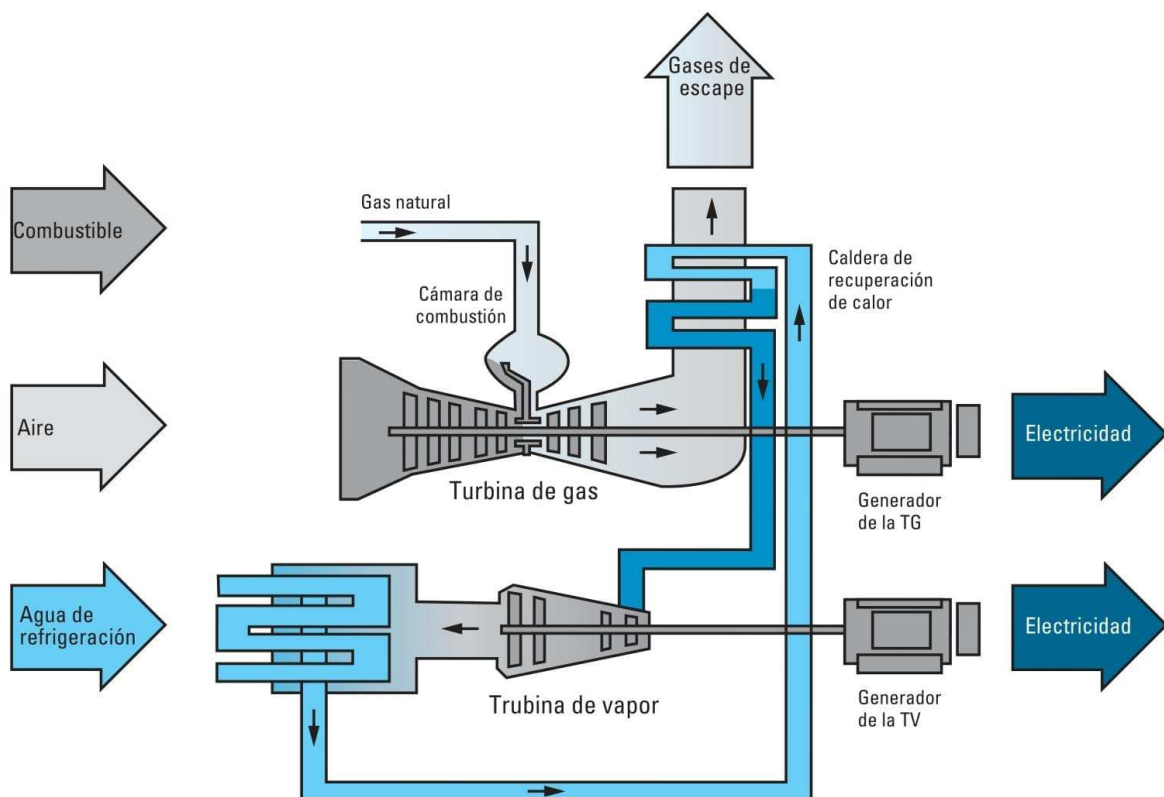
En las turbinas de gas, se pierde mucha energía con los gases de escape, que pueden estar a más de 500 °C y se liberan directamente a la atmósfera.

El principio de funcionamiento de un ciclo combinado consiste en redirigir los gases de escape a una caldera para producir vapor y accionar una turbina de vapor. De esta manera, se incrementa en forma considerable la eficiencia del sistema.

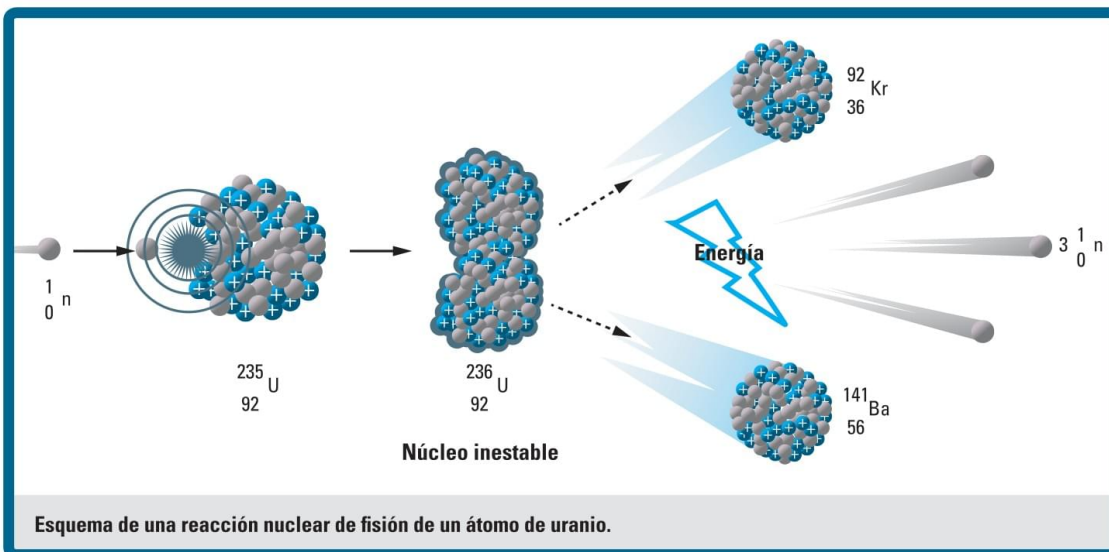
La configuración estándar para los ciclos combinados es 1 x 1, o sea una turbina de gas, una caldera y una turbina de vapor. En los sistemas más grandes, se incrementa la cantidad de turbinas de gas, pero con esto se aumenta en igual medida la cantidad de calderas, ya que debe ir una por cada turbina de gas. Como las turbinas de vapor se pueden producir en potencias muchos mayores que las de gas, por lo general, se cuenta con una sola o a lo sumo con dos. Otra variante es que las calderas, además de ser alimentadas por los gases de escape, utilicen la configuración denominada **fuego adicional**. En este caso, la caldera también utiliza algún combustible extra para aumentar la producción de vapor e instalar una turbina de vapor de mayor potencia. La configuración de la planta dependerá de varios facto-

En una central de ciclo combinado, se puede accionar una turbina de vapor de la mitad de la potencia de TG sin combustible extra.

res técnicos y económicos. La planta puede ser concebida desde el inicio como un ciclo combinado o puede ser una planta basada solo en turbinas de gas a la que se le adiciona la caldera y la turbina de vapor años después de estar en funcionamiento. Otra causa que afecta el rendimiento y la potencia útil del sistema es el clima. Cuanto más calor y humedad haya, menor será la potencia que pueda entregar. Por último, el condensador requiere una fuente de agua dulce constante para el enfriamiento del vapor, por lo que las generadoras se suelen instalar cerca de los ríos para aprovechar el cauce de agua. Cuando no se cuenta con este recurso, se utilizan aeroenfriadores, que son ventiladores gigantes que enfrían el vapor, pero estos consumen más energía que un condensador y ocupan una gran superficie, por lo que se hace más complejo el proyecto.



Esquema de una central de ciclo combinado.



Centrales nucleares

Las centrales nucleares son centrales térmicas basadas en turbinas de vapor, donde se reemplaza la caldera con un reactor nuclear. En el reactor nuclear la fuente de calor es un proceso denominado **fisión nuclear**.

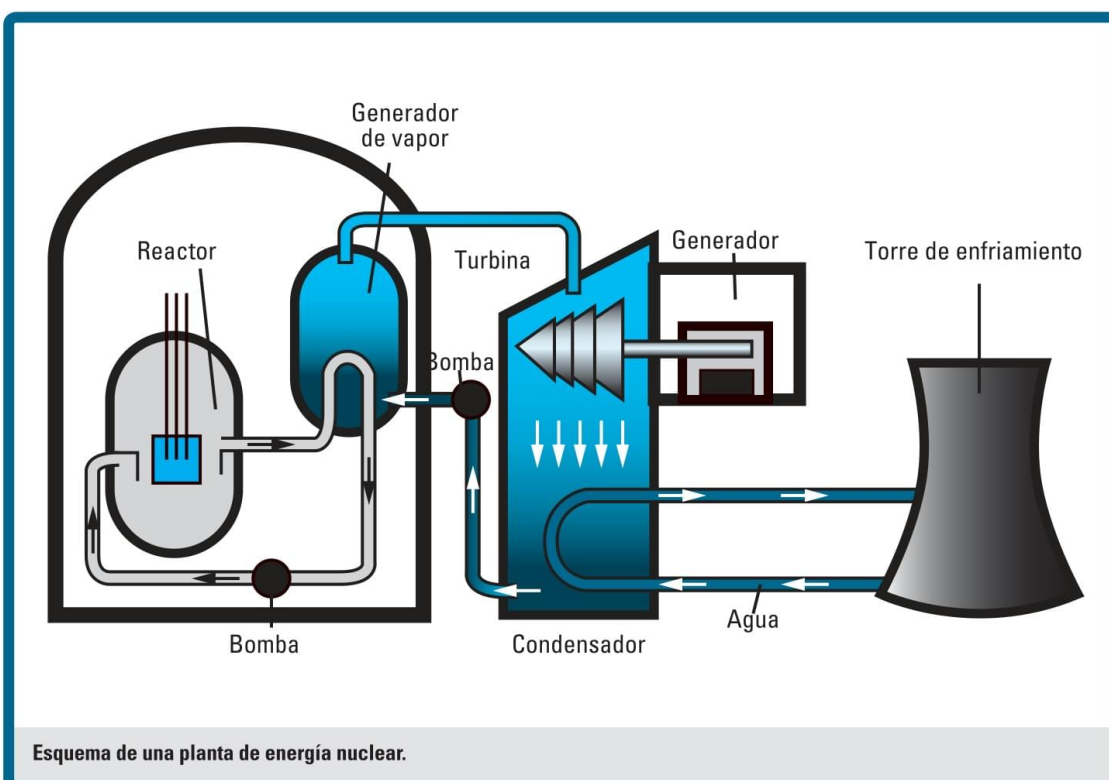
El combustible nuclear puede ser uranio 235 o plutonio 239 (el número indica la masa atómica). Estos elementos son **isótopos**, una variante particular de un elemento químico con una masa atómica distinta y, por lo general, no son estables.

En la fisión nuclear, el isótopo absorbe un neutrón que es generado en el reactor, y vuelve al átomo de uranio o plutonio altamente inestable. Así, logra que se separe en dos elementos distintos, que en el caso del uranio es bario y criptón. En la fisión del núcleo también se libera energía cinética, radiación gamma y neutrones libres. Estos neutrones pueden ser absorbidos por otros átomos fisionables,

que a su vez liberan más neutrones y, de esta forma, se produce una reacción en cadena.

Esta reacción en cadena es controlada limitando la cantidad de neutrones libres a través de moderadores de neutrones, como agua liviana (74,8 % de los reactores en el mundo), grafito sólido (20 % de los reactores) y agua pesada (5 % de los reactores).

Como ya mencionamos, el funcionamiento de la planta es básicamente el de una turbina de vapor. El proceso comienza en el reactor nuclear, un enorme recipiente presurizado construido en hormigón de mucho espesor para contener la radiación. El combustible en el reactor son pequeños pellets de uranio de unos 2,5 cm de largo y 5 mm de diámetro, colocados en un haz de varillas de gran longitud que se sumerge en agua; esta se calienta hasta producir vapor a muy alta presión.





El vapor producido por la fisión nuclear circula a un intercambiador de calor, que transmite el calor a través de grandes radiadores para generar el vapor que va a alimentar la turbina. Esto se hace para estar seguros de que el vapor con radiación no se escape y pueda contaminar la turbina u otros equipos. Existen también otros tipos de centrales nucleares denominadas **boiling water reactor** (reactor de agua en ebullición); en ellas, el vapor generado en el reactor entra directamente en la turbina.

En la actualidad, hay en funcionamiento más de 430 plantas nucleares en 31 países. Estas plantas producen el 11 % de la energía eléctrica consumida en todo el mundo. Estas plantas son denominadas **de base**, lo que significa que deben operar a potencia constante todo el año y solo se detienen para actividades de mantenimiento. Esto se debe a que las maniobras de parada y arranque son muy largas y costosas a diferencia de las de una turbina de gas.

Las centrales nucleares no producen gases de efecto invernadero durante su operación, pero los residuos nucleares son muy contaminantes.

Componentes de una central

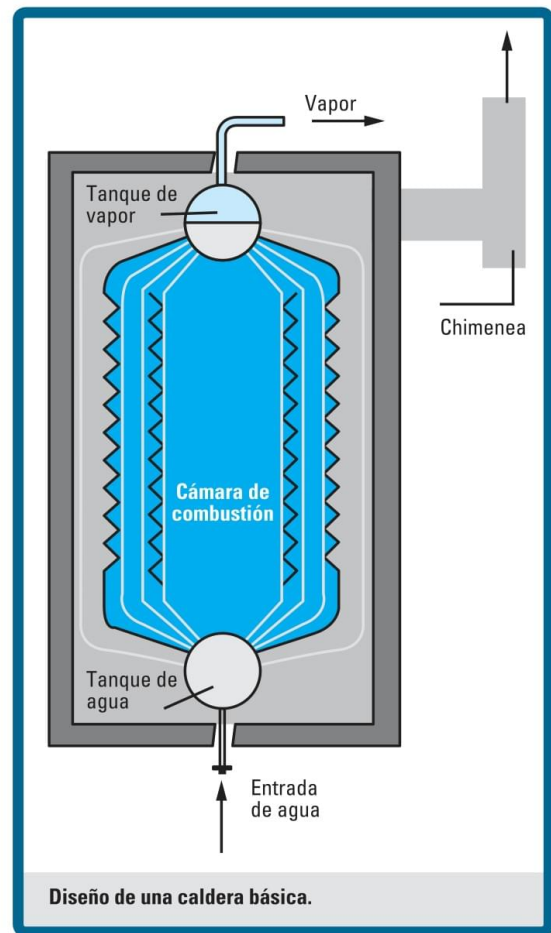
En las centrales de generación, además del conjunto turbina-generator, que se podría considerar el equipamiento más importante, existe una gran cantidad de equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la central.

Por ejemplo, en el caso de las centrales con turbinas de vapor, son necesarias la caldera, la planta de desmineralización del agua, las bombas para el transporte de agua, etcétera. Además de estos componentes, hay elementos que poseen todas las centrales, como bombas de aceite de refrigeración y lubricación, sistemas de monitoreo y control.

♦ **Caldera:** es el equipo que genera el vapor a la presión y temperatura requeridas por la turbina.

Este equipamiento es el más voluminoso en la planta junto con el condensador de agua. Puede tener 8 pisos de altura y 20 metros de ancho.

Una caldera básica está conformada por haces de tubos que forman sus paredes, por donde circula el agua; en el centro, está la cámara de combustión donde se quema el combustible, y el calor se transmite al agua hasta formar el vapor.



Posee dos tanques, uno en la parte inferior por donde recibe el agua que luego se distribuye a las cañerías, y otro en la parte superior donde se acumula el vapor para ser derivado a la turbina. La circulación del agua se logra a través de una bomba de mucha potencia.

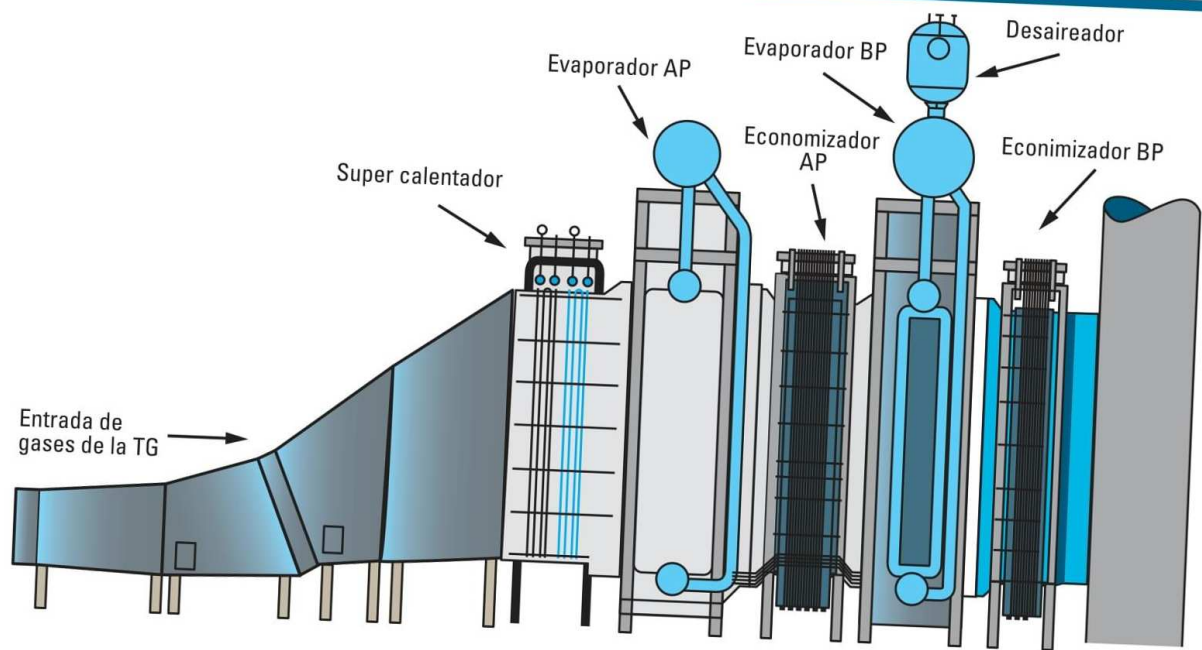
Las calderas de gran tamaño para turbinas de vapor cuentan con distintas secciones mediante las que se garantiza la temperatura y la presión del vapor. Para lograr la mayor eficiencia posible, es necesario que no posea una sola gota de agua líquida, ya que esto podría dañar los álabes de la turbina y, además, precalienta el agua y el aire para la combustión.

♦ **Condensador de vapor:** convierte el vapor que sale de la turbina en agua líquida, para ser bombeado a la caldera nuevamente. Debemos considerar que existen varios diseños de condensadores; siendo uno de los más utilizados es el intercambiador de calor de tubos carcasa. Por los tubos circula agua fría y, a través de ellos, circula el vapor. De esa manera se enfría y condensa, y es retirado por la válvula de salida.

El agua de refrigeración proviene de algún río o embalse, y la salida del agua de refrigeración vuelve a su fuente o, a veces, es enfriada utilizando aire a través de las torres de enfriamiento.

♦ **Sistemas de lubricación:** el sistema de bombeo de aceite tiene cuatro funciones principales.

Durante el arranque de la turbina debido al peso del eje, los rodamientos que lo sostienen están muy comprimidos como para funcionar correctamente. Por lo tanto, durante el arranque se debe inyectar aceite a los rodamientos



Caldera de recuperación de calor de un ciclo combinado.

para levantar un poco el eje y, de esta forma, empezar a rotar sin destruirlos.

Provee el aceite para que se enfríen los rodamientos durante la operación normal de la turbina y también entrega un medio para operar hidráulicamente la válvula de vapor de la turbina.

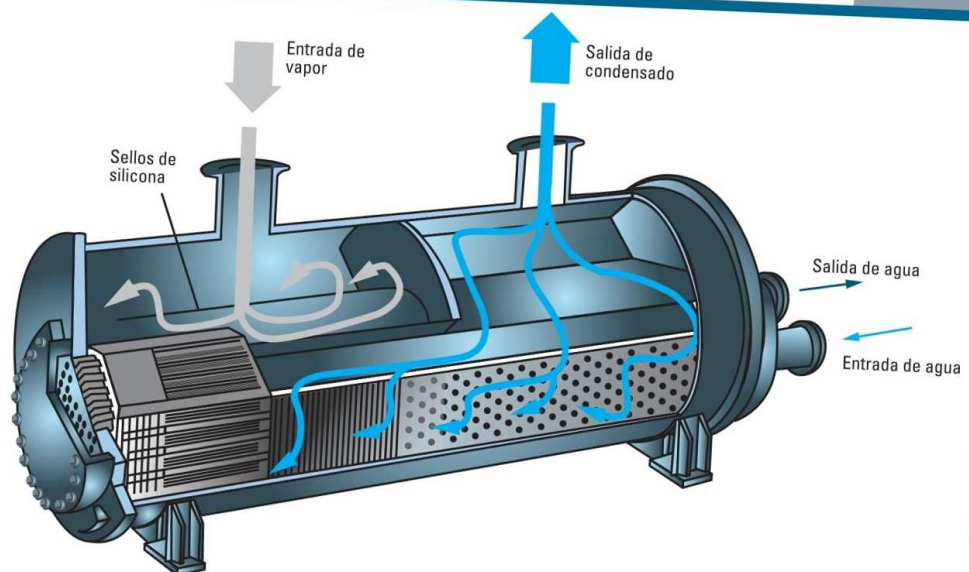
En las turbinas enfriadas con hidrógeno, provee el sello a través del aceite para impedir que se escape.

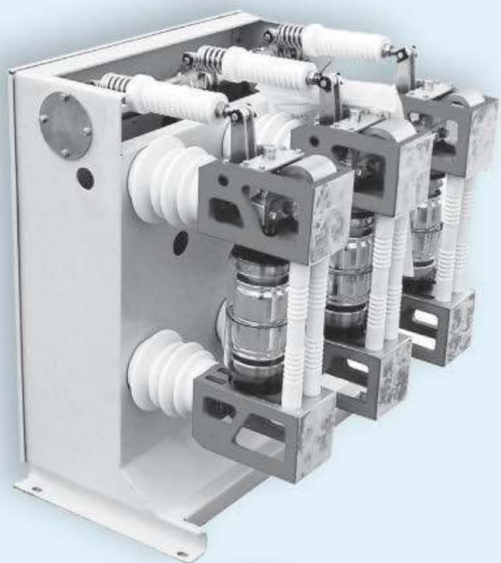
Debemos saber que el sistema de lubricación es considerado un servicio esencial en la operación, esto significa que se siempre se encuentra conectado a una unidad UPS en el caso de falla de suministro eléctrico; también se cuenta con un sistema de respaldo que funciona en paralelo en caso de alguna falla.

Componentes de una subestación

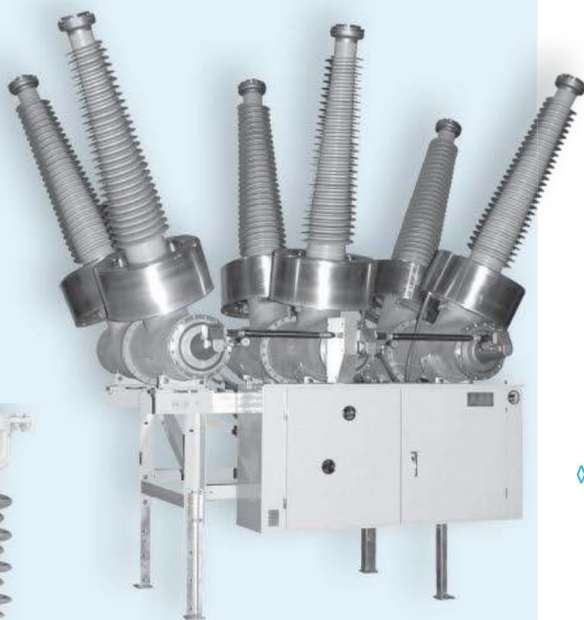
La generación de energía es solo una parte de la compleja empresa que es recibir la energía eléctrica. Además de la generación, está la necesidad de llevar la energía eléctrica a los usuarios y, para esto, es imprescindible la construcción de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión. Se podría decir que el elemento principal en las subestaciones son los transformadores, que elevan o disminuyen la tensión mediante inducción electromagnética. Para la transmisión de energía a grandes distancias, es necesario elevar la tensión de manera que la corriente que circule sea menor y, por lo tanto, disminuyan las pérdidas. Cuando se distribuye a los hogares, se debe disminuir la tensión por cuestiones de seguridad.

Condensador de casco y tubo.





Interruptor de media tensión.



Interruptor de alta tensión compacto con transformadores de corriente y tensión integrados.



Transformador de corriente para alta tensión.

Transformador de corriente para media tensión.



Entre los equipos que existen en las subestaciones podemos encontrar:

- ♦ **Interruptores:** su función es abrir un circuito eléctrico y, de esta manera, evitar que circule corriente. Un interruptor puede ser algo tan simple como una llave de luz o una llave termomagnética en nuestros hogares, o equipos altamente complejos y de gran tamaño utilizados para altas tensiones. Más allá de donde se los utilice, se podría decir que el principio de funcionamiento es el mismo: son dos contactos presionados entre sí que pueden separarse mediante algún dispositivo, ya sea en forma manual, como una llave de luz, o en forma automática debido a un cortocircuito o una falla detectados por algún dispositivo que activa la apertura accionando resortes que separan los contactos. En el caso de los interruptores de media y alta tensión, su diseño se vuelve increíblemente complejo. Las elevadas tensiones y corrientes que manejan hacen que la maniobra de apertura produzca arcos eléctricos, que originan daños y pueden destruir completamente un equipo. Existen varias tecnologías y modelos en la manufactura de interruptores, pero el principio básico consiste en encapsular los contactos y el mecanismo que lo acciona en un recipiente hermético que puede estar al vacío o con un gas aislante llamado **hexafluoruro de azufre**. Con esto, combinado a una apertura rápida de los contactos a través de mecanismos de resortes, se logra diseminar el arco eléctrico en la apertura.
- ♦ **Sistemas de comando y control:** se encargan del control de los interruptores en condiciones normales y de falla, monitoreo y medición.

La medición de la corriente y la tensión se realiza en varios puntos de la subestación con el fin de monitorear, para realizar la verificación del correcto funcionamiento del sistema y para la medición comercial, con la que se verifica la energía circulada (en MWh) para la facturación. Estas mediciones se hacen a través de transformadores de corrientes y tensión diseñados específicamente para esta tarea. La protección de los equipos de la subestación está a cargo de **relés electrónicos**. Estos equipos están constantemente midiendo la tensión y la corriente, y se los configura para detectar distintas fallas como puede ser un cortocircuito, sobre y baja tensión, cambios en la frecuencia, entre otras. Según la configuración cargada en el relé, este puede activar la apertura de un interruptor o enviar una alarma al centro de control de la subestación para despejar la falla. Debemos considerar que es posible accionar los interruptores y seccionadores de forma remota. Por lo general, estos equipos tienen pequeños motores eléctricos que activan los dispositivos de apertura, y se los cablea para poder accionarlos desde el centro de control que puede estar en la misma subestación o a kilómetros de distancia. Esto es necesario, por ejemplo, cuando se debe hacer un mantenimiento en una línea eléctrica que está conectada a esa subestación. Se puede cortar la energía de la misma de manera remota y no tener que ir a la subestación para realizarlo.



Generación distribuida

La forma de generación tradicional es la centralizada. Esto significa que tiene varias plantas de generación de gran potencia interconectadas a través de la red eléctrica para luego transmitir la electricidad a los centros de consumo (ciudades, industrias, etcétera) por medio de líneas eléctricas. Para minimizar las pérdidas, lo ideal es instalar las generadoras cerca del consumo, ya que cuanto menor sea la distancia, menores serán las pérdidas. Pero esto no es siempre posible; en el caso de las plantas a base de carbón, se las debe construir lo más alejado posible de las ciudades debido a la polución que generan, las centrales hidroeléctricas tienen su obvia restricción geográfica, y también se debe considerar el costo del terreno donde se va a instalar, que es más elevado cuanto más cerca está de las ciudades. Las redes de generación distribuidas se basan en pequeñas generaciones en los mismos centros de consumo, de esta manera se ahorran grandes transformadores y líneas eléctricas, ya que se inyecta la energía en forma directa en la red eléctrica de una ciudad.

Este concepto está en auge en la actualidad sobre todo gracias a las energías renovables, que se han vuelto más económicas y accesibles.

En los últimos años, la idea de una red de generación distribuida está tomando mucho protagonismo y se hacen grandes esfuerzos e inversiones para su investigación y desarrollo.

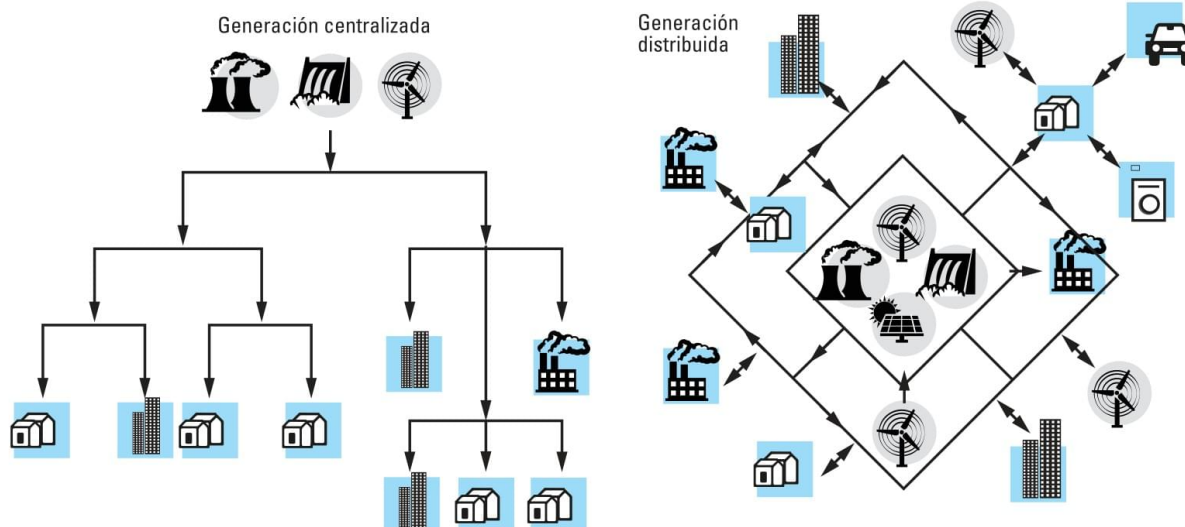
Hoy, la generación distribuida está dominada por la energía solar, ya que es la más simple de instalar y mantener. También se utilizan pequeños aerogeneradores, y en zonas rurales hay desarrollos para generar metano a partir de bio-

masa utilizando biodigestores para accionar generadores eléctricos de gas. Otra forma de generación que se encuentra en estudio es utilizando las baterías de los vehículos eléctricos. El problema de estos esquemas sigue siendo la intermitencia, ya que no podemos predecir con absoluta certeza cuándo va a haber viento o si va a haber nubes; en el caso de la solar, los picos de generación de energía no se dan durante los picos de consumo.

Una de las claves a futuro en este esquema de generación es la acumulación de energía. En un esquema de gran cantidad de energías renovables intermitentes, como solar y eólica, se dan momentos en que la generación excede la demanda, y ese exceso de energía se pierde debido a que todavía no existe una tecnología de baterías que sea capaz de acumular esas cantidades de manera.

Otro desarrollo que se está buscando implementar en la generación distribuida es la integración con los vehículos eléctricos. Considerando que la mayoría de los vehículos están estacionados el 90 % del tiempo de vida, al permanecer conectados a la red eléctrica se podrían aprovechar sus baterías para entregar electricidad en los picos de consumo y se cargarían a la noche cuando la demanda es baja. Es uno de los conceptos que integran la generación distribuida y que podrá ser posible cuando la mayoría de los vehículos que circulen sean eléctricos.

En la actualidad, este tipo de generación es muy utilizado en EE. UU. y Europa, donde se paga la energía a las personas que posean pequeños generadores. En el caso de Europa, el 22 % de energía solar es del tipo residencial, es decir, unos 2.415 MW para fines del 2013.



Esquema de generación distribuida.



TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Veremos los componentes necesarios para realizar la transmisión de la energía eléctrica y, de esta forma, entenderemos cómo viaja la energía.

Alguna vez, mientras viajamos por la ruta, todos hemos visto esas grandes estructuras que llevan conductores de una torre a otra. En general, sabemos qué función cumplen: transportan energía eléctrica, pero no conocemos en realidad cómo lo hacen.

¿Por qué son líneas de alta tensión? ¿No sería más simple llevar por el cable la tensión de uso común?

En los tendidos eléctricos que recorren varios kilómetros, los conductores, generan una resistencia que no se puede despreciar ya que, teniendo en cuenta la ley de Ohm, con igual tensión, a mayor resistencia, obtenemos menor intensidad. Para reducir la resistencia del conductor, es necesario incrementar su sección, hecho que sería inviable a nivel económico y físico, ya que el tendido eléctrico de alta tensión sería mucho más costoso y demasiado pesado.

Como sabemos que las estaciones de transformación (elevadoras, de distribución o reductoras) manejan una potencia determinada, y conociendo que la potencia es el producto entre la tensión y la intensidad, si utilizáramos la tensión de consumo para distribuirla directamente, tendríamos, por ejemplo, con un transformador de 5000 W y una tensión de 220 V:

$$\begin{aligned} P &= V \cdot I \\ 5.000 \text{ VA} &= 220 \text{ V} \cdot I \\ 5.000 \text{ VA} \div 220 \text{ V} &= I \\ 22,72 \text{ A} &= I \end{aligned}$$

Teniendo el mismo transformador de 5000 W, pero cambiando la tensión a un valor de media tensión, por ejemplo a unos 66.000 V, obtendríamos lo siguiente:

$$\begin{aligned} P &= V \cdot I \\ 5.000 \text{ VA} &= 66.000 \text{ V} \cdot I \\ 5.000 \text{ VA} \div 66.000 \text{ V} &= I \\ 0,075 \text{ A} &= I \end{aligned}$$

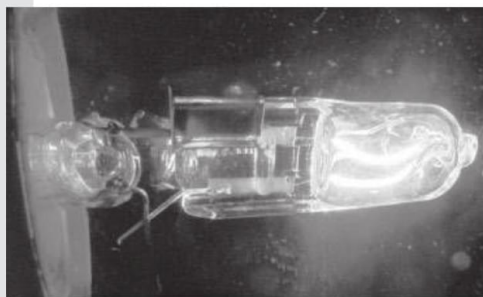
De esta forma, queda numérica y conceptualmente claro que, al elevar la tensión, se reduce la intensidad. De esta forma se obtienen valores que permiten reducir al máximo la sección del conductor de transmisión, y se reduce el **efecto Joule** en el conductor.

Efecto Joule

Es un fenómeno producido por la circulación desordenada de electrones a través de un conductor, que genera pérdidas de energía en forma de temperatura.

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t$$

Siendo I la intensidad, R la resistencia y t el tiempo. Se utiliza para determinar la energía disipada por un conductor por el que circula una corriente eléctrica.



En esta imagen podemos ver un ejemplo de cómo el efecto Joule se puede aprovechar en ciertas ocasiones para artefactos de calefacción o de iluminación.

La potencia de transmisión de la energía es constante, lo que permite la reducción de la intensidad por parte del conductor.



Componentes de las líneas de transmisión

Las **líneas de transmisión** están compuestas por torres, las mismas que nombramos arriba, que son los soportes para los conductores, encargados de transportar la energía.

Si analizamos en profundidad, observaremos que el sistema posee, entre el conductor y la torre, elementos llamados **aisladores**, ya que el conductor debe mantener una distancia dieléctrica de seguridad con la tierra. Los conductores son, en la mayoría de los casos, desnudos y deben tener características particulares, como son la baja resistencia eléctrica, una buena resistencia a los esfuerzos mecánicos y un costo accesible.

Estos conductores, por razones de economía y practicidad, son de aluminio con alma de acero. Poseen múltiples filamentos ya que esta composición es más liviana en contraste con conductores de cobre duro, por lo que resultan de $8,89 \text{ g/cm}^3$ contra $2,7 \text{ g/cm}^3$ en aleación de aluminio (sin tener en cuenta el alma de acero) y, al ser compuestos por filamentos otorgan una mejor resistencia a los esfuerzos y vibraciones.

Antes de realizar tareas en las líneas, es necesario eliminar la tensión en los conductores, por eso, en todas las torres se coloca un sistema de puesta a tierra.

Debido a la alta tensión, y la composición de los cables y sus magnitudes (sección y longitud), al desconectarse un tramo los conductores quedan cargados al igual que lo hace un capacitor. Por eso, en las torres se coloca un sistema de puesta a tierra con interruptor, para que sea posible descargar las líneas al seccionar tramos para mantenimiento, reparaciones o localización de desperfectos; esto evita accidentes por errores de maniobra y brinda seguridad. Este sistema será de una sección mínima de 25 mm^2 , y se buscará siempre el recorrido más corto para la descarga. Estas líneas también poseen elementos antivibratorios, clasificados en dos tipos: elementos **pasivos**, que contrarrestan los efectos negativos de las vibraciones en el resto de los elementos, y los **activos**, que evitan que las vibraciones alcancen magnitudes que pongan en serio riesgo a los componentes de la línea. Existen varios tipos: los neumáticos, de pesa y resorte, de palanca oscilante, etcétera.

Localización de fallas

La localización de fallas en el sistema de distribución se realiza mediante **prueba y error** lo que, muchas veces, puede ocasionar varios cortes en el servicio a un mismo usuario. Es deber de la empresa advertir al usuario la fecha y la franja horaria de las tareas de mantenimiento a fin de salvaguardar sus bienes.

Torres de alta tensión

Existen seis tipos de torres, ya que los requerimientos a la hora de transportar la energía no son físicamente constantes, como se verá a continuación. Son afectados por la dirección de la línea, otras infraestructuras (viales, férreas, telecomunicaciones o fluviales), el accionar de los fenómenos naturales, las características de los suelos, la distancia entre apoyo y apoyo, que actúan como condicionantes a la hora de proyectar estos sistemas.

Además, en épocas invernales, en zonas donde se producen heladas o nevadas, es necesario tomar en cuenta el esfuerzo adicional al que se someten tanto las torres como los mismos conductores al formarse una capa de hielo sobre las líneas.

El viento produce presiones transversales al sentido del conductor, por lo que es necesario considerar este factor al planificar el dimensionado y el diseño estructural de las torres y sus fundamentos.

Por lo general, estas torres son construidas en acero, con grandes estructuras reticuladas diseñadas especialmente para la función que cumplirán en el sistema de transmisión de la energía eléctrica, que consiste en dar un apoyo firme a los conductores a lo largo del recorrido.

Las torres de alineación se utilizan para mantener a una altura determinada el conductor en tramos rectos, dado que el peso propio de los conductores, la acción del viento, el hielo (según la zona) y la temperatura generan, sobre sí mismo y sobre las torres, esfuerzos mecánicos, por contracción al enfriarse y por dilatación al calentarse.

En la imagen se puede la forma en que el hielo se acumula sobre los conductores.

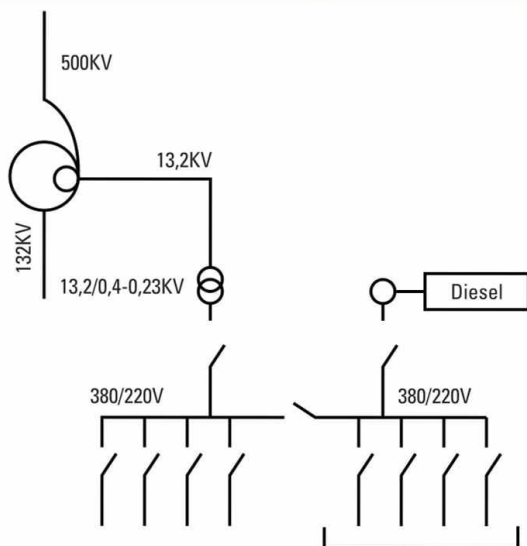


Ejemplo de torre de alineación, donde se ven los aisladores en cadena dando soporte en suspensión a la línea.

Ejemplo de torre de desvío, que utiliza aisladores en cadena y otra forma estructural para soportar el esfuerzo lateral del desvío.



Torre terminal cercana a una estación transformadora.



Detalle de fundamentos de las estructuras.

Las torres de desvío son aquellas que se diseñan para contemplar el cambio de dirección entre un tramo y otro de la línea de transmisión.

Las torres de retención tienen la función de evitar la destrucción total de la línea ante un evento no previsto que produzca la rotura de uno o varios conductores.

Las torres de cruce son utilizadas para los tramos en los que se presentan infraestructuras viales o de comunicaciones. Las torres terminales cumplen la función de fin o comienzo de línea con el correspondiente vínculo a la estación transformadora o generadora.

También existen las torres combinadas, que cumplen con más de una de las funciones de las torres ya mencionadas. El **vano**, distancia entre apoyo y apoyo (torres), está regulado según la zona en que se ubique. En las zonas urbanas, la distancia máxima es de 80 metros, mientras que en las zonas rurales no se establece un límite. Otro factor para tener en cuenta es la altura mínima libre entre el conductor y el suelo.

Tipo de zona	Alturas libres	
	66 KV	132 KV
Zona urbana	8,50 m	9,00 m
Zona rural	6,20 m - 7,20 m	7,00 m - 8,00 m

Borde de ruta o camino nacional o provincial a más de 15 m de la calzada.

Alturas libres entre el conductor y el suelo.

Como toda estructura, las torres también poseen fundamentos, con distintos requisitos según sean las condiciones del suelo del emplazamiento.

Los fundamentos más comunes se suelen ubicar con la cara superior del bloque de fundación, a 50 cm sobre el nivel del terreno, aunque existen excepciones. Por ejemplo, en caso de localizarse en terrenos rocosos, se ubica

Las torres y líneas deben dimensionarse evaluando las características de la zona tanto en su aspecto topográfico como climático.

al mismo nivel del terreno; en las cercanías de las laderas, es necesario apartarse de los taludes a la hora de realizar las excavaciones; en áreas inundables, se vuelve mucho más específico el análisis.

Aisladores

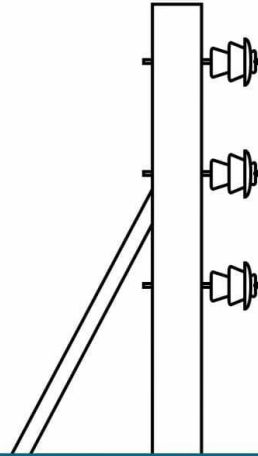
Estas torres, a su vez, para completar su propósito, tienen un accesorio llamado **aislador**, que permite sostener los conductores sin generar descargas o contactos a tierra, dejando que la energía circule por los conductores de torre a torre. Se utilizan dos tipos de aisladores: fijos y en cadena.

El aislador fijo tiene como característica no poder cambiar de dirección una vez montado. Es usado con mayor frecuencia en tendidos de baja tensión, ya que en estos los cables acompañan la forma ortogonal de la trama urbana sin necesidad de cambios de dirección en ángulo. Al contrario, el aislador en cadena, compuesto por varios módulos que dependen de la tensión transportada en el tramo y deben respetar las distancias dieléctricas, permite un cambio de dirección y puede colocarse en torres de alineación como tensores, dejando el conductor suspendido.

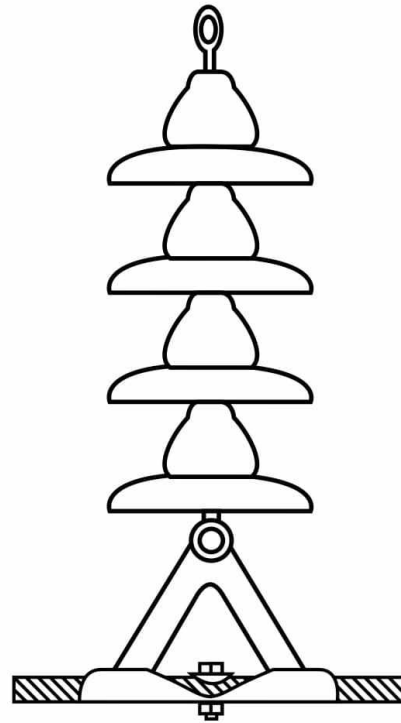
Según la tensión de transmisión, se usan más o menos unidades para conformar el aislador en cadena, como vemos:

- ♦ 30 KV – 2 elementos
- ♦ 60 KV – 4 elementos
- ♦ 130 KV – 8 elementos
- ♦ 150 KV – 9 elementos
- ♦ 220 KV – 14 elementos
- ♦ 5000 KV – 22 elementos

La forma y los materiales utilizados para la construcción de los aisladores se deben a las características dieléctricas de estos, a su capacidad de resistencia mecánica, y a la ventaja de no acumular partículas y agua en el caso

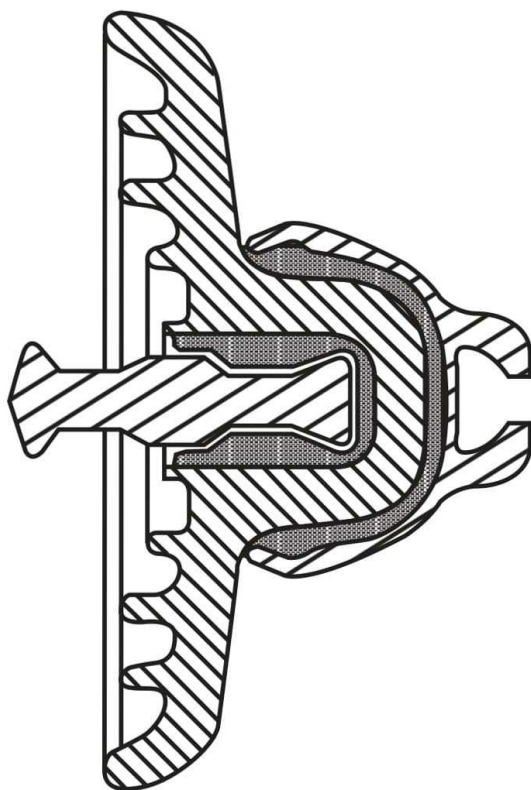


Aisladores fijos, montados sobre postes de baja tensión.

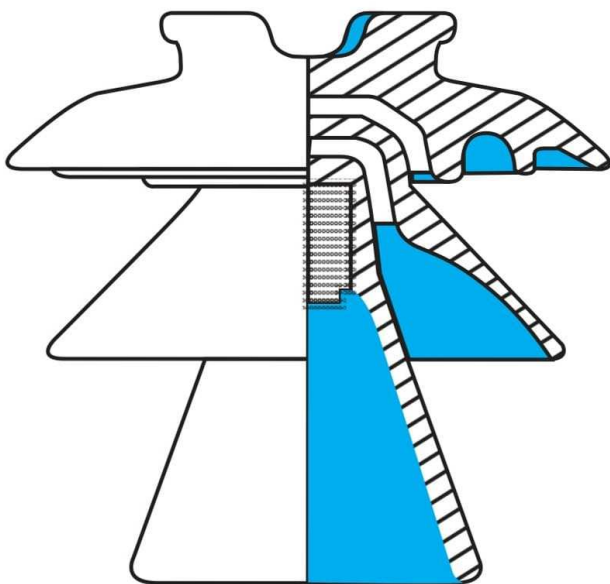


Aisladores en cadena, conectados a una torre de alta tensión.

Los materiales utilizados con mayor frecuencia para estos accesorios son: vidrio, porcelana y materiales sintéticos, por su capacidad dieléctrica.



Detalle de aislador fijo.



Corte y detalle de aislador en cadena.

de verse sometidos a lluvias. Estos aisladores se pueden construir en vidrio o en porcelana, y cada opción tiene sus particularidades.

En los aisladores de porcelana, es fundamental la presencia del esmaltado superior que deja la superficie totalmente lisa, ya que de otra forma la porcelana permitiría el depósito de partículas en la superficie de la campana, lo que puede llevar a que se produzcan fallas. Este esmalte debe tener un coeficiente de dilatación próximo al de la porcelana para que, en el futuro, no se originen grietas que perjudiquen las propiedades de los elementos.

Los aisladores de vidrio tienen la ventaja de no requerir esmaltado ya que su superficie queda totalmente lisa durante su fabricación, al aplicarse tratamientos térmicos, como el templado (para alta tensión) o recocido (media y baja tensión), que aumentan su resistencia a los esfuerzos mecánicos. Otra ventaja reside en que el coeficiente de dilatación del vidrio es cercano al coeficiente del acero lo que permite que las piezas trabajen como un conjunto.

Por todo esto, resulta nulo el efecto del paso del tiempo en las piezas vítreas; las fallas en estos sistemas se dan por sus partes metálicas.

Estaciones transformadoras

Las **estaciones transformadoras** son el conjunto de instalaciones más importante en la transmisión de la energía.

Los sistemas de transporte de alta tensión, contienen las siguientes estaciones de transformación de energía, usadas para mantener la energía de transporte, elevarla o reducirla. Inmediatamente después de la generación de la energía, esta se dirige a una estación elevadora donde se transforma en alta tensión, considerando como alta tensión a partir de 132 KV (en Argentina se transmite en 500 KV, 220 KV y 132 KV, mientras que en otros países, como Canadá y Estados Unidos, llega a 765 KV), para poder iniciar con la transmisión por las líneas.

En la Argentina se transmite en 500 KV, 220 KV y 132 KV, mientras que en otros países, como Canadá y Estados Unidos, llega a 765 KV, para poder iniciar con la transmisión por las líneas.

A su vez, las estaciones de interconexión permiten la conexión entre distintas líneas de transporte en alta tensión. Llegando cerca de las zonas de distribución, las estaciones transformadoras son las encargadas de reducir la tensión a un valor de distribución en media tensión (entre los 6 KV y los 66 KV); asimismo, estas estaciones están interconectadas por estaciones de distribución.

Luego de las estaciones transformadoras, se realiza la conexión a casetas transformadoras que reducen la tensión a tensiones de consumo (380 v y 220 v).

Composición de una estación transformadora

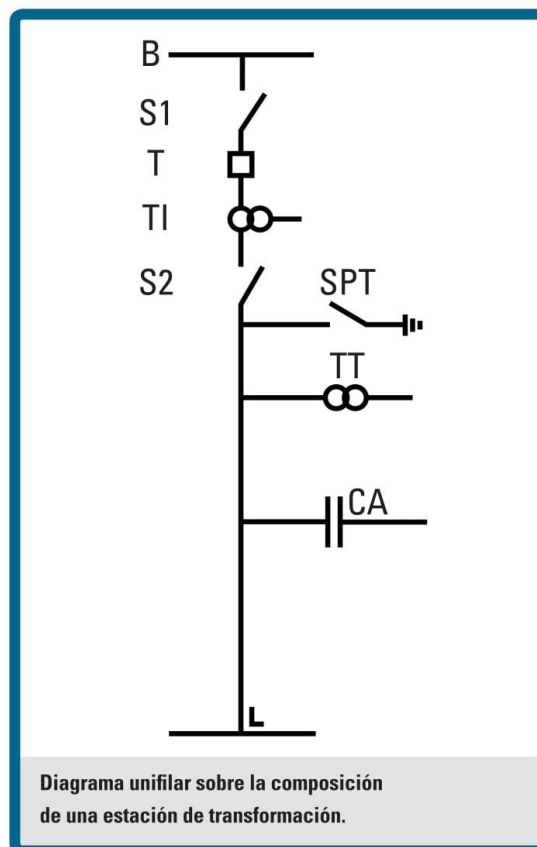
La composición de una estación transformadora se puede dividir en dos subsistemas que permiten tanto las conversiones de tensión como el mantenimiento de la estación transformadora y sus componentes, evitando todo riesgo para el operario al conservar una tensión de maniobra menor a la tensión de transporte.

Una estación transformadora se divide en un subsistema para convertir la tensión y otro para el mantenimiento.

Los circuitos principales están encargados del manejo de la potencia y trabajan siempre en media o alta tensión, ya que producen que estas se transformen o se distribuyan. Los circuitos secundarios y de maniobra son los circuitos donde se realizan mediciones, comandos, protecciones, etcétera.

En la imagen adjunta, se puede ver un diagrama unifilar de la composición de una estación transformadora.

B es la barra de conexión en la estación transformadora; se coloca un seccionador **S1**, que es un elemento mecánico que garantiza una distancia segura y cumple la función de seccionador de barra con el resto del sistema, siempre es tripolar. Luego de esto se instala el transformador **T**, encargado de reducir la tensión. En el caso de que no sea una estación transformadora, puede colocarse un interruptor; luego se conecta un transformador de intensidad, **TI**, utilizado para controlar la intensidad después de la transformación, ya que este otorga un valor proporcional al de la línea, para lograr menor exigencia en el instrumento utilizado para la medición. El secciona-



dor **S₂** cumple la misma función que el **S₁**, permitiendo la total separación del transformador para su reparación, cambio o mantenimiento.

El seccionador de puesta a tierra **SPT**, predeterminadamente se encarga de conectar parte del circuito a tierra.

El capacitor de acoplamiento **CA** tiene como objetivo acoplar las señales de comunicaciones que puedan interferir en las líneas, luego vemos que la línea **L** sigue su recorrido.

Tensiones en corriente continua

Las tensiones en corriente continua utilizadas en las estaciones son 220 V, 110 V, 48 V o 24 V, siempre buscando la mejor opción para la función por cumplir.

Las tensiones de 220 V y 110 V son utilizadas con frecuencia para apertura y cierre, control e indicaciones, iluminación de emergencia.

Las tensiones menores (48 V y 24 V) son utilizadas generalmente para telecomando y telefonía.

Bancos de baterías

Existen varios tipos de baterías, según la aplicación:

- ◆ En plomo-ácido:
- ◆ Placas planas



- ◆ Celdas tubulares
- ◆ Celdas plante

Las baterías de placas planas son las más económicas, ya que duran de 5 a 10 años en sistemas de emergencia; son del tipo que se utiliza en la industria automotriz, elegidas por su bajo costo, con una duración en el vehículo de dos años. Las de celdas tubulares soportan servicios en estaciones eléctricas, se considera un bajo costo inicial y una duración de 10 años, aunque, por la importancia del servicio, se justifica incrementar este costo eligiendo otra clase de batería. Otro tipo, siempre en referencia a baterías de plomo-ácido, son las baterías de celdas plante, que tienen una duración de unos 25 años y soportan gran cantidad de ciclos de descarga; una desventaja es que no soportan grandes períodos descargadas.

Las baterías alcalinas del tipo níquel-cadmio/níquel-hierro poseen una gran capacidad de descarga, su duración es

de 25 años en adelante, y tienen como ventaja que pueden quedar desatendidas, ya que requieren poco mantenimiento y cuidados en ciclos de carga y descarga.

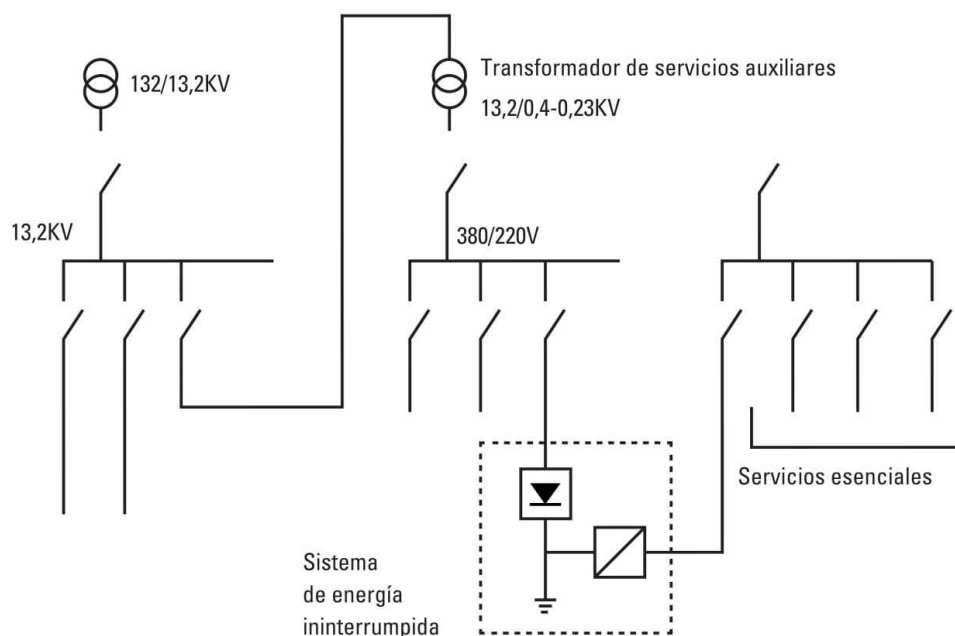
Las baterías de placas planas pueden ofrecer una duración de 5 a 10 años, cuando son utilizadas en sistemas de emergencia.

Servicios esenciales y sala de control

La baja tensión es obtenida mediante transformadores de media (13.2 kv) a baja. Estos sistemas se utilizan en: iluminación, tomacorrientes de playa, calefacción y fuerza motriz. Los servicios esenciales

son los encargados de mantener en condiciones óptimas de trabajo los elementos de la estación y comprenden: los cargadores de baterías, la regulación y la ventilación de los transformadores. De no ser

alimentados rápidamente estos servicios, se puede originar una situación crítica por sobrecalentamiento de los elementos y fallas en las cargas de baterías, lo que dejará inutilizadas las instalaciones.



Esquema de servicios auxiliares.

DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Para que los usuarios finales puedan utilizar la electricidad, esta debe llegar a ellos de manera confiable y con calidad de servicio. Para eso se construyen las redes de distribución.

La red de distribución debe planearse de modo de cubrir las necesidades de energía actuales y permitir un crecimiento del consumo por incorporación de nuevos clientes, por cambios tecnológicos y niveles de vida. Además de la capacidad actual y futura, la red de distribución debe cumplir con requerimientos de seguridad para preservar la vida de las personas y los animales tanto en una operación normal como ante eventos meteorológicos intensos. Asimismo, debe cumplir requisitos estrictos de calidad de energía (regulación de tensión, forma de onda, limitación de sobretensiones, etcétera).

Seguridad en redes de distribución

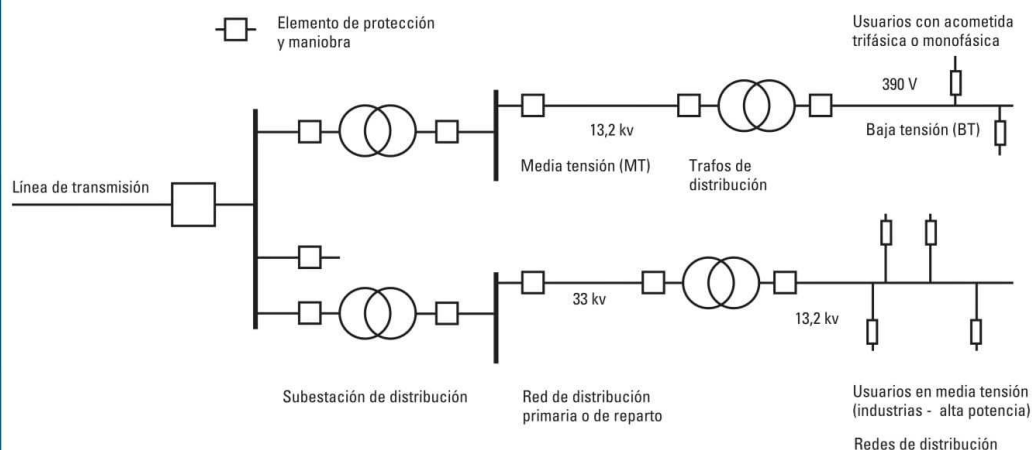
Las redes de distribución se construyen en las vías de comunicación y en el espacio público, y están sometidas a solicitaciones térmicas, mecánicas, de corrosión y meteorológicas. Se debe tener en cuenta:

- La capacidad de corriente de los conductores y la rigidez dieléctrica de las aislaciones.

- La resistencia mecánica de los soportes y los conductores, sometidos a esfuerzos estáticos y dinámicos (vientos, oscilaciones) e impulsos electrodinámicos (en cortocircuitos).
- Impedir el acceso a las partes que están bajo tensión.
- La desconexión ante cortocircuitos entre fases o a tierra.

Un punto fundamental para la seguridad es la adopción del régimen de neutro o esquema de conexión a tierra, TT, en distribuciones de BT.

Las redes de distribución sometidas a solicitaciones mecánicas y eléctricas deben garantizar la seguridad.



Esquema unifilar de red de distribución conectada a barras de una subestación.



Tipos de redes de distribución

En subestaciones alimentadas por líneas para transmitir, se reduce la tensión a valores compatibles para la red de distribución. Hay dos tipos de redes de distribución:

- ♦ **De reparto o redes de distribución primaria:** operan en media tensión, en general en tensiones iguales o inferiores a 33 kV y típicamente 13,2 kV en redes urbanas.
- ♦ **De distribución o distribución secundaria:** operan en baja tensión, típicamente 3 x 380 V y 220 V para distribuciones monofásicas.

Por su construcción, las redes de distribución pueden ser aéreas o subterráneas. Las redes aéreas tienen costo menor a las subterráneas, son de instalación mucho más rápida y más sencillas de reparar. Están más expuestas a vandalismo, cortes por caídas de árboles y otros eventos, además de la contaminación visual que producen.

En zonas urbanas de alta densidad de población, las ventajas estéticas y de seguridad de las redes subterráneas compensan sus costos más altos; además, algunos municipios obligan al soterramiento de las redes en determinadas zonas urbanas.

Topologías de red

En una **red radial**, desde un punto de alimentación se extienden cables en distintas direcciones desde los cuales se alimentan en paralelo los consumidores.

Ante un corte, los consumidores ubicados aguas abajo de la interrupción quedan sin servicio. El límite de longitud de la línea está determinado por la caída de tensión máxima tolerable en el extremo en los momentos de carga pico (normalmente un 3 %).

Son redes de fácil operación y de rápida localización de fallas, basta encontrar la primera sección sin tensión para ubicar el corte, si es que no se visualiza directamente la avería. (Página 19, esquema superior).

En una **red en anillo**, la línea recorre un anillo hasta el punto de alimentación. Ante un corte, es posible alimentar el anillo desde los dos extremos, por lo que puede levantarse rápidamente el servicio. Estas redes no están alimentadas en forma permanente desde los dos extremos, sino que un seccionador se mantiene abierto y se cierra para alimentar ante un corte. Esto facilita la operación, pues no hay transformadores en paralelo. (Página 19, esquema medio).

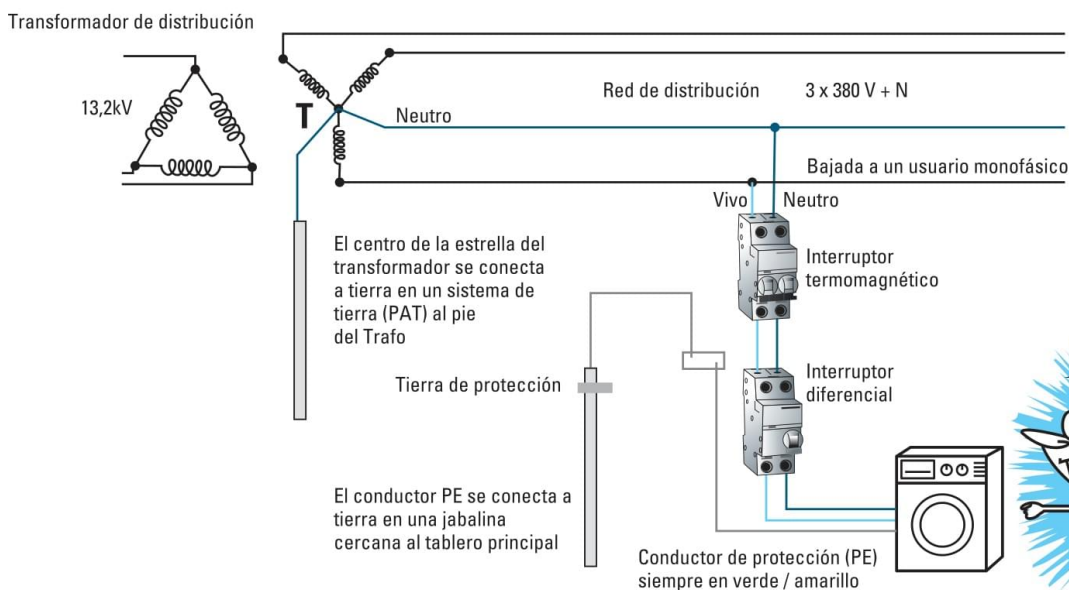
Una **red mallada** posee múltiples alimentadores, y los conductores de distribución forman una malla o retícula por la

Régimen de neutro

En alimentaciones de BT es obligatorio el **esquema de conexión a tierra (ECT)** denominado **TT**, en donde la primera **T** significa

que el centro de la estrella del transformador está conectado a tierra, y la segunda **T**, que las masas de las instalaciones se conectan

a tierra. Este esquema permite instalar disyuntores diferenciales en las instalaciones para cortar la tensión ante una falla de aislación.



Cuando falla una aislación, circula corriente a tierra que acciona el protector diferencial, que corta la tensión eléctrica, para proteger de un shock a las personas.

cual los usuarios pueden alimentarse desde varios transformadores; de esta manera, aumenta notoriamente el tiempo de regreso al servicio ante fallas. Tiene el inconveniente de ser una operación complicada y que exige monitoreo constante, sin el cual no es fácil encontrar el punto de corte. Para evitar el problema, la alimentación desde múltiples puntos puede no ser permanente, energizándose en caso de fallas las secciones sin averías. (esquema inferior).

Las redes malladas ofrecen gran confiabilidad de servicio al permitir energizarse desde más de un punto.

Al alimentarse desde varios transformadores, las redes malladas poseen mayores corrientes de cortocircuito que las alimentadas por un solo transformador, pues es mayor la potencia que se aporta al corto desde las distintas fuentes.

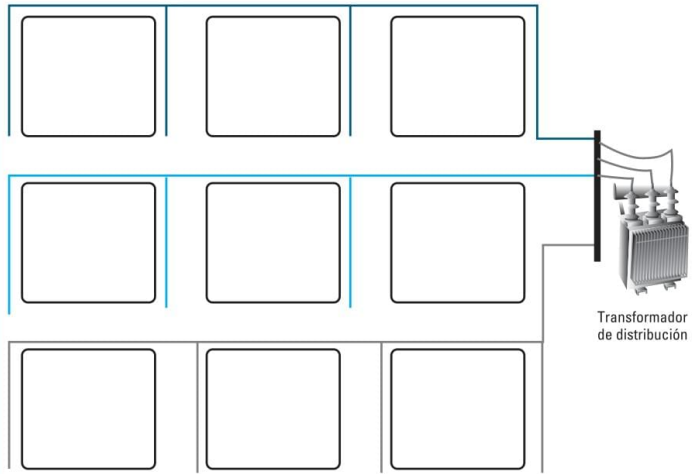
Elementos que constituyen las redes aéreas

Las redes aéreas se constituyen de diversos elementos, los que analizamos a continuación.

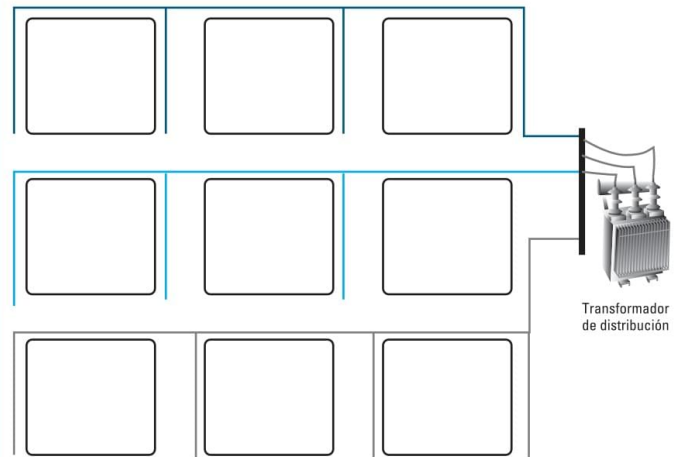
Están sostenidas por postes que pueden ser de madera, de hormigón o metálicos. La altura de los postes se elige para que la parte más baja de los cables tenga una altura mínima. En las calles, los conductores siempre deben superar los 5,60 m de altura, y en las rutas y avenidas los 6,60 m. En los cruces especiales (FF. CC., arroyos, etcétera), esas alturas se incrementan.

Los vanos entre postes suelen tener 30/40 m, pero se pueden extender hasta los 60 m. Siempre que haya un cruce de calles o uno especial, debe instalarse un poste de cada lado.

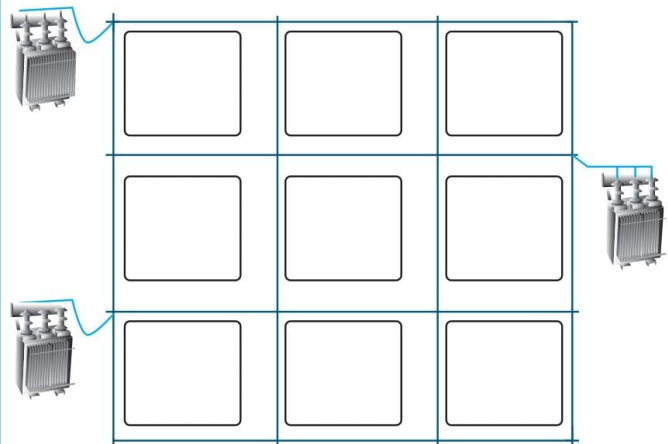
La distancia de la postación a las construcciones será la necesaria para que los conductores se separen más de 20 cm de las construcciones y, cuando existan carteles o anuncios energizados, las líneas pasarán a más de 1,20 m y no podrán quedar al alcance de la mano sin utilizar medios de acercamiento (por ejemplo, escaleras). Los conductores pueden atravesar árboles cuidando que las ramas no dañen las aislaciones. La madera que se utiliza en la Argentina es el eucalipto, de la llamada **saligna**. Este árbol crece muy rápido y su madera tiene buena resistencia mecánica, además, es un recurso renovable.



En una red radial se extienden secciones desde las barras de un transformador de distribución, en este caso, con secciones en derivación.



Tal como vemos en la imagen, ante una avería en A, se abre una sección.



Las redes malladas se alimentan desde varios nodos, con seccionadores que energizan la red desde diversos puntos y transformadores.



Las redes aéreas son poco estéticas, pero permiten reparaciones de averías en emergencia en poco tiempo.

Los postes se deben proteger contra la putrefacción producida por los hongos y el ataque de los insectos. Para ello, se los impregna con **creosota** o **CCA**. La creosota es un derivado del carbón de hulla, oleoso, muy poco soluble en agua, lo que impide que se lave con la humedad natural o las lluvias. El CCA es una mezcla de óxido de cromo que actúa como fijador de la impregnación, óxido de cobre que actúa como fungicida y pentóxido de arsénico que actúa como insecticida.

La impregnación se realiza en fábrica, en postes estacionados. Para impregnar, se utilizan condiciones de temperatura y presión controladas; luego, el poste se deja secar y reposar. Así se asegura que la albura (capas exteriores blandas de la madera) quede perfectamente impregnada.

La creosota está formada por una mezcla de sustancias, entre ellas el benzopireno, que superando cierta proporción podría ser cancerígeno.

Sobre el CCA, también existen alertas de seguridad, aunque aún no hay certeza acerca de si es peligroso para el ambiente o los seres vivos. Algo de CCA puede lixiviar, es decir, desprenderse del poste impregnado y transportarse naturalmente hacia las napas de agua. Por ello, el electricista de redes debe extremar las precauciones en la manipulación de maderas impregnadas, utilizando elementos de protección personal (EPP) y un buen lavado de manos con detergentes antes de comer o tocarse los ojos.

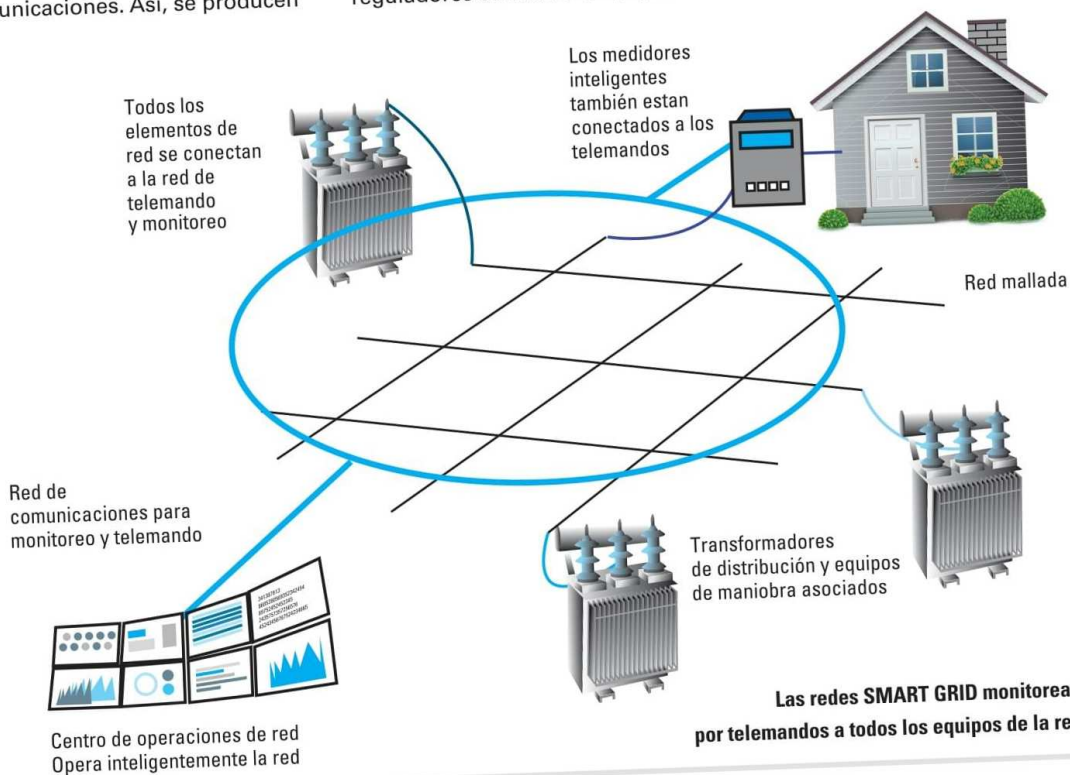
Es posible diferenciar a simple vista los postes creosotados de los tratados con CCA. Los primeros poseen un color oscuro, en tanto el CCA confiere un color verdoso a la madera. Los postes de hormigón son fabricados en moldes, con hormigón armado pretensado por procesos de vibración o

Redes smart grid

Un sistema informático controla los parámetros de red transmitidos desde su origen por un sistema de comunicaciones. Así, se producen

procesos constantes de telemando para operar: transformadores, seccionadores, protecciones, reguladores de tensión, equipos de

corrección del factor de potencia, y el acceso a la red de los usuarios; lo que mejora notablemente la calidad del servicio y reduce las pérdidas.





centrifugado. Poseen mayor resistencia mecánica que los postes de madera y se utilizan fundamentalmente en la red primaria de distribución.

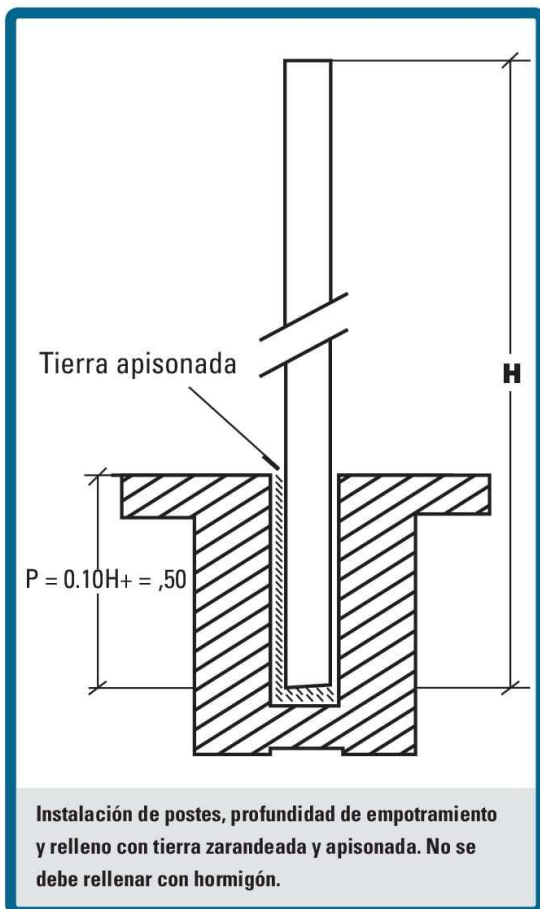
En algunos casos se utilizan columnas de acero. Si bien son normales para el alumbrado público, en redes de distribución no se las prefiere por la falta de aislamiento, que naturalmente sí ofrece la madera.

Empotramiento de postes

Los postes de madera se instalan directamente en hoyos realizados en la tierra. Una vez instalado el poste, se rellena el hoyo con la tierra extraída, zarandeada y luego apisonada. La profundidad del empotramiento (P) expresada en [m] debe ser igual o mayor a la siguiente fórmula:

$$P = (H / 10) + 0,60 \text{ m}$$

Donde H corresponde a la altura del poste expresada en metros. En terrenos blandos, se recomienda instalar los postes con dos crucetas largas de madera dura, una en la base del poste y otra a 1/3 de la profundidad de empotramiento. Si la presión sobre el terreno no supera ciertos valores indicados en normas de diseño, los postes de hormigón se pueden empotrar similarmente a los de madera.



Distribución

En general, los transformadores de distribución de redes aéreas con una potencia de unos 500 kVA se instalan sobre columnas de hormigón. Los objetivos de diseño y construcción son la seguridad y la confiabilidad. Es fácil observar qué parte está energizada con solo mirar la posición de los seccionadores. Las partes metálicas estructurales se deben conectar a tierra.

En instalaciones pesadas, para empotrar postes de hormigón y para todos los posteados metálicos, se utilizan fundaciones de hormigón, del estilo de zapata o troncocónicos. La profundidad de empotramiento será igual o mayor a 1/10 de la altura del poste.

Riendas para postes

En los puntos terminales de las redes o cambios importantes de dirección, se pueden instalar riendas (la acción de instalar riendas se denomina **arristrar**) a los postes para compensar el tiro de los cables. En un poste intermedio, el tiro de los cables es simétrico, es decir, el peso del cableado y los accesorios es igual a ambos lados del poste, por lo que se compensan mutuamente, lo que no sucede en los postes terminales o en los cambios de dirección importantes.

El arriestramiento puede hacerse con cables de acero sujetos a la cima, con un aislador en altura y pieza de anclaje en el terreno. La pieza de anclaje se denomina **tilla**, está sujeta al terreno por un "muerto" de hormigón o "ancla", y no se usa tensor (artefacto que permite regular la tensión) para evitar su manipulación por personas no autorizadas; el tensado es fijo y se realiza en el momento de la instalación. En lugar de riendas, a veces se utilizan postes inclinados tomapuntas como refuerzos.

Algunas normas de empresas no admiten riendas o postes tomapuntas, y se debe diseñar la postación con suficiente resistencia para los tiros asimétricos.

Podemos llevar a cabo el arriestramiento de los postes utilizando cables contruidos con acero.



Crucetas

Es una pieza transversal al poste instalada cerca de la cima, que se utiliza para separar los cables, o instalar transformadores y equipos de protección o maniobra. Las crucetas de madera deben ser impregnadas. Para postes de hormigón, se usan crucetas de este mismo material. En ocasiones, se utilizan perfiles metálicos.

En esta imagen podemos apreciar las crucetas en postes eléctricos.



Los aisladores se construyen en diferentes materiales, por ejemplo vidrio y cerámica.

Las corrientes admisibles de los conductores nunca deben ser superadas; así, las redes se mantienen seguras.

Aisladores

Están contruidos con materiales de alta rigidez dieléctrica para soportar partes bajo tensión y deben ser aptos para los esfuerzos mecánicos. En redes de BT y de MT son de apoyo rígido, sujetos a las crucetas en forma firme por medio de un perno de anclaje.

En general, son del tipo de campana o roldana. La forma del aislador es importante pues debe permitir que se escurra el agua y disminuya la conductividad superficial que se produce por acumulación de suciedad ambiente, aumentando el camino conductor por contorno.

Se fabrican en cerámica, vidrio, resinas epoxy cargadas con esteatitas (talcos minerales), y otros de materiales compuestos (poliamidas reforzadas). Estos dos últimos tipos de aisladores soportan mayor esfuerzo mecánico.

Conductores

Deben aguantar la temperatura de servicio y de cortocircuito y, además, soportar esfuerzos mecánicos estáticos (su propio peso) y dinámicos (acción del viento u otras oscilaciones), y en casos de climas muy fríos, el peso adicional derivado del hielo, que forma un manguito alrededor del conductor.

Además, los conductores preensamblados son más sencillos de instalar. Hay bipolares (redes monofásicas) y tetrapolares (redes trifásicas).

En general, los conductores preensamblados poseen unos 50 mm² de sección para el neutro. Por ser autoportantes y aislados, se instalan sin aisladores, con soportes de suspensión, que permiten oscilaciones de retención en inicio o fin de línea, o en cambios de dirección.

Cables preensamblados

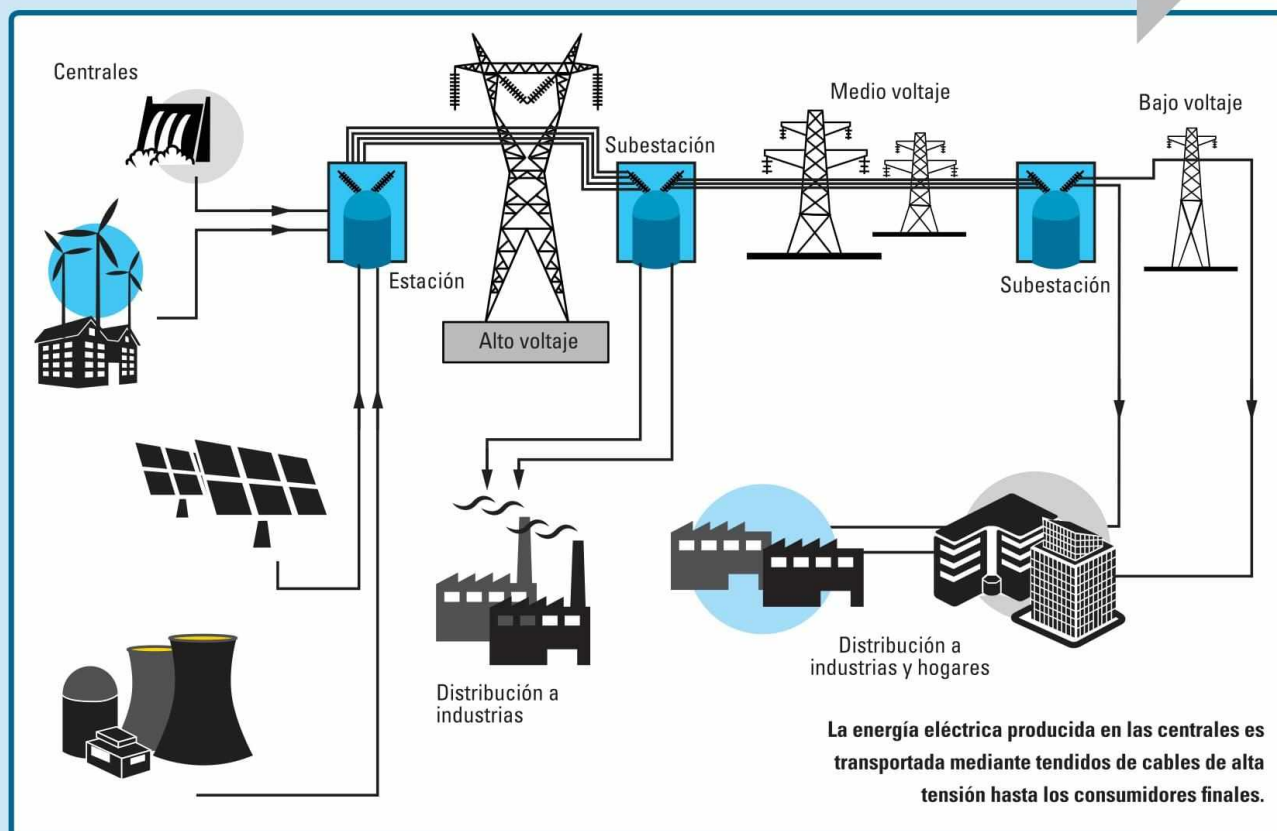
Son de instalación sencilla y rápida.

Se utilizan dos tipos de sujeciones: para tensar se usan **retenciones** que permiten ejercer fuerzas de tiro sobre los conjuntos de cables.

En los postes, entre las retenciones, los cables se cuelgan de herrajes, denominados **suspensiones**, que permiten movimientos acotados longitudinales y transversales del cable. Como portante, se utiliza el conductor neutro de 50 mm².

ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN

La red eléctrica transporta la energía gestionando las infraestructuras que componen la red de transporte y conectando las centrales que la generan con los puntos de distribución a los consumidores finales.



Red distribución subterránea



Red de distribución aérea



En esta imagen vemos el esquema de una red de distribución subterránea y aérea.

Línea de transporte

Una línea de transporte o línea de alta tensión es el medio físico utilizado para efectuar la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Se constituye por el elemento conductor (cables de cobre o aluminio), elementos de sustentación (torres de alta tensión) y medios de soporte del conductor (aisladores de disco y herrajes).



Bajada

Es el cable y los accesorios para llevar la energía hasta el consumidor (en BT). Se deriva de los cables de distribución con grapas o pinzas, inmediatamente se instala un fusible aéreo (en general 25 A para consumos residenciales), suspendido del mismo cable de bajada.

Debe ser de sección mínima y continua de 4 mm². En bajadas monofásicas, pueden instalarse cables de bajada concéntricos (coaxiales), que dificultan la posibilidad de conexiones fraudulentas. Estos cables descienden hasta un pilar de energía que consta de un caño de acometida con pipeta, el gabinete del medidor y, en su parte posterior, el gabinete del **tablero principal** (TP) del usuario, que debe instalarse a no más de 2 m del medidor.

En construcciones con muro frontal sobre la línea municipal, el medidor se instala en ese muro con su caño de acometida. La construcción del pilar y todos sus accesorios (gabinetes, caños) está a cargo del usuario. Los cables de salida del medidor constituyen la frontera de responsabilidades, a partir de ese punto el mantenimiento posterior estará a cargo del usuario.

Algunas distribuidoras instalan un **PIA** (pequeño interruptor termomagnético) junto al medidor, obviando el fusible. El PIA puede ser operado por el cliente desde una palanca

Bajadas al usuario

Los cables de bajada están sometidos a esfuerzos de arrancadura por ramas, rozamientos, etcétera. Deben tener suficiente resistencia mecánica a la tracción, y sus aislaciones resistirán la abrasión para no exponer partes bajo tensión. Los conjuntos preensamblados cumplen con estos requisitos, y los cables antihurtos evitan mayormente las conexiones clandestinas, que son peligrosas por su precariedad.

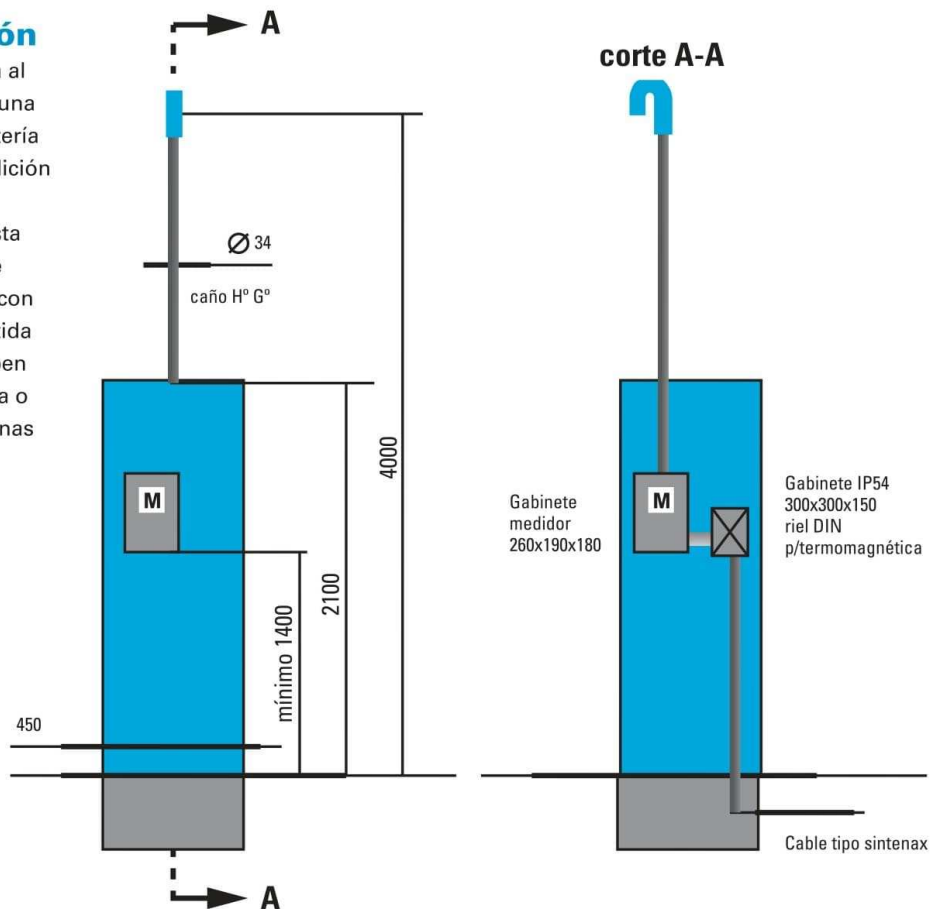
instalada en la tapa del gabinete de medición, y facilita la reconexión. Con fusibles aéreos se debe pedir el servicio a la empresa distribuidora.

Bajo el medidor se hince una jabalina para conectar secundariamente al neutro de red. La tierra de protección de la instalación del usuario debe separarse al menos 2 m de esa jabalina. En viviendas de propiedad horizontal, se instala un tablero general que contenga todos los medidores y los TP de las unidades funcionales.

Pilar de medición

El cable de bajada ingresa al domicilio del usuario por una construcción de mampostería que aloja el punto de medición y el tablero principal de la instalación del usuario. Esta construcción es el **pilar de medición**. Posee un caño con una pipeta para la acometida aérea, y los gabinetes deben impedir el ingreso de agua o el dedo de una mano a zonas energizadas.

Esquema típico de un pilar de medición. Las medidas y materiales pueden variar según normas que imponen las distribuidoras de energía eléctrica a sus clientes.



EN ESTA CLASE VEREMOS...

9

Los transformadores, sus principales características, su importancia y, también, los tipos de transformadores existentes.

En la clase anterior conocimos los distintos tipos de generación eléctrica, vimos valores típicos de generación, los tipos de centrales y los componentes de una central. También explicamos la necesidad de contar con líneas de transmisión de alta tensión, clasificamos por niveles de tensión los distintos tipos de estaciones transformadoras y entregamos una descripción de las líneas de transmisión, torres de alta tensión, aisladores y otros elementos importantes. Vimos además la necesidad de la distribución de la energía eléctrica, conocimos la red mallada y describimos sus componentes.

En esta clase describiremos los transformadores, veremos de qué forma trabajan y por qué es necesario contar con ellos dentro de la red eléctrica. Conoceremos los circuitos equivalentes y describiremos sus componentes. Analizaremos distintos tipos de pérdidas y de qué forma influyen en el trabajo del transformador. Para terminar, describiremos las clases de transformadores y sus principales características, clasificándolos por su tipo de construcción, por la cantidad de fases o por su uso.

Sumario

050 Fundamentos del transformador
Funcionamiento del transformador y su importancia en los sistemas eléctricos.

056 Materiales y comportamiento
Descripción de los principales componentes del transformador y su comportamiento.

066 Tipos de transformadores
Análisis de los tipos de transformadores que existen en el mercado.





FUNDAMENTOS DEL TRANSFORMADOR

En esta sección se presentarán los aspectos básicos para entender el funcionamiento del transformador y su importancia en los sistemas eléctricos industriales y de potencia.

En estas páginas analizaremos por qué el transformador es una de las máquinas eléctricas más utilizadas en el sistema eléctrico, así como también una de las más importantes, dado su uso y complejidad conforme a su crecimiento en tamaño y en potencia. Presentaremos también los materiales que intervienen en su construcción para conocer qué mantenimiento se puede realizar (siempre y cuando lo requiera) y saber cuáles suelen ser los motivos de falla que presentan durante su vida útil en servicio.

Fundamentos del transformador

Para comenzar, es importante explicar cómo trabaja el transformador, la necesidad de su uso e indicar su ubicación dentro de la red. Asimismo, debemos conocer las ecuaciones fundamentales y básicas que expliquen su funcionamiento. El **transformador**, dentro de las máquinas eléctricas que se utilizan en la industria eléctrica, es una máquina estática. Esto quiere decir que no presenta dentro de sus componentes principales alguna parte móvil, como es el caso del motor eléctrico.

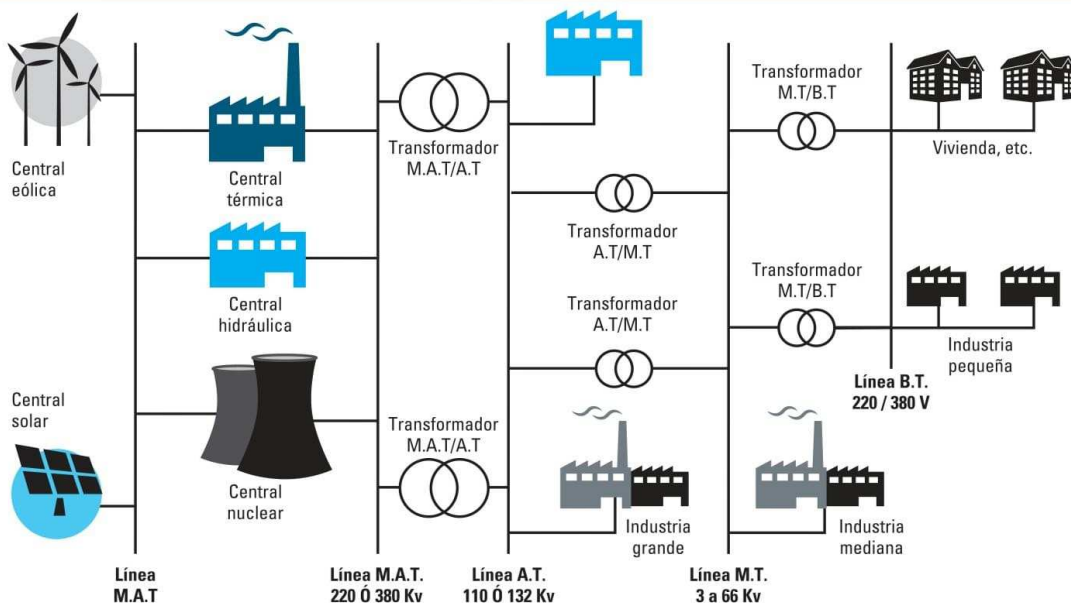
De acuerdo a lo visto en las clases anteriores, es una máquina que trabaja exclusivamente en corriente alterna, gracias a la ley de Faraday-Lenz.

Los transformadores son máquinas que transfieren potencia eléctrica utilizando fenómenos electromagnéticos. Esto significa que conectan dos lados de un circuito eléctrico sin que haya contacto galvánico entre ellos.

El principal uso de los transformadores consiste en unir circuitos con diferentes tensiones de trabajo, por lo que debemos conocer por qué es necesario este tipo de unión.

La energía eléctrica se origina en los generadores de las centrales eléctricas, donde la tensión máxima a la que pueden trabajar es entre 13 y 30 kV. Luego, la energía debe transmitirse (por lo general en distancias del orden de cientos de km), para lo que se debe elevar la tensión de manera de bajar la corriente que circula por las líneas de transmisión y disminuir las pérdidas que esta genera. Para esto se utiliza un transformador **elevador**, dado que elevará la tensión a la salida del generador hasta la tensión que se requiera para el transporte de la energía eléctrica. Sin embargo, esta tensión no se puede entregar directamente en una vivienda, por lo que se requerirá una serie de trans-

Esquema que muestra lugares posibles de utilización de transformador en el sistema eléctrico para unir circuitos de diferentes tensiones.



formadores **reductores** que disminuyan la tensión desde los valores para transmisión hasta los valores que las personas tienen disponibles en sus tomacorrientes.

De acuerdo con lo explicado antes, existen transformadores elevadores, que se alimentan desde un sistema de una tensión a otro de tensión mayor, y transformadores reductores, que se alimentan con una tensión determinada y se conectan a otro con una tensión menor.

Ahora bien, resta explicar cómo se produce este acoplamiento. Retomando lo expresado al inicio de este capítulo, el transformador acopla dos circuitos con tensiones diferentes y permite la transmisión de energía a potencia constante, lo que matemáticamente significa:

$$V1 * I1 = V2 * I2$$

Donde:

V1: es la tensión del lado 1 del transformador.
I1: es la corriente del lado 1 del transformador.
V2: es la tensión del lado 2 del transformador.
I2: es la corriente del lado 2 del transformador.

Ahora definamos el lado 1 y el lado 2 del transformador. El lado por donde se alimenta el transformador se denomina **primario**, mientras que el lado donde se conecta la carga se llama **secundario**. En el caso del transformador elevador, el lado de menor tensión es el primario, mientras que el lado de mayor tensión es el secundario. En el caso del transformador reductor, el lado de mayor tensión es el primario, y el lado de menor tensión, el secundario. De acuerdo con esto, llamaremos primario al lado 1 del transformador y secundario al lado 2. Volviendo a la fórmula anterior:

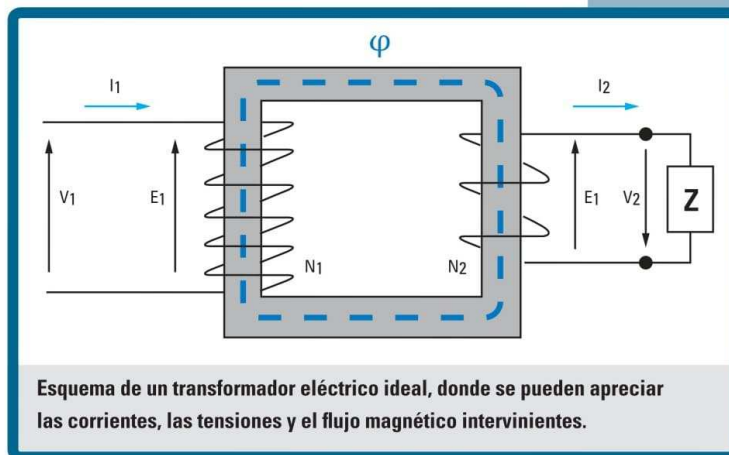
$$V1 * I1 = V2 * I2 \rightarrow \frac{V1}{V2} = \frac{I2}{I1} = k$$

Donde k se denomina **relación de transformación** y es uno de los parámetros principales del transformador. Si tenemos un transformador con tensiones nominales 220/110 V y una potencia nominal de 1100 W, podemos calcular las corrientes nominales.

$$220V * I1 = 1100W \rightarrow I1 = \frac{1100W}{220V} = 5Amp$$

$$k = \frac{220V}{110V} = 2 = \frac{I2}{I1} \rightarrow I2 = 5Amp * 2 = 10Amp$$

Ahora bien, estas ecuaciones están aplicadas para un transformador elevador. En el caso de un transformador reductor, la relación será inversa, y el valor k sería igual a 0,5. Por último, queda un análisis muy importante por hacer. El transformador está compuesto por dos bobinas (primaria y secundaria), que están montadas sobre un núcleo magnético.



En la imagen anterior, se observa cómo es el funcionamiento ideal y simplificado de un transformador. La tensión alterna V1 aplicada en el bobinado primario provocará la circulación de una corriente alterna I1, la que provocará un flujo magnético, que circulará por el núcleo magnético y será pulsante al ser generado por una corriente alterna. Este mismo flujo, por la ley de Faraday- Lenz, generará una fuerza electromotriz inducida E2 en el bobinado secundario. Al conectar una carga Z al secundario, se establecerá una corriente I2 que circulará por la carga. El mismo flujo magnético variable en el tiempo producirá también una fuerza electromotriz inducida en el bobinado primario. Por lo tanto, tendremos las siguientes expresiones aplicando la ley de Faraday-Lenz:

$$E1 = N1 * \frac{d\phi}{dt}$$

$$E2 = N2 * \frac{d\phi}{dt}$$

Donde N1 y N2 son la cantidad de espiras o vueltas de los bobinados primario y secundario, respectivamente. Ahora bien, las ecuaciones fundamentales de funcionamiento del transformador (y las que se usan como punto de partida para el diseño) son:

$$V1 = 4,44 * f * N1 * \phi$$

$$V2 = 4,44 * f * N2 * \phi$$

Donde:

f: es la frecuencia del sistema en Hz.

4,44: es una constante, cuyo valor proviene de la forma de onda senoidal que tiene la corriente alterna.

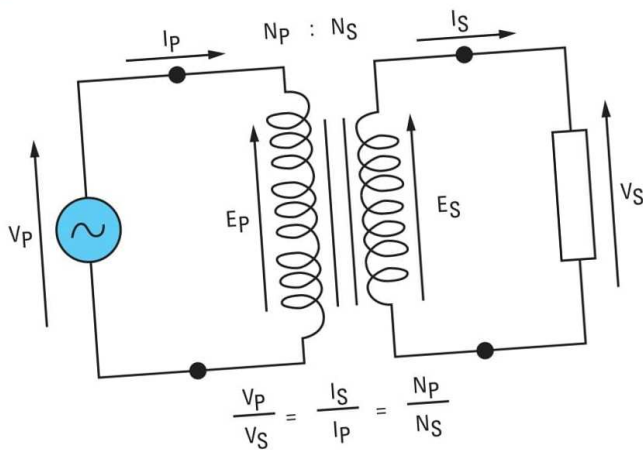
El transformador es el encargado de vincular dos sistemas eléctricos a distintas tensiones, sin contacto galvánico.



Operando se obtiene:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{4,44 * f * N_1 * \phi}{4,44 * f * N_2 * \phi} = \frac{N_1}{N_2} = k$$

De acuerdo con esto, es posible deducir que la relación de transformación del transformador es también igual a la relación de espiras (vueltas) entre el bobinado primario y el bobinado secundario.



Esquema de un transformador ideal, con todos los parámetros de tensiones y espiras junto a la fórmula de relación de transformación.

La corriente magnetizante es una corriente que estará presente siempre que el transformador esté funcionando y es la encargada de crear el campo magnético necesario para su funcionamiento.

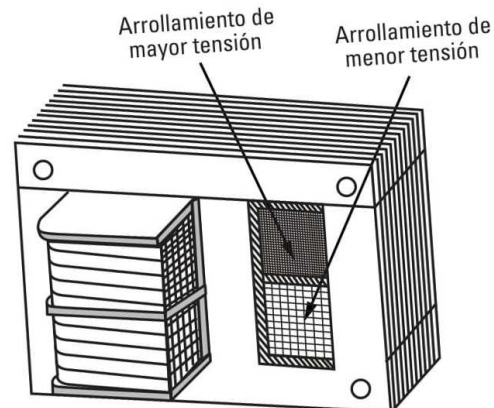
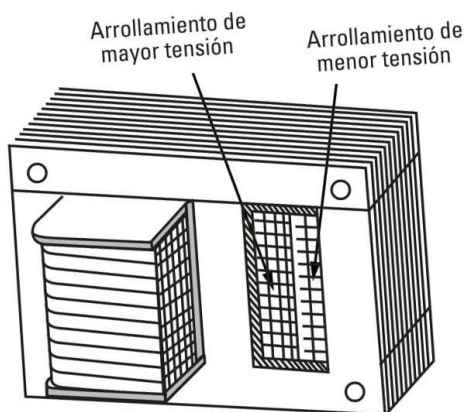
Circuito equivalente

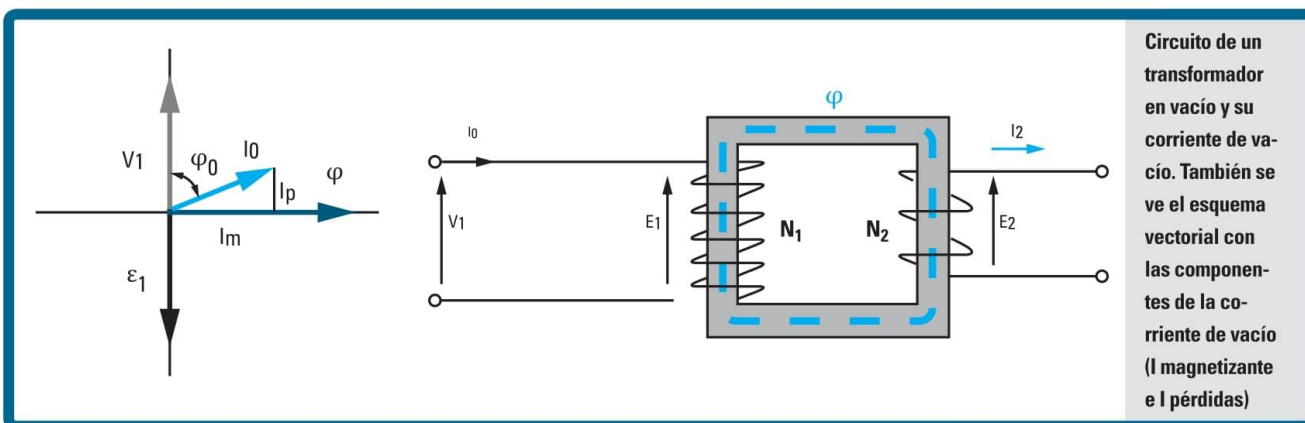
En el apartado anterior se analizaron las fórmulas elementales del transformador y el esquema del transformador ideal. En la realidad aparecen otros componentes que son esenciales para el funcionamiento de estas máquinas y, por lo tanto, deben ser analizados.

Al conectar un transformador por el lado primario, pero sin carga, no aparece corriente en el bobinado secundario, y se podría suponer que tampoco en el primario, aunque esto no es así. Este tipo de conexión se denomina "en vacío", y en esta configuración aparecerá una corriente solo en el primario, denominada "corriente de vacío o magnetización" y con un valor muy bajo (alrededor del 5 % de la corriente nominal en el primario). Esta corriente es la que necesita el transformador para generar el campo magnético en el núcleo y por ende las fem correspondientes.

Análisis de la relación de transformación

Al analizar la relación de transformación, se pueden sacar varias conclusiones. En el bobinado de mayor tensión (bobinado de alta tensión), la corriente será menor que en el bobinado de menor tensión (baja tensión), dado que se debe mantener la potencia constante. La cantidad de vueltas es proporcional a la tensión de trabajo de cada lado del transformador. Debido a que la corriente en el lado de menor tensión es mayor, el alambre o conductor de este bobinado tendrá menor sección y menos resistencia que el de mayor tensión.





Esta corriente podría considerarse como inductiva pura, es decir, atrasada 90° con respecto a la tensión, pero esto no es así ya que, en el núcleo magnético, hay pérdidas (que serán analizadas más adelante) y, por lo tanto, aparecerá una corriente resistiva en fase con la tensión.

Al conectar una carga en el secundario, aparecerá la corriente I_2 y la corriente I_1 junto a la corriente de vacío. En el comportamiento real del transformador, dado que las bobinas están hechas de cobre u otro material conductor, este indefectiblemente tendrá una resistencia como cualquier conductor y, por lo tanto, una caída resistiva por las pérdidas por efecto Joule, tanto en el bobinado primario como en el bobinado secundario.

En el establecimiento del campo magnético y tal como se determina en el desarrollo de la ley de Faraday-Lenz, todas las líneas de flujo que son cortadas por el conductor en el que se inducirá la fem se llaman **flujo concatenado**. En el caso del transformador ideal, se puede suponer que todo el flujo que circula por el núcleo magnético se concatena totalmente en cada una de las bobinas. En la realidad, se puede observar que hay flujo que se queda encerrado en cada una de las bobinas y, también, flujo que queda disperso en el interior del transformador, convirtiéndose en potencia reactiva de pérdida o reactancia de dispersión. Estas reactancias, primaria y secundaria, se determinan por las siguientes fórmulas:

$$L_{d1} = N_1 * \frac{d\phi_{d1}}{dt}$$

$$L_{d2} = N_2 * \frac{d\phi_{d2}}{dt}$$

Donde: L_{d1} y L_{d2} son los valores de inductancia de dispersión del bobinado primario y del bobinado secundario.

ϕ_{d1} y ϕ_{d2} son los flujos de dispersión del bobinado primario y del bobinado secundario.

A partir de los valores de inductancia de dispersión, se calculan los valores de las reactancias de dispersión.

$$X_1 = \omega * L_{d1}$$

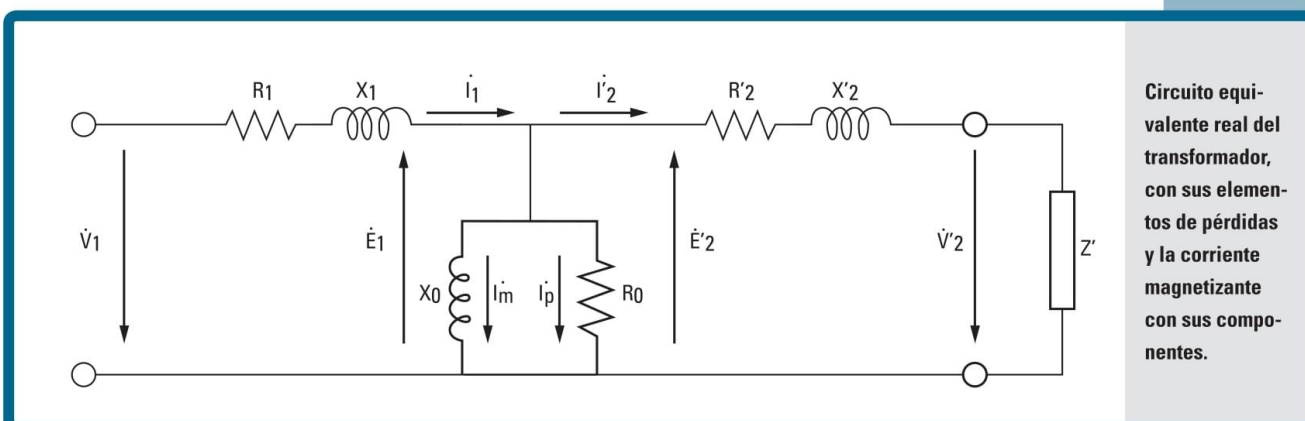
$$X_2 = \omega * L_{d2}$$

De esta manera, se puede armar el circuito equivalente del transformador, con las resistencias del conductor con el que están construidas las bobinas y las reactancias de dispersión de cada uno de los bobinados.

A partir de la imagen que vemos en la parte inferior de la página, se pueden establecer las ecuaciones de tensiones para ambos lados del transformador.

$$V_1 = E_1 + R_1 * I_1 + jX_1 * I_1$$

$$V_2 = E_2 + R_2 * I_2 + jX_2 * I_2$$





En las expresiones anteriores, se puede observar que en el secundario tendremos una tensión de vacío E_2 , pero que el transformador, al tomar carga y circular corriente por el secundario, presentará una tensión V_2 de menor valor por la caída de tensión interna en el transformador.

La ventaja de poder generar un circuito equivalente reside en la posibilidad de usar las fórmulas y leyes de la electrotecnia, que se han expuesto en las clases anteriores, al servicio del conocimiento de cómo se comporta un transformador (también se aplica a las otras máquinas eléctricas).

Siguiendo con la imagen inferior de la página anterior, se observa que los valores secundarios se presentan como E_2' ; I_2' ; R_2' y X_2' . Esta notación corresponde a que todos los valores secundarios son trasladados en forma matemática al primario, y los dos circuitos (primario y secundario), que se encuentran acoplados electromagnéticamente, se pueden resolver como un circuito eléctrico puro. Para realizar esto, lógicamente, se afecta cada uno de los valores secundarios por la relación de transformación.

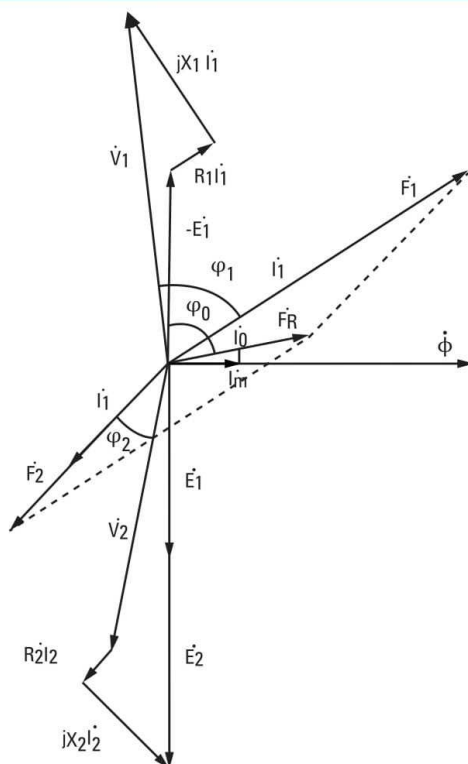
$$E_2' = E_2 \cdot k$$

$$I_2' = \frac{I_2}{k}$$

$$R_2' = k^2 \cdot R_2$$

$$X_2' = k^2 \cdot X_2$$

Diagrama fasorial en el que se aplican las ecuaciones de corrientes y las caídas de tensión en cada uno de los elementos internos del transformador.



El diagrama fasorial posibilita resolver de modo gráfico el circuito equivalente del transformador.

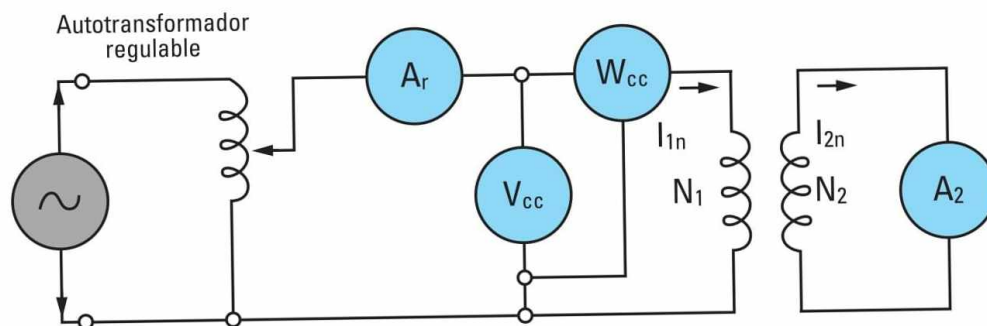
En el diagrama de la columna anterior, se puede comprender lo expresado hasta aquí en consonancia con el gráfico fasorial de las ecuaciones de Kirchhoff.

De acuerdo con lo analizado hasta acá, ¿cómo se conocen estos valores de impedancia? Existen dos posibilidades: el fabricante del transformador puede brindarnos este dato por medio de la placa de características del transformador, o lo calculamos por medio de ensayos.

Son dos los distintos ensayos para determinar estas impedancias. El primero es el ensayo en **vacío**. En este ensayo se deja el transformador sin carga y alimentado con la tensión nominal, por lo que únicamente circulará la corriente de vacío. A partir de esto se determina la potencia de pérdidas en la rama magnetizante y, es posible obtener la impedancia de magnetización (X_0 y R_0 en la imagen de la página anterior).

El segundo ensayo posible es el ensayo de **cortocircuito**, en el que se alimenta la menor tensión y se cortocircuita la mayor tensión. Se aumenta la tensión hasta que circule la corriente nominal. Con este ensayo, se determina la resistencia del cobre y la impedancia de dispersión.

La relación de transformación permite conocer la relación de vueltas entre el bobinado primario y el secundario, por lo que nos ayuda en el momento de construir un transformador.



$$P_{cc} = P_{cu}$$

$$R_{cc} = R_1 + R'_2$$

$$X_{cc} = X_{d1} + X'_{d2}$$

$$R^2_{cc} = R^2_{cc} + X^2_{cc}$$

$$Z_{cc} = \frac{U_{GG}}{I_1}$$

$$I_{cc} = \frac{U_2}{Z_{cc}}$$

$$I_{cc} = \frac{\frac{U_1}{k}}{\sqrt{R^2_{cc} + X^2_{cc}}}$$

$$\cos\varphi_{cc} = \frac{P_{cc}}{U_{GG} \cdot I_{1n}}$$

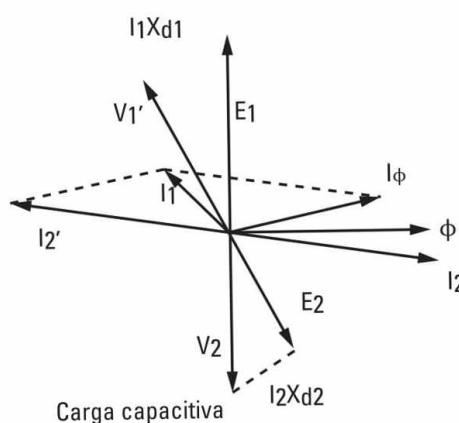
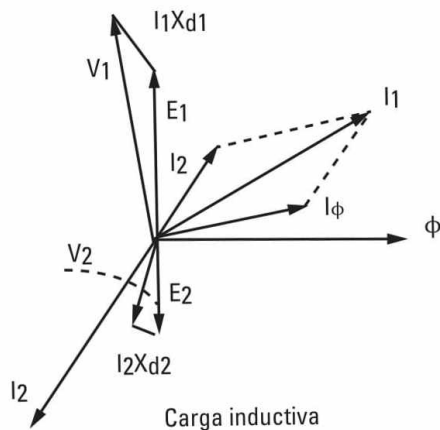
Circuito de prueba de ensayo en cortocircuito y fórmulas utilizadas para el cálculo de los parámetros internos del transformador a partir de los valores medidos.

Regulación de tensión

Como ya se explicó en esta clase, el transformador tiene una tensión para el estado de vacío, que al tomar carga, disminuye en sus bornes debido a la caída de tensión en la impedancia

interna del transformador. La regulación se expresa en % de la tensión secundaria nominal. El comportamiento de la regulación depende de la carga del transformador, dado que, con carga

inductiva, el comportamiento hace que la tensión disminuya con respecto a la de vacío, mientras que, si es capacitiva, la tensión en bornes aumenta con respecto a la de vacío.



Diagramas fasoriales que demuestran la variación del comportamiento de la tensión en bornes del transformador V2, de acuerdo con la carga por conectar.



MATERIALES Y COMPORTAMIENTO

Explicaremos, a continuación, los distintos componentes del transformador: núcleo magnético, bobinas, aceite aislante, cuba y sus accesorios (aislador, tanque de expansión, medidores de nivel).

En esta parte de la clase desarrollaremos lo referente a los componentes del transformador. Comenzaremos por su parte activa (núcleo y bobinas), para continuar luego con el medio aislante y refrigerante, como el aceite y la resina en el caso del transformador seco. Además, estudiaremos los detalles constructivos de la cuba y los accesorios más importantes. Analizaremos las causas y los elementos que provocan las pérdidas internas en el transformador, para saber cómo impactan y cómo se pueden mejorar. Por último, conoceremos la expresión para determinar el rendimiento del transformador y algunos valores característicos.

Componentes

Como sabemos, el transformador es una máquina estática, pero no por eso poco compleja. Dentro de él sufrirá sollicitaciones mecánicas (esfuerzos, vibraciones, etcétera), sollicitaciones térmicas y sollicitaciones electromagnéticas. A raíz de esto, se eligen y dimensionan con cuidado los materiales que lo compondrán.

El **núcleo magnético** es el encargado de dar un camino de circulación y baja reluctancia al paso del flujo magnético que se genera en el primario. Además, contiene físicamente los bobinados, para la generación del campo magnético y para la inducción de la tensión en el secundario o terciario.

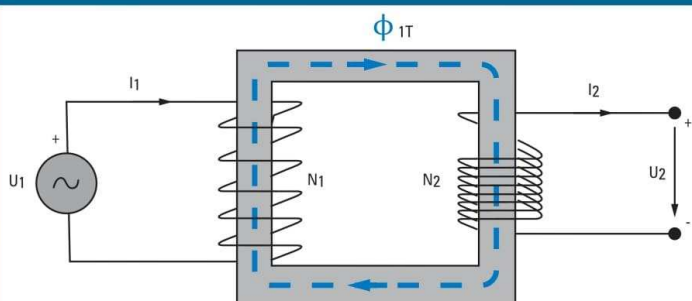


Ejemplos de núcleos con chapas apiladas de dos columnas (para transformadores monofásicos) y de tres columnas (para transformadores trifásicos).

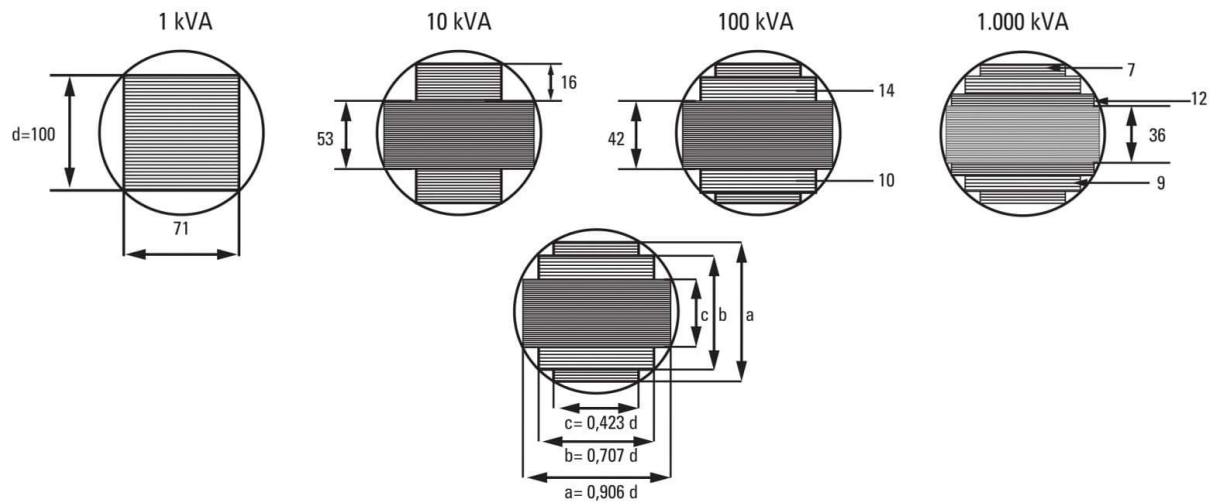
Este núcleo está fabricado de hierro al silicio, en láminas muy delgadas que se apilan de manera de poder formar una sección cuadrada, o aproximarse a una sección circular, de acuerdo con las necesidades y su diseño. Las láminas están aisladas entre sí por medio de un tratamiento químico llamado **carlite**, que forma una capa aislante muy fina entre chapa y chapa del núcleo.

Respecto de su construcción, podemos decir que sus partes son las columnas donde se alojan las bobinas, y las culatas o yugos, donde se unen las columnas de modo de formar un circuito magnético cerrado.

Según sea su disposición, los núcleos pueden ser acorazados o de columnas. Los primeros ofrecen un camino de retorno al flujo magnético de cada columna, mientras que los de columnas, en el caso de transformadores trifásicos, tienen su retorno dispersándose por el entorno del transformador. Obviamente, en la elección de uno u otro, entran en juego el tamaño de la máquina y el mayor o menor costo de la chapa magnética.



Esquema de un transformador, donde se aprecia el camino de circulación del flujo magnético. La sección del núcleo es la sección transversal a la figura que se muestra.

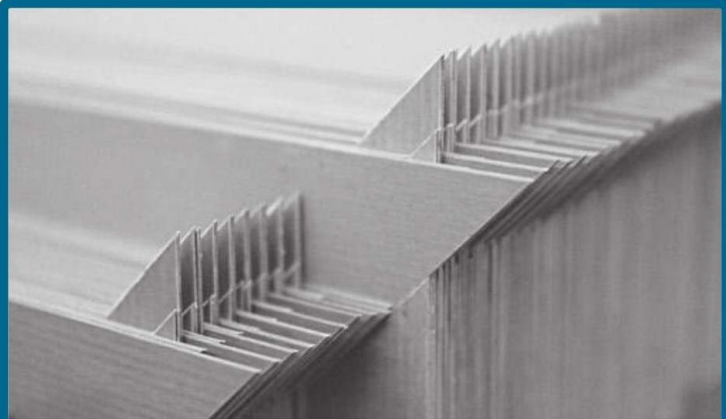


Diferentes disposiciones de chapas apiladas en núcleos magnéticos para distintos tamaños de transformadores según su potencia.

Si bien son necesarias ciertas maquinarias para la fabricación del transformador, casi todo se realiza por medio de un proceso manual. El núcleo es prácticamente el proceso más manual de todos, dado que en grandes transformadores se apila “chapa por chapa”.

Esta explicación se da por un aspecto muy importante en la fabricación del núcleo que es la juntura entre las columnas y el yugo. Una unión mal realizada en un núcleo hará que, para generar el campo magnético necesario, la corriente de magnetismo aumente, con el consecuente acrecentamiento de pérdidas en el núcleo y baja de rendimiento.

De acuerdo a la exigencia que tenga el núcleo en cuanto a corriente magnetizante, ruido, etcétera, se realizan distintos tipos de solapamiento en la juntura de las columnas con el yugo, y se le da mayor o menor complejidad en la construcción.



Lugar de juntura de los núcleos magnéticos entre las columnas y el yugo. Se puede observar el apilado del núcleo en forma de escalones, y la forma en que se presenta un solapamiento.

Aislación del núcleo

Al igual que todo el transformador, el núcleo magnético lleva en su construcción distintas piezas aislantes. Como ya se comentó, cada lámina de hierro silicio está aislada de las otras por un tratamiento químico. Sin embargo, el núcleo llevará piezas de hierro que actuarán como prensas para que no se deforme con los esfuerzos mecánicos propios del trabajo, lo que se logra aislando eléctricamente la chapa magnética de las piezas de prensado. También se deben aislar, a través de bujes de material aislante, las chapas del núcleo de cualquier perno que pase dentro de las columnas. Por último se colocan piezas aislantes entre las chapas para formar canales de aceite dentro del núcleo por motivos de refrigeración.

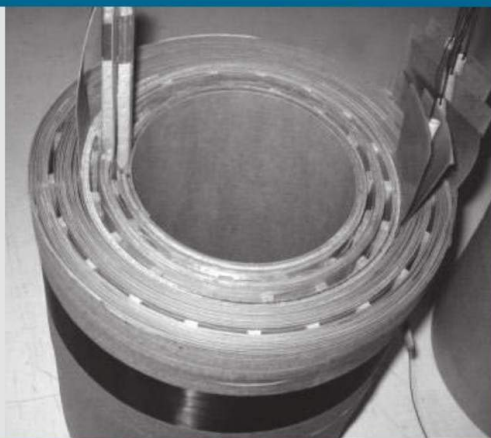


El núcleo armado lleva distintas piezas aislantes, de manera de formar un componente aislado con respecto a las piezas metálicas para fijación y prensado, y con canales para que el aceite aislante lo pueda refrigerar.



Planchuela de cobre aislada con cintas de papel en las máquinas de forrado. De acuerdo al porcentaje de solapamiento entre las diferentes tiras, se logra modificar el espesor final.

Bobinado de alta tensión y de baja tensión montados axialmente, junto a las aislaciones y canales formados para la circulación de aceite.



Montaje de bobinas y núcleo

Las bobinas se montan luego del proceso de bobinado en maquinarias especiales, para luego montar las bobinas correspondientes a la baja y la alta tensión juntas, y colocarles las aislaciones y piezas aislantes necesarias, formando un cilindro único. El conjunto que se genera se coloca en la columna correspondiente del núcleo magnético. Luego se procede a la ubicación del yugo superior y, de esa manera, se cierra el circuito magnético. Una vez terminado este proceso, se realiza el conexonado interno del conjunto de las bobinas y se preparan las salidas para las conexiones externas.



La imagen muestra el conjunto de bobinas montadas en las columnas del núcleo para el caso de un transformador trifásico, y se observan sus conexiones internas.

Las bobinas constituyen el circuito eléctrico del transformador, que es en parte el encargado de generar el campo magnético que se encarrilará por el núcleo.

Para transformadores de poca potencia, se utilizan alambres de cobre con aislación de barniz. En transformadores de potencia, se suelen usar planchuelas de cobre de sección rectangular, por lo general, forradas con cintas de papel aislante o cintas de Nomex.

Si la sección de un conductor debe ser grande por la corriente nominal a la que debe trabajar, o es sometido a grandes frecuencias, se suelen colocar varias planchuelas en paralelo aisladas entre sí, conformando una sola espira y haciendo una transposición periódica de la posición de estos cabos o planchuelas para que abracen el mismo flujo total.

En el bobinado, no solo se coloca aislación en las planchuelas o alambres que lo componen, sino también, de acuerdo al tamaño y grado de complejidad, se ubica una gran cantidad de aislaciones que pueden ser de papel, pressboard (cartón prensado) o madera estratificada, que cumplen las funciones de aislantes y, además, forman canales por los que circula el aceite. De esta manera, el aceite no solo cumple la función de aislante eléctrico, sino también refrigera los componentes activos del transformador, evitando las fallas internas por sobre elevación de la temperatura del papel o de las piezas aislantes.

En los transformadores de baja tensión, los bobinados suelen colocarse en forma de discos intercalados. En una columna de núcleo, se van intercalando discos del bobinado de alta y de baja de tensión, siempre con piezas aislantes entre cada parte de los bobinados, de manera de aislar las partes con diferentes potenciales y de formar canales de circulación de aceite.

En transformadores de tensiones mayores, se suelen colocar los bobinados de manera coaxial, de forma que los bobinados (de alta y baja tensión) son cilindros que se colocan uno dentro de otro. Se suelen situar sobre un núcleo con columna circular, se ubican piezas aislantes sobre la columna y, sobre ellos, se instala la bobina de baja tensión. Luego se coloca la bobina de alta tensión, con piezas aislantes entre medio de ambos bobinados, con el fin de permitir el paso de aceite entre estos, y entre la baja tensión y el núcleo.

Las bobinas de los transformadores son el elemento principal de la parte eléctrica del transformador, y su aislación es íntegramente de productos de celulosa.

Los aislantes son otro elemento fundamental del transformador, dado que se encargan de la rigidez dieléctrica entre partes sometidas a distintas tensiones o a partes de la máquina, conectados a tensión de tierra. Entre ellos, el más crítico es el aislante sólido (papel, piezas de madera, etcétera) ya que su daño es irreversible, por lo tanto, produce la salida de servicio del transformador, y será necesario desarmarlo para su reparación. En otras palabras, la vida del transformador se puede definir como la vida del aislante sólido.

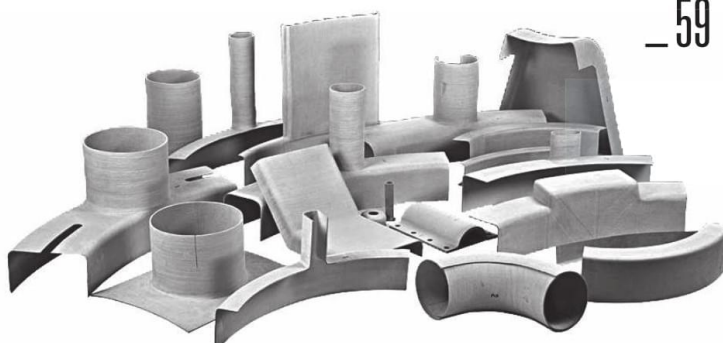
El papel es el aislante más usado en las máquinas eléctricas, puesto que tiene una gran constante dieléctrica, que aumenta cuando se sumerge en aceite aislante. Se obtiene de la pulpa de la madera blanda y un proceso químico a base de sulfatos sin componentes ácidos que son perjudiciales para su degradación. Existen distintos tipos de papeles aislantes, que tienen diferentes propiedades en cuanto a resistencia mecánica, higroscopicidad y mayor capacidad de soportar temperatura.

Cuando se requiere un espesor de aislación mayor, se recurre al **pressboard**. Este consta de distintas capas de papel prensadas, que forman un cartón con gran resistencia mecánica y, por sobre todo, con las mismas características eléctricas del papel. Existen distintos tipos de pressboard: el formado por capas de papeles comprimidos en un proceso de compresión con papel húmedo, y el de capas unidas con pegamento, que forman una especie de madera estratificada. Los espesores del pressboard de papel prensado pueden llegar a medir 6 mm, mientras que la madera estratificada puede superar los 50 mm de espesor.

El aceite aislante es el otro componente principal de la aislación del transformador, que también posee propiedades dieléctricas (menores a las del papel), pero además cumple la función de refrigerante. A diferencia del papel del transformador, en el aceite se van generando gases, partículas, barro y se origina un nivel de acidez, que hacen disminuir su capacidad como aislante eléctrico; pero el aceite se puede regenerar con máquinas de tratamiento o, en su defecto, cambiar sin necesidad de desarmar el transformador.

En su función como refrigerante el aceite circulará entre los canales que se generan dentro de las bobinas y del núcleo magnético, de manera de evacuar el calor que se produce en el transformador.

Los aceites pueden ser de origen mineral, derivados de hidrocarburos, de siliconas o vegetal. En los últimos años se ha prohibido el uso de aceites que contengan el elemento **PCB** (policlorobifenilos), debido a que se ha comprobado que es un elemento muy contaminante y perjudicial para la salud. Otra utilidad del aceite es su uso como herramienta de diagnóstico para el mantenimiento preventivo. Resulta casi imposible saber el estado del papel aislante y del transformador en general, dado que no se puede abrir un transformador para verificar cómo se encuentra, sin que el aceite se contamine con la humedad ambiente. Al producirse descargas o sobrecalentamientos en el transformador, se originan sobretensiones a las que está también sometido el aceite y, por ello,



En la imagen se observan distintas piezas de pressboard, que pueden ser mecanizadas con herramientas de carpintería y piezas moldeadas especiales.

producirá su descomposición de acuerdo a la temperatura que se alcance en distintas concentraciones de diferentes gases. Haciendo una muestra periódica, el operador puede detectar cualquier problema interno, con solo tener en cuenta si algún gas en el aceite ha crecido en su valor.

El tanque, o la cuba del transformador, contiene la parte activa del transformador (núcleo y bobinas) junto al aceite aislante. Está compuesto por la cuba o el tanque y una tapa, que puede ser abulonada o soldada. Debe soportar diferentes esfuerzos, como la presión que genera el volumen de aceite que contiene el transformador y las sobrepresiones que se pueden provocar por expansión del mismo aceite, en especial en caso de falla interna.

Gases disueltos en el aceite aislante

El aceite aislante es un hidrocarburo, por lo que presentará una cadena de componentes de hidrógeno, oxígeno y carbono. Al aumentar la temperatura del aceite, este empezará a generar gases de acuerdo a su temperatura. Los gases que se generan son hidrógeno, etano, metano, etileno y acetileno. Este último es crítico, ya que aparece cuando el aceite alcanza más de 700 °C, lo que se podría traducir como un cortocircuito interno. Si la descarga o falla en el transformador produjera daños en el papel, aparecería en el aceite monóxido de carbono y dióxido de carbono.



Imagen de equipamiento de ensayo de aceite. El operador debe tomar una muestra de aceite del transformador y realizar un análisis de los gases disueltos.



Las cubas de los transformadores tienen varias válvulas (cuyo tamaño depende de la potencia del transformador y por lo tanto del volumen de aceite que contenga); estas pueden ser para:

- ♦ Toma de muestras de aceite para análisis de laboratorio.
- ♦ Vaciado de aceite.
- ♦ Recirculación y tratamiento de aceite (por lo general se coloca una válvula en la parte superior y otra válvula en la parte inferior).
- ♦ Llenado de aceite (se encuentra en la parte superior o en la tapa).

Deben llevar además tapas de inspección, las que se colocan abulonadas a la cuba con juntas de goma.

En función de la refrigeración del aceite, las cubas de los transformadores de baja tensión o distribución tienen adosadas "aletas", dado que en estos casos el refrigerante para disminuir la temperatura del transformador y del aceite es el aire ambiente, que contará con mayor eficiencia cuanto más superficie de contacto tenga con respecto al elemento por refrigerar; por lo tanto, con estas aletas se aumenta la superficie de contacto con el aire.

Dependiendo del tamaño y la potencia del transformador, este puede tener un tanque adicional sobre la tapa de la cuba, que está vinculado a través de una cañería. Este tanque se denomina **conservador** o **tanque de expansión**. Al aumentar de temperatura, el aceite sufre una dilatación y, por lo tanto, aumentará la presión sobre las paredes de la cuba. Al descender la temperatura, sufre una cierta contracción, y la presión que ejerce el aceite desciende.

De acuerdo a esto, la función del conservador es la de absorber estas variaciones de volumen de aceite por contracción y dilatación, aumentando y bajando su nivel según corresponda y aliviando así, de la presión del aceite, las paredes de la cuba. Por otro lado, este recipiente de contención de la diferencia de volumen que se genera en el aceite lo man-



En esta imagen podemos observar diferentes piezas de porcelana que cumplen las funciones de aislante para las instalaciones eléctricas.

tiene fuera del alcance del aire del ambiente, dado que con este se compensa la diferencia de volumen. El conservador cuenta con secadores de aire con silicagel, encargados de eliminar la humedad en el aire que entra al conservador.

Otros puntos por considerar son: la conexión de los cables de la instalación eléctrica, la línea de distribución y la acometida a generador. Es necesario siempre mantener una separación entre los cables por conectar al transformador y las partes que no deben estar a potencial de la instalación o a tierra. Para esto se utilizan los **aisladores** o **bushings** (como vemos en la imagen superior). Los modelos y diseños más básicos de bushings para transformadores de baja potencia y tensión constan de una barra insertada dentro de un cuerpo de porcelana, que presenta en su exterior una estructura de polleras para aumentar su superficie y aumentar la resistencia ante posibles descargas de corriente sobre ella. En el interior del cuerpo de porcelana de los bushings para alta tensión, se encuentra una serie de cilindros de papel en aceite, que funcionan como dieléctrico.

En cuanto a protectores del transformador, el más importante es el relé Buchholz, que se coloca en el medio de la cañería entre la cuba y el tanque de expansión (en el caso

Imagen del transformador armado, en el que se pueden observar las aletas que aumentan la superficie para la refrigeración, y la tapa abulonada a la cuba.



Imagen del conservador para distintos tipos y tamaños de transformadores, donde el nivel también cambia entre visores de acrílicos y medidores de nivel.



que el transformador lo tenga). Si se produce una falla interna leve, en el aceite se generarán pequeñas burbujas de gas que ascenderán hacia el conservador y accionarán un flotante, que a su vez puede cerrar un contacto para dar una señal de alarma. En caso de falla seria, ascenderán burbujas más grandes al conservador y se moverá un segundo flotante, que puede cerrar un segundo contacto para sacar el interruptor de servicio.

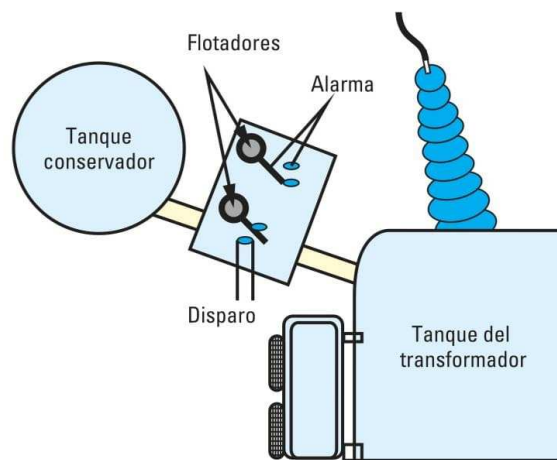
Otro accesorio fundamental para el funcionamiento del transformador es el cambiador de tomas, encargado de poder hacer un ajuste de la tensión del transformador (en un pequeño porcentaje en incremento o decremento) en el caso de que la red donde esté instalado tenga grandes caídas de tensión y se necesite elevarla un poco. Para esto, el cambiador de tomas cambia la relación de espiras en el transformador, por lo que varía la relación de transformación. Un transformador puede tener, por ejemplo, un primario de 13.200 V +/- 5 %, con lo que el cambiador puede agregar o quitar el 5 % de las espiras del primario en varios escalones (por ejemplo 1 %; 2,5 %; etcétera).

Dependiendo del tamaño del transformador y de su potencia, así como también de su criticidad y costo, se eligen las protecciones para instalar en él.

Pérdidas

Como se detalló en las clases anteriores, el transformador se encarga de presentar una serie de pérdidas de energía, estas pérdidas son importantes en la industria por el costo que ellas presentan y porque estas generan un calentamiento en el transformador.

Además, sabemos que en el transformador, no todo el flujo producido por el bobinado primario es concatenado en el segundo, por lo que se produce la reactancia de dispersión. Los diseñadores de transformadores se enfrentan al desafío de lograr variantes constructivas que puedan controlar este efecto. También es sabido que los bobinados tienen una resistencia óhmica propia por estar contruidos con cobre, y forman junto con la reactancia de dispersión una impedancia. Este valor no debe ser cero, dado que ante un cortocircuito en una instalación, el transformador funciona como una impedancia y, por lo tanto, sirve como limitador de la corriente de falla.



Esquema de la ubicación del tanque conservador y el tanque del transformador.

La forma en la que se expresa a los usuarios el valor de la impedancia del bobinado, que se mide con el ensayo en cortocircuito ya analizado previamente, es en porcentaje de la caída de tensión en el transformador a plena carga, con respecto a la tensión de vacío. Por ejemplo, una impedancia de 10 % significa que el transformador presenta una caída de 10 % con el pasaje de la corriente de plena carga a través de la máquina:

$$V_z = \%Z = \frac{I_{FL} * Z}{E} * 100Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Donde Z es la impedancia interna del transformador, R es la resistencia óhmica del material de los bobinados y X es la reactancia de dispersión de los bobinados. I_{FL} es la corriente de plena carga y E es la tensión de vacío.

Para disminuir el valor de resistencia de cada bobinado, la solución por un lado puede ser bajar la cantidad de espiras de la bobina o, por otro lado, aumentar la sección transversal de la planchuela o alambre de cobre con la que se forma cada una de las espiras. La reducción de espiras, de acuerdo a la fórmula elemental, conllevará un aumento en las dimensiones del núcleo magnético y, por lo tanto, de este tipo de pérdidas. En el caso del aumento de la sección transversal de las planchuelas o alambres de cobre, este producirá un aumento en la altura de la bobina y, por ende, un aumento en las dimensiones del transformador.

Transformador armado

En la medida en que el transformador va creciendo en potencia, tamaño, costo e importancia, el usuario final lo equipa con la mayor cantidad de protecciones posibles. Cabe destacar que, a partir de determinadas potencias (mayores a 2,5 MVA), los transformadores no son estándares y se construyen a pedido, por lo que una falla imprevista puede ocasionar costos elevados y un gran lucro cesante hasta que se pueda reemplazar el transformador y reponer el servicio.

Para controlar las pérdidas en el bobinado, se deben utilizar materiales especiales, como el conductor continuo traspuesto.

En el caso de los bobinados de baja tensión y para transformadores de gran potencia, existe una gran sección transversal, de acuerdo a los niveles de corriente que deben soportar, pero divididos en subconductores que sufren una transposición periódica. La transposición es necesaria por la diferencia del flujo disperso a través de la profundidad radial de la bobina, o sea que los conductores, en el perímetro de la bobina, no serán sometidos al mismo flujo disperso que los conductores internos. De no realizar la transposición, se inducirán tensiones en la bobina, por lo que aparecerá una corriente circulante en su extremo. El fin de la transposición es que todos los conductores que forman las espiras de la bobina se sometan al mismo flujo disperso. En el caso de bobinados de muy alta corriente (mayor a 2000 amperes), se utiliza el **conductor traspuesto continuo**, que es un grupo de conductores, que en máquinas destinadas a tal fin, tienen transposiciones de manera casi continua.



Conductor traspuesto utilizado en bobinados de hélice continua, debido a que no se necesita hacer transposición entre las espiras.

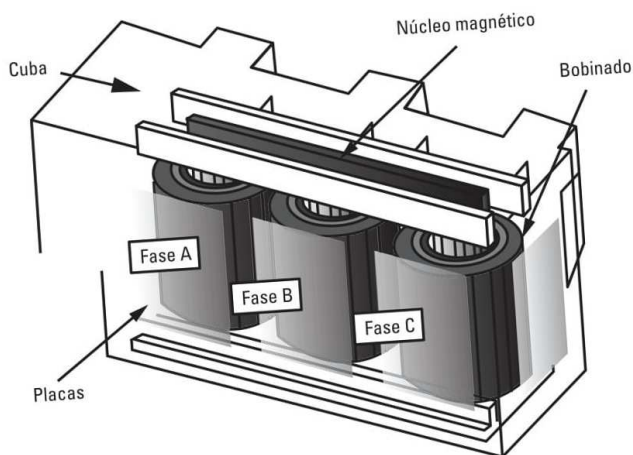
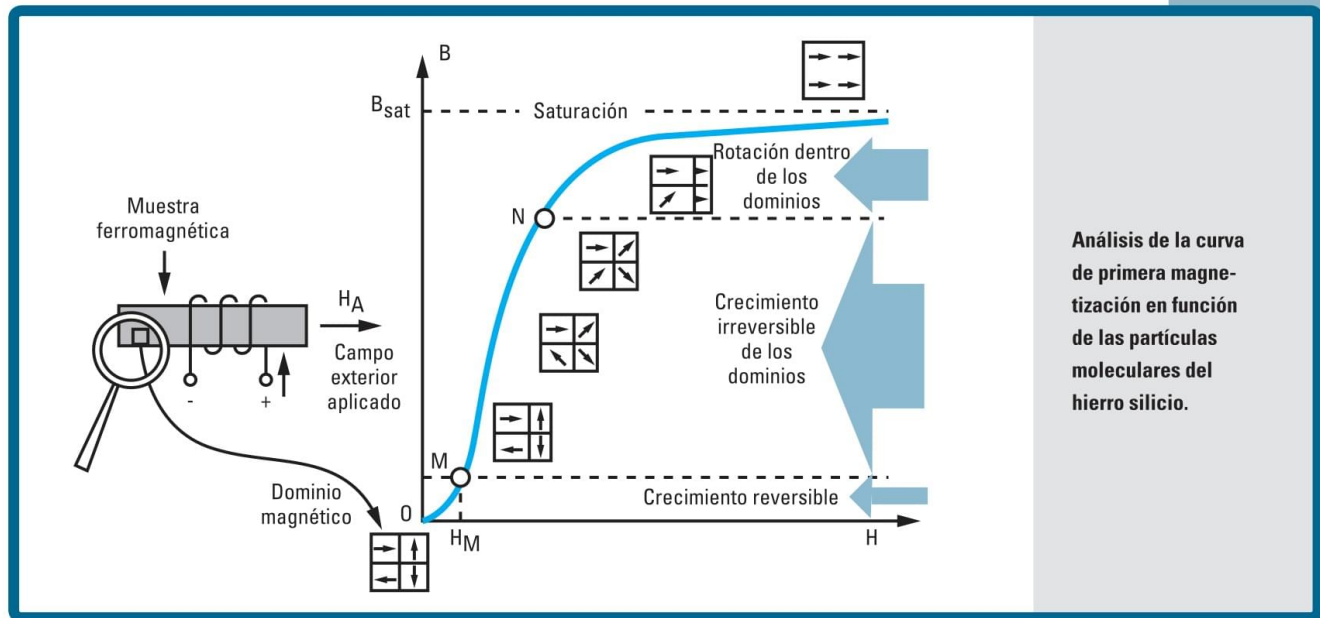


Imagen con un ejemplo de colocación de las placas aislantes dentro del transformador para la concentración del flujo disperso.

En el caso del flujo de dispersión, este encontrará en su camino o entorno diversos materiales metálicos que se comporten como un conductor, por ejemplo, la cuba o el tanque del transformador. Para concentrar las líneas de flujo disperso dentro de la cuba del transformador (en el caso de que el transformador por tamaño y diseño lo requiera), se colocarán placas conductoras sobre la pared del transformador, a fin de que estos concentren las líneas de flujo y que cualquier corriente que se induzca sea sobre estas placas, que no tienen contacto con la parte activa del transformador. Para el caso del núcleo magnético, estos se construyen, como ya hemos dicho, de chapas de hierro silicio. Este material tiene la propiedad de ser ferromagnético, ya que ofrece un camino de baja reluctancia al flujo, y eso produce el efecto de que el núcleo magnético concentre el flujo magnético en él. Ahora bien, el comportamiento de los núcleos, al igual que en el caso de los bobinados, no es ideal. Los materiales ferromagnéticos presentan en su estructura molecular pequeños imanes elementales que, en presencia de un campo magnético, se alinean con la dirección del campo. Dependiendo de la calidad del material del núcleo magnético, antes de la aplicación del campo magnético, estos imanes pueden estar prácticamente orientados o totalmente desalineados. En resumen, cuando un material ferromagnético se coloca dentro de un campo magnético, los pequeños imanes elementales tienden a alinearse dentro de él. Para conocer las pérdidas en los materiales magnéticos, hay que analizar la curva de primera magnetización. En el primer instante, el material se encuentra en un estado de reposo y neutro, todos los pequeños imanes elementales están desorientados o en su estado natural. Se comienza a aplicar el campo magnético en el material a partir de un valor pequeño y, al aumentarlo, empiezan a alinearse los pequeños imanes hasta un punto en el cual quedan completamente alineados y en el que el material ferromagnético se considera saturado y, por más grande que sea el crecimiento del campo magnético, la variación de inducción magnética será muy baja. Esta curva de magnetización lógicamente depende del tipo de material y de la calidad de hierro silicio. Está claro que la función y los valores de B , debido a los valores de H que se aplican al material, no es una función uniforme, sino que además el material es afectado por su historia magnética. Si se comienza a reducir la intensidad del campo magnético H , se reducirá el valor de B , pero por un camino diferente a la curva de primera magnetización. Es decir, no respeta la curva original que lo llevó desde cero al punto de saturación (a) (por eso, a la anterior se la llamó **curva de primera magnetización**). Cuando el valor de H llega a cero y se elimina toda la fuente de campo magnético, se puede observar que el material permanece con un



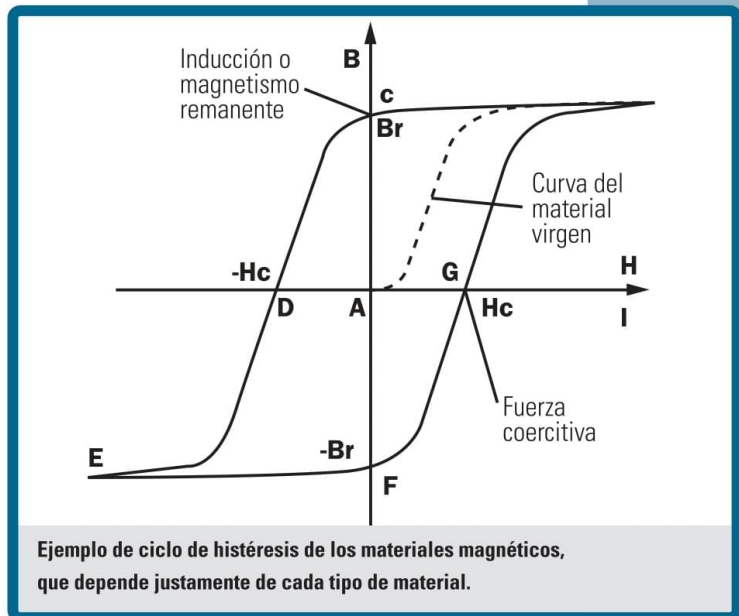
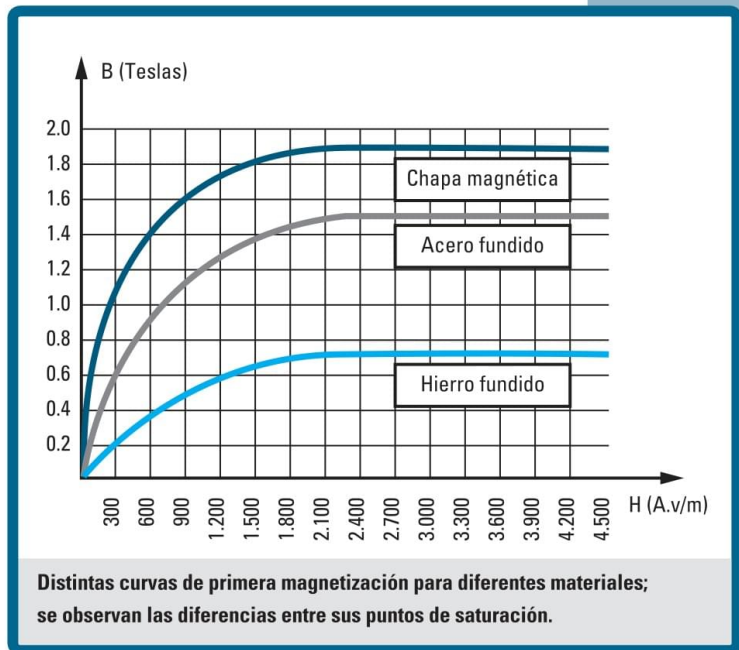
remanente de campo magnético, denominado **inducción remanente** (b). Para eliminar este magnetismo remanente que queda incluido en el núcleo, se debe aplicar intensidad de campo magnético H en el sentido contrario al que se aplicó para la curva de primera magnetización. Existirá un punto en el aumento de H en el sentido contrario en que se anulará el magnetismo remanente y que podemos llamar **fuerza coercitiva** (c). Si se sigue aumentando la intensidad de campo magnético, los pequeños imanes se alinean completamente, pero en el sentido contrario a la primera magnetización y, por lo tanto, el material se saturará en el sentido contrario (d). Nuevamente, al disminuir la intensidad de campo magnético H, aparecerá un valor de magnetización remanente (e) en el eje negativo. Para eliminar esta magnetización remanente, se debe volver a invertir la intensidad de campo magnético, por lo que aparecerá una fuerza coercitiva (f). Lo que se puede observar es que la curva nunca vuelve a la curva de primera magnetización y se mantiene en el ciclo descrito.

Este ciclo se denomina **ciclo de histéresis**, y su superficie representa las pérdidas en el material magnético por histéresis. Estas pérdidas calóricas se deben principalmente a la rotación de los imanes elementales que hemos mencionado y que, al girar en un sentido y en otro opuesto (al estar alimentado por valores en corriente alterna), producen un rozamiento molecular y, por lo tanto, una elevación de calor. Para disminuir las pérdidas, se debe utilizar un material que tenga los imanes elementales prealineados; así ante un campo magnético alterno, se disminuiría el rozamiento molecular. A este tipo de material se lo llama de **grano orientado**, y el ciclo de histéresis tendrá un ancho menor por las menores pérdidas.

La fórmula de cálculo de las pérdidas por histéresis es:

$$P_H = K_H * f * B_{max}^n$$

P_H es la potencia de pérdidas en watts por m^2 (w/m^2); K_H , una constante que depende del material utilizado; f la frecuencia de la señal de excitación, B_{max} es la inducción máxima que se establece y toma el valor de 1.6 para inducciones inferiores a 1 tesla y 2 para inducciones superiores.





Además, el núcleo magnético está compuesto por hierro, que es un material bueno para el campo magnético y también buen conductor de la electricidad.

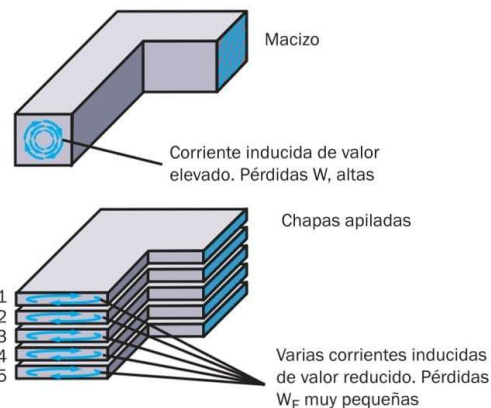
Si a esto le sumamos que está sometido a un campo magnético variable, tendremos en el núcleo, por ley de Faraday-Lenz, una tensión y una corriente inducidas, que circularán en forma de torbellino en el núcleo, generando pérdidas joule en él.

A estas pérdidas se las denomina **pérdidas por corrientes parásitas** o **pérdidas de Foucault**. La fórmula que determina estos tipos de pérdidas es la siguiente:

$$P_F = \frac{2,2 * e^2 * f^2 B_{max}^2}{10^{11}}$$

Donde f es la frecuencia en Hz; B_{max} , la inducción máxima en tesla; e , el espesor del núcleo en m, y P_F las pérdidas por corrientes parásitas en W/kg.

Si prestamos atención a la fórmula anterior, se puede observar que las pérdidas por corrientes parásitas dependen del cuadrado del espesor. Para mantener las pérdidas al mínimo, de acuerdo con lo que se expuso cuando se presentó el núcleo magnético en lugar de confeccionarlo con una pieza de hierro, se lo fabrica de chapas laminadas con espesores de alrededor de 1 mm y aisladas entre sí (recordemos la mención al tratamiento en carlite), apiladas para llegar al volumen de núcleo deseado. De esta manera, también se pasa de un conductor macizo a muchos conductores finos, aislados entre sí, que ofrecen una gran resistencia a las corrientes parásitas y, así, reducen su valor al mínimo posible.



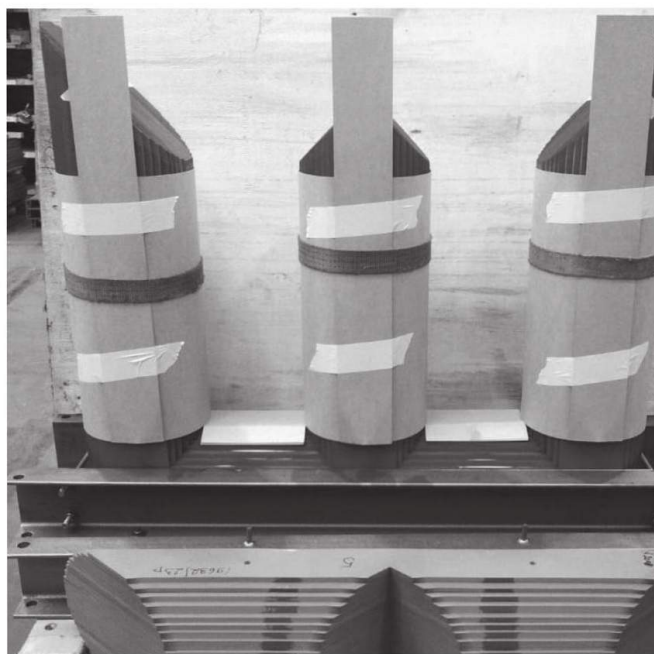
Diferencia de comportamiento de corrientes parásitas entre un núcleo macizo y un núcleo de láminas de hierro silicio aisladas entre sí.

Las pérdidas por corrientes parásitas dependen del espesor de las chapas del núcleo y de la frecuencia del sistema.

Cuidados al apilar el núcleo

Tal como se explicó previamente, las láminas de chapa de hierro silicio deben estar aisladas entre sí para aumentar la resistencia frente a las corrientes parásitas. Por esto se debe tener mucho cuidado al fabricar el núcleo, dado que el tratamiento de carlite es muy susceptible a rayaduras o cualquier daño mecánico. Si las láminas del núcleo pierden su tratamiento por un golpe o un defecto mecánico, puede provocar que las láminas entren en contacto galvánico entre sí, lo que aumenta el espesor y, por ende, también las pérdidas.

Fotografía de un núcleo magnético armado, donde se apila chapa por chapa de modo manual siempre teniendo en cuenta no golpear las chapas para que estas no pierdan el tratamiento aislante.





Rendimiento

El transformador, como cualquier máquina eléctrica, no es ideal y presenta pérdidas, que es la energía que se entrega distinta a la energía de entrada proveniente del sistema. El **rendimiento** se define como el cociente entre la potencia útil y la potencia absorbida o total. La expresión del rendimiento es la siguiente:

$$\eta = \frac{\text{Potencia}_{\text{util}}}{\text{Potencia}_{\text{total}}} = \frac{P_u}{P_T}$$

Donde P_p es la potencia de pérdida: $P_T = P_u + P_p$

A partir de esto, podemos definir la fórmula del rendimiento como:

$$\eta = \frac{P_u}{P_u + P_p} = \frac{P_2}{P_2 + P_{FE} + P_{CU}}$$

Donde P_2 es la potencia en el secundario del transformador, P_{FE} son las pérdidas en el hierro por histéresis y corrientes parásitas, y P_{CU} son las pérdidas óhmicas en el bobinado por efecto Joule.

Recordemos los valores de pérdidas que se presentan en el transformador y cuyos ensayos se han presentado al inicio de esta clase: la potencia de pérdidas en vacío P_0 (pérdidas en el núcleo) y la potencia de pérdidas en cortocircuito P_{CC} (pérdidas en los bobinados). Por otro lado, se define el constante de carga C :

$$C = \frac{I_2}{I_{2n}} = \frac{I'_2}{I'_{2n}} \approx \frac{I_1}{I_{1n}}$$

Donde I_2 es la corriente de carga secundaria, para un estado de carga determinado. De acuerdo a esto, se puede redefinir el valor de las pérdidas en el cobre P_{CU} :

$$P_{CU} = R_1 \cdot I_1^2 + R_2 \cdot I_2^2 \approx R_{CC} \cdot I_2'^2 \approx C^2 \cdot P_{CC}$$

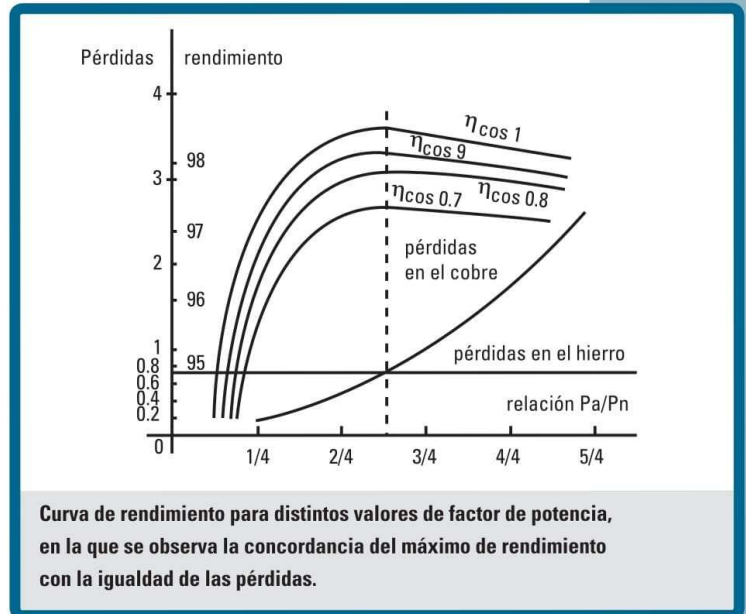
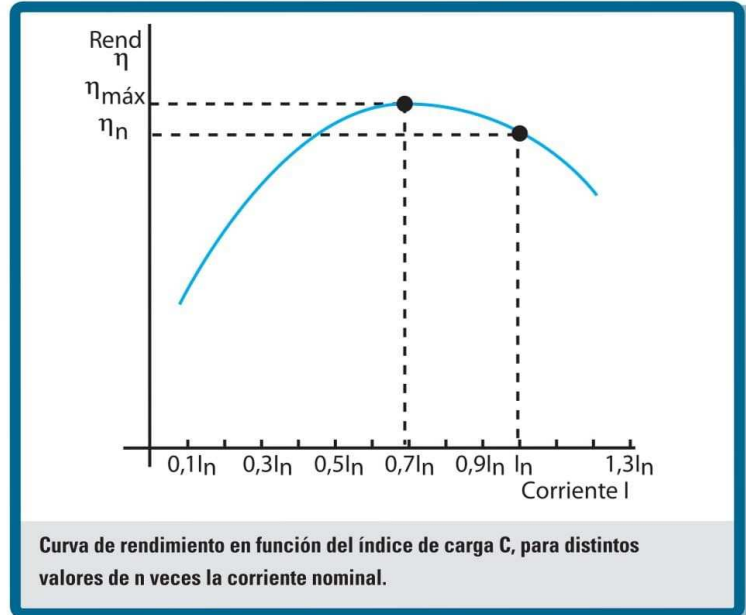
A partir de esta ecuación, es posible determinar el rendimiento para cualquier condición de carga C :

$$\eta_C = \frac{P_2}{P_2 + P_0 + C^2 \cdot P_{CC}} = \frac{U_2 \cdot C \cdot I_{2n} \cdot \cos \varphi_2}{U_2 \cdot C \cdot I_{2n} \cdot \cos \varphi_2 + P_0 + C^2 \cdot P_{CC}}$$

De esta fórmula se obtienen importantes conclusiones:

- ♦ Para un índice de carga C constante, el rendimiento del transformador empeora para valores de factor de potencia peores.
- ♦ Para un factor de potencia fijo, el rendimiento varía en función del índice de carga C .

Resulta interesante conocer en qué momento o con qué condición se puede obtener el rendimiento máximo en el transformador para un valor de factor de potencia fijo. Se deben realizar operaciones matemáticas y buscar el valor mínimo para el divisor de la fórmula de rendimiento. De esta manera, es posible apreciar, operando matemáticamente, que el rendimiento máximo para un factor de potencia dado



se producirá cuando las pérdidas en el cobre sean iguales a las pérdidas en el hierro. De esta manera, sabiendo que las pérdidas en el cobre varían con el cuadrado de la corriente y aunque a veces es difícil dejar el transformador trabajando en un nivel fijo, este valor sirve de referencia para establecer el régimen más cercano posible.

El rendimiento depende del índice de carga del transformador y será máximo cuando se igualen las pérdidas en el cobre y en el hierro.



TIPOS DE TRANSFORMADORES

En esta sección, se verán los distintos tipos de transformadores que existen en el mercado, aunque siempre pueden aparecer casos especiales de acuerdo a su aplicación.

Los transformadores pueden clasificarse de acuerdo a diferentes categorías:

- ♦ Por **cantidad de fases**: transformadores monofásicos, transformadores trifásicos.
- ♦ Por su **medio aislante**: transformadores en aceite aislante, transformadores secos.
- ♦ Por su **utilización y construcción**: transformadores, autotransformadores.
- ♦ Transformadores **especiales**: transformador Scott, transformador para arco eléctrico.

De acuerdo a los niveles de tensión y potencia, se pueden definir como **transformadores de distribución** los que se instalan en los postes de las empresas distribuidoras encargados de alimentar las cargas domiciliarias e industriales de los usuarios finales.

Los **transformadores rurales** suelen ser los de menor potencia, ya que están desarrollados para alimentar usuarios puntuales (estancias, viviendas o industrias muy distanciadadas una de otra). Sus potencias comienzan desde los 3 kVA

y pueden alcanzar los 100 kVA. De acuerdo al requerimiento y el tipo de cliente, pueden ser monofásicos (vivienda rural) o trifásicos (industria, o conjunto de viviendas o estancias). Estos transformadores tienen una cuba cilíndrica pensada para utilizarse en los postes que realizan la distribución de energía a nivel rural.

Según la potencia y tensión con la trabajen, sumadas a la característica propia de la red por alimentar, se los puede proveer de un conmutador de tensión sin carga. Estos tipos de transformadores no poseen tanque de expansión alguno. De acuerdo a su potencia y, por lo tanto, a su sollicitación térmica interna, estos pueden proveerse de aletas en su cuba, o de pequeños radiadores, con el fin de mejorar la refrigeración del aceite al contacto con el aire del ambiente. Para mayores potencias (como puede ser en un centro urbano, con cargas concentradas), se utilizan transformadores de distribución, que ya no tienen una forma cilíndrica, sino una cuba de mayor tamaño. Estos transformadores tienen potencias que pueden ir desde los 25 kVA, hasta los 2500 kVA. Se los puede montar en postes de hormigón o, según su tamaño, en plataformas que se fabrican con varios postes de hormigón juntos. De acuerdo a sus dimensiones, pueden poseer tanque de expansión y, según su criticidad (si el costo lo justifica), pueden poseer relé Buchholz. Pueden o no poseer conmutador de tomas sin carga y, en su mayoría, poseen una superficie aletada o radiadores para el enfriamiento del aceite.

Para potencias y tensiones mayores, los transformadores dejan su condición de estándar y se suelen fabricar a pedido, con los valores característicos que el cliente necesite para que funcione en su instalación. En este punto comenzamos a hablar de usuarios, como grandes industrias, empresas de distribución, transmisión y generación de la energía eléctrica. En estos transformadores, se pueden utilizar todos los accesorios analizados previamente y muchos otros de mayor complejidad que no fueron objeto del alcance de esta publicación. Como sabemos, la gran mayoría de los transformadores rurales, de distribución y de potencia utilizan distintos tipos de aceites como aislante eléctrico y como medio refrigerante.

Los transformadores rurales están diseñados para montarse por medio de abrazaderas metálicas a los postes utilizados para la distribución de la energía rural.



Transformadores rurales, con los aisladores primarios y los secundarios sobre el lateral de la cuba.
También se lo puede ver montado en un poste.

Muchas veces, estos transformadores fueron cuestionados y vigilados, por las posibles pérdidas o derrames de aceite, que producirían la contaminación de los suelos con los que toman contacto, especialmente cuando están instalados en zonas urbanas y con mucha densidad de población.

Por eso, en numerosas instalaciones se opta por los **transformadores secos**. En estos, cada columna de su parte activa se encuentra recubierta con **resinas epoxicas** y con estructuras de perfilería metálica para lograr el prensado del conjunto completo.

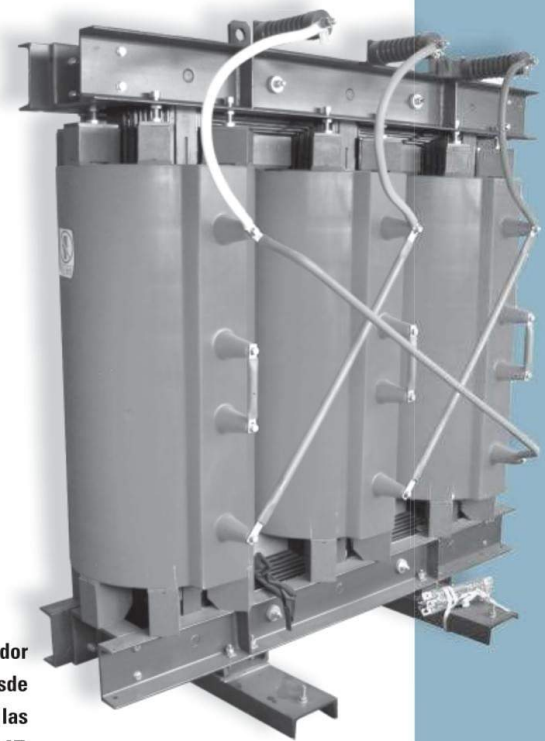
De acuerdo con esto, los aislantes propios del alambre y la planchuela de las bobinas, como así también del bobinado completo con respecto al núcleo o a tierra, son mayores que en el caso del transformador inmerso en aceite, ya sea porque no cuenta con un medio como el aceite para evacuar el calor, o por la menor capacidad dieléctrica del aire. A raíz de esto, se utilizan aislantes clase B, F y H del tipo mylar y nomex, que pueden trabajar con temperaturas de 150 y 220 °C, respectivamente, son autoextinguibles, no propagan la flama y no son explosivos.

Obviamente, al tener otro tipo de aislante, el transformador seco tendrá un tamaño mayor que uno sumergido de igual potencia, por eso estos transformadores tienen un límite tecnológico de potencia para su construcción y pueden fabricarse hasta 10 MVA.

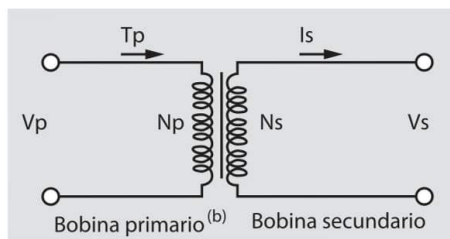
Un tipo de transformador muy particular y también muy usado es el autotransformador. Al inicio de esta clase, indicamos que, en el transformador eléctrico, se realiza una transferencia de potencia en dos sistemas a distintas tensiones: de manera electromagnética, y sin contacto galvánico entre primario y secundario. El autotransformador, a diferencia de lo ya mencionado, está conformado por un bobinado continuo (esto no es del todo así, ya que se divide en dos partes, pero sí tienen una conexión galvánica entre estas dos partes) que funciona como bobinado primario y secundario, y las tensiones de entrada y salida no están aisladas entre sí. En el autotransformador, se transfiere la potencia, en parte por el acoplamiento magnético y en parte de manera galvánica.



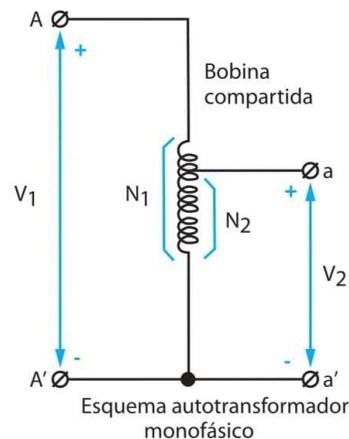
Transformador de distribución trifásico con tanque de expansión y batería de radiadores.



Transformador seco visto desde el lado de las conexiones AT.



Esquema transformador monofásico



Esquema autotransformador monofásico

Comparativa entre el esquema del transformador monofásico y el autotransformador monofásico.



En el esquema anterior, se ve que se considera como primario todo el bobinado con una N_1 cantidad de espiras, y el secundario, como la parte de ese bobinado con N_2 espiras. Se fabrican dos bobinados, uno con $N_1 - N_2$ espiras, que se denomina **serie**, y otro con N_2 espiras, que se denomina **bobinado común**. En este sentido habrá una corriente I_1 entrando en el primario del transformador, y una corriente I_2 saliendo por el secundario hacia la carga. De acuerdo a esto último, se debe diseñar el alambre o las planchuelas de cobre del bobinado serie para una corriente I_1 y, por otro lado, el bobinado común se debe diseñar para que soporte una corriente de $I_2 - I_1$.

Si se quiere comparar constructivamente el transformador con el autotransformador, la relación de pesos de cobre (que depende de la cantidad de espiras y de la corriente que circula) será:

$$\frac{G_a}{G_t} = \frac{I_1 * (N_1 - N_2) + (I_2 - I_1) * N_2}{I_1 * N_1 + I_2 * N_2} = 1 - \frac{V_2}{V_1}$$

Donde G_a y G_t es el peso del cobre del autotransformador y del transformador, respectivamente. El resultado se obtiene de la equivalencia de la relación de espiras y de la relación entre las tensiones. Este resultado indica que existe un ahorro de material frente al transformador. La reducción del número de espiras también permite utilizar núcleos magnéticos de menor tamaño y, por lo tanto, menor material y menor costo. El autotransformador tiene menos pérdidas en el cobre y en el hierro que el transformador, por lo que mejora el rendimiento y la caída de tensión en la máquina.

La desventaja es que, al tener menor resistencia y reactancia interna, en función del cortocircuito de la instalación en general, el autotransformador presenta una impedancia equivalente menor y por eso los niveles de cortocircuito pueden aumentar. Además, si la relación de transformación es elevada (por ejemplo 132/3,3 kV), puede resultar muy costosa su fabricación desde el punto de vista de la mano de obra.

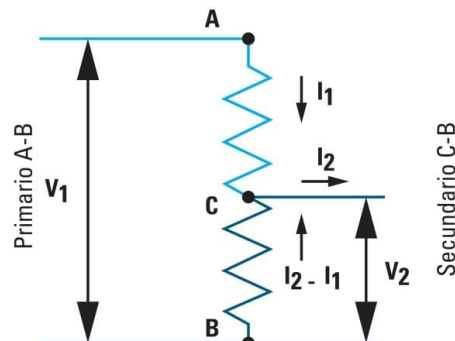
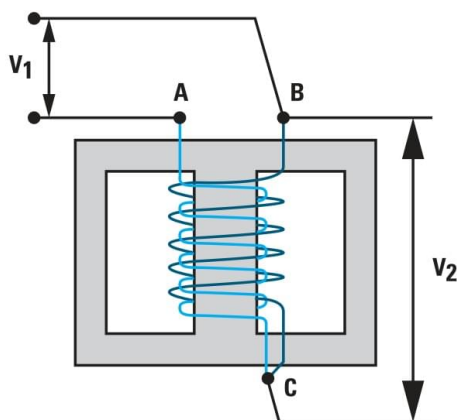
Autotransformador variable

En los laboratorios, o donde se requiera hacer pruebas, se utilizan autotransformadores variables en los que se mueve uno de los terminales del secundario y, por lo tanto, se producen distintas tensiones de acuerdo a como se mueve el dial. Estos se los conoce como **VARIAC** y entregan tensiones desde 0 hasta el valor de V_1 , para 0 % y 100 % de la escala del equipo. Estos equipos pueden ser trifásicos o monofásicos.

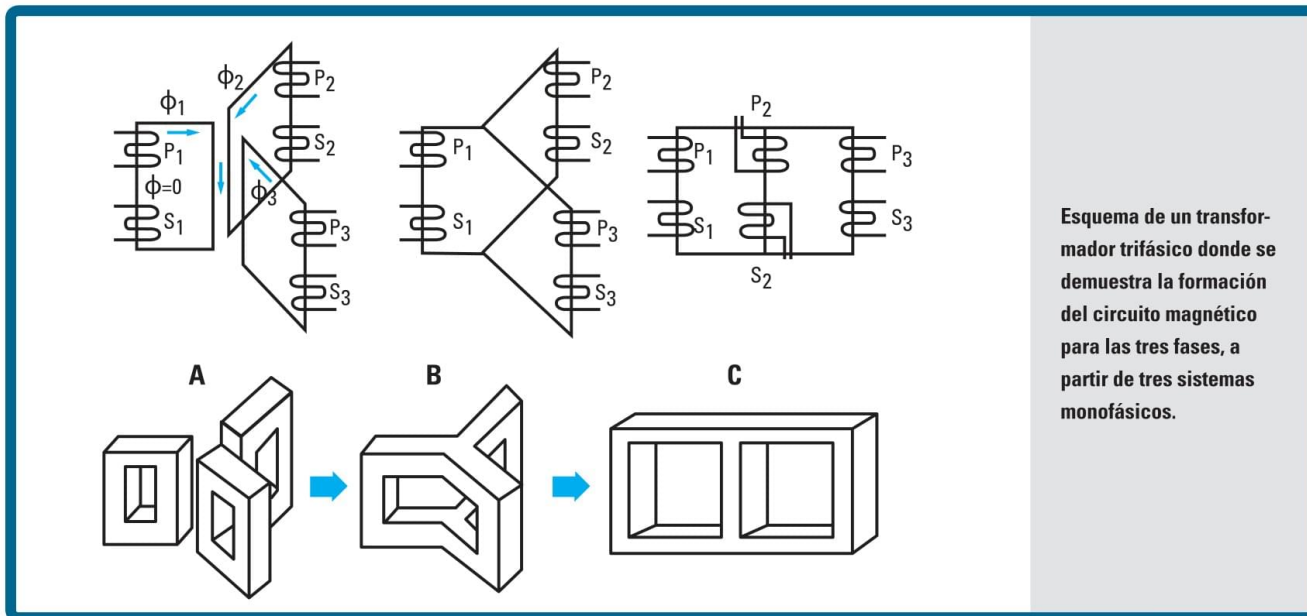


Transformador trifásico

La transformación de tensiones en un sistema trifásico puede realizarse de dos maneras distintas. Una de ellas es utilizar tres transformadores monofásicos interconectados entre sí, de manera de conformar las tres fases con circuitos magnéticos independientes. Esta disposición se denomina **banco de transformadores monofásico**. Es un sistema poco económico ya que emplea tres núcleos individuales. La segunda posibilidad es utilizar un núcleo que contenga todos los bobinados necesarios para convertir las tensiones del sistema trifásico. En este tipo de transformadores, el núcleo está conformado por tres columnas en las que se instalan tres grupos de bobinados primarios y secundarios idénticos.



Esquema de conexión de bobinados serie y común, junto a su representación esquemática y circulación de corrientes.



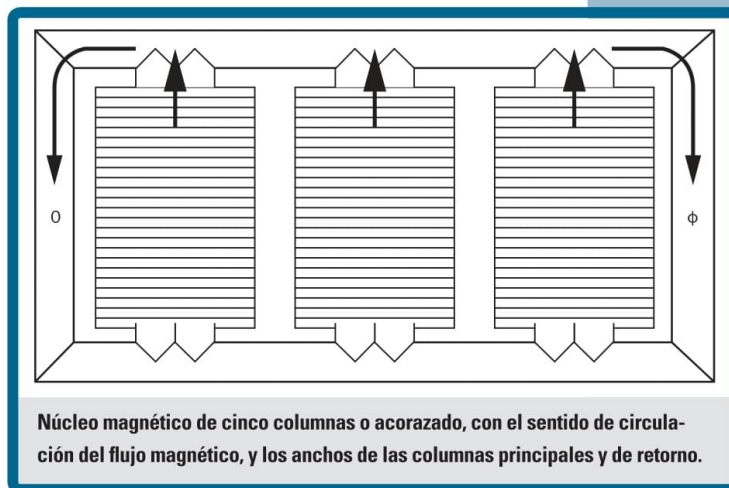
Dado que se trata de un sistema trifásico, el flujo en cada una de las fases estará desfasado 120° uno de otro. En el caso del núcleo de tres columnas, en el punto de unión de las tres columnas el flujo es cero, y existe una asimetría entre cómo se comporta el flujo de la columna central y cómo se comportan los flujos de las columnas laterales. Otro tipo constructivo de los flujos magnéticos es el tipo **acorazado**. En concordancia con los sistemas trifásicos, los transformadores se pueden conectar de diferentes maneras tanto en el bobinado primario como en el bobinado secundario. Para esto, lo que se debe hacer es nombrar a los terminales de cada fase como U; V; W y u; v; w o también A; B; C y a; b; c. En este caso, al otro extremo de la bobina de cada fase lo llamaremos A'; B'; C' y a'; b'; c'.

Las formas de conectar entre sí las tres bobinas y armar el sistema trifásico son las ya conocidas como el sistema estrella (con o sin conexión de neutro), la conexión en triángulo y la conexión en zig-zag, que solo se aplica en bobinados de baja tensión, subdividiendo el bobinado en dos partes iguales, y conectando una parte en estrella y otra parte en triángulo. Como ya se analizó en otras clases, para el conexionado en estrella se conectan entre sí los extremos de las tres bobinas, y los otros tres extremos quedan disponibles para el conexionado a la red. En el conexionado en triángulo, se conecta el inicio de una bobina con el fin de la otra. De acuerdo a lo anterior, los tipos de conexionado se denominan:

- ♦ **Estrella:** Y (lado de mayor tensión); y (lado de menor tensión).
- ♦ **Triángulo:** D (lado de mayor tensión); d (lado de menor tensión).
- ♦ **Zig-zag:** Z (lado de mayor tensión); z (lado de menor tensión).

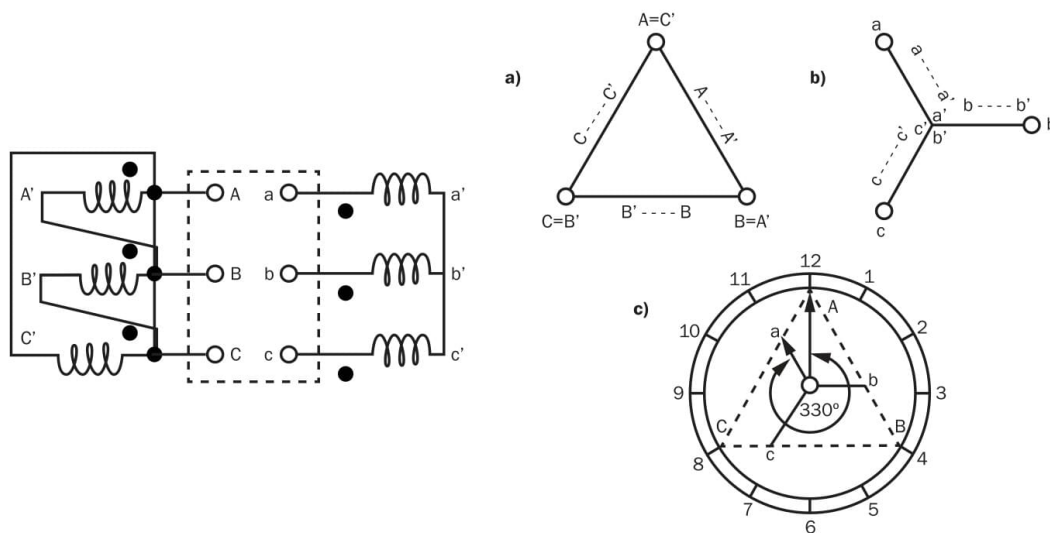
Esta nomenclatura es útil para informar, en la placa de características, cómo están conectados el lado de mayor tensión y el de menor tensión.

Se observa en la imagen anterior que, de acuerdo a cómo se conecten entre sí las fases tanto del primario como del



secundario, se producirán distintos grados de desfasaje entre la misma fase del primario y la del secundario. Si tenemos en cuenta que el transformador se alimenta con un sistema equilibrado de tensiones (R, S, T o A, B, C), se considera como positivo al ángulo en el que el fasor del lado de AT adelanta al fasor del lado BT.

Además, por las geometrías propias de los conexionados, este desfasaje se producirá en los ángulos que son múltiplos de 30° , lo que permite identificarlos como las agujas de un reloj que marcan la hora, razón por la que este desfasaje se denomina **índice horario del transformador**; así, un índice igual a 5 significa un desfasaje de $5 \times 30^\circ = 150^\circ$. Para poder determinar el índice horario, se sigue el siguiente proceso. En primer lugar, se deben representar las tensiones de fase del bobinado de alta tensión, con el terminal A o R (de acuerdo a la nomenclatura utilizada) ubicado en la parte superior y coincidiendo con el número 12 en un reloj imaginario. Desde aquí se deben proyectar los restantes fasores, ubicados a 120° de desfasaje y tomando un sentido de giro antihorario. En segundo lugar, se representan las tensiones secundarias y, para esto, debe tenerse en cuenta que los bobinados de alta y baja tensión, ubicados en la misma columna de núcleo, producen una fem en fase en cada uno.



Ejemplo de cómo analizar los conexiones de los bobinados de alta y baja tensión, para definir y conocer la cifra horaria.

Por último, se superponen ambos esquemas fasoriales de alta y baja tensión, y se puede observar el desfase final entre uno y otro.

Como ejemplo, se desarrollará paso a paso cómo se define el índice horario de un transformador triángulo-estrella.

Primero se dibuja el triángulo del bobinado de alta tensión situando la fase A en la parte superior, o donde se ubicaría el 12 en el reloj imaginario. Se traza entonces el triángulo ABC, y se señala en cada extremo a qué terminal del transformador corresponde.

Luego se deben representar las tensiones secundarias, teniendo en cuenta que el segmento A – A', esté en fase con el segmento a – a' y lo mismo con el resto de los fasores para las fases B y C. Obviamente, se debe respetar que los bobinados secundarios deben conectarse en estrella.

Al superponer ambos esquemas, se puede verificar el desfase entre ambos sistemas trifásicos de alta y baja tensión. Se observa el desfase entre el extremo A y el extremo a, se puede ver que ambos muestran en un reloj imaginario como si este estuviera marcando las 11. De esta manera, podemos determinar que el conexionado tiene cifra 11 y, por lo tanto, el desfase entre ambos es de 330°.

Sobre la base de este análisis, también puede hacerse el desarrollo en el sentido contrario, para, a partir de conocer la cifra horaria del transformador, conocer cómo se

interconectan las bobinas de cada fase entre sí. Cabe destacar que, en función de que los bobinados pueden conectarse en estrella, triángulo y zig-zag, además de las diferentes formas de interconectar las bobinas entre inicio y fin, pueden aparecer numerosos grupos de conexiones. Se utilizan solamente los conexiones tabulados en las imágenes anteriores.

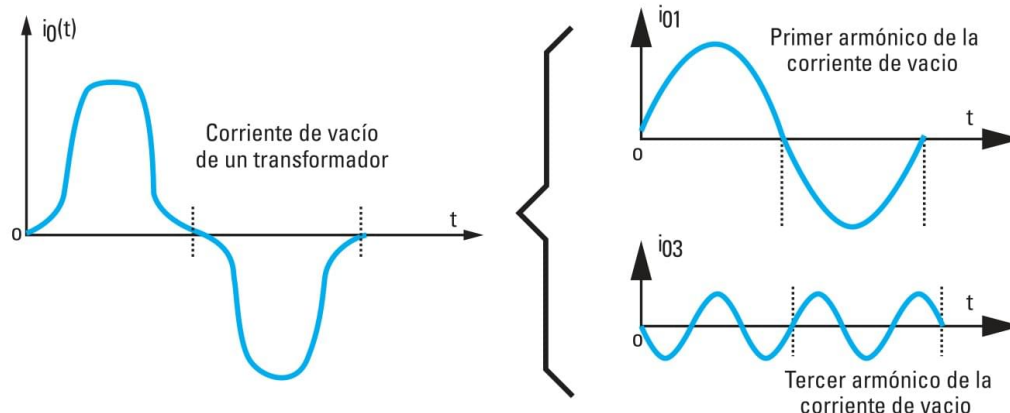
La corriente de vacío de los transformadores, como ya comentamos y como se explicó en el caso de circuitos inductivos, es un valor pequeño que el transformador tendrá circulando en el primario y es la corriente necesaria para que se genere el campo magnético en el núcleo.

Esta corriente de vacío no es perfectamente senoidal, sino que, afectada por la curva de magnetización, es una onda deformada. De acuerdo a lo analizado en la clase sobre armónicos y por el método de Fourier, podemos decir que la corriente de vacío está formada por armónicos impares, y el más importante es el de frecuencia triple.

Esta corriente deformada provocará un flujo magnético también deformado. Esto hace posible que la tensión en el secundario sea senoidal.

La criticidad de mantener el tercer armónico es que, si se elimina del circuito, el flujo será senoidal, y la tensión en el secundario tendrá deformaciones y puede provocar picos elevados que dañen la carga por conectar.

Descomposición de la corriente de vacío, deformada por la acción del hierro magnético, en cada uno de sus componentes de armónicos.





De un intenso análisis matemático de los armónicos en la corriente de vacío en un sistema trifásico, se puede deducir que las corrientes de tercer armónico de las tres fases están alineadas y sin desfase. Esto implica que, si el primario del transformador está conectado en estrella y sin neutro, el tercer armónico de corriente puede desaparecer, y deformarse la tensión del secundario. Por lo contrario, si el bobinado está conectado en triángulo y tiene todas las bobinas en serie, el tercer armónico de corriente queda encerrado en el triángulo y no se elimina.

Transformador en paralelo

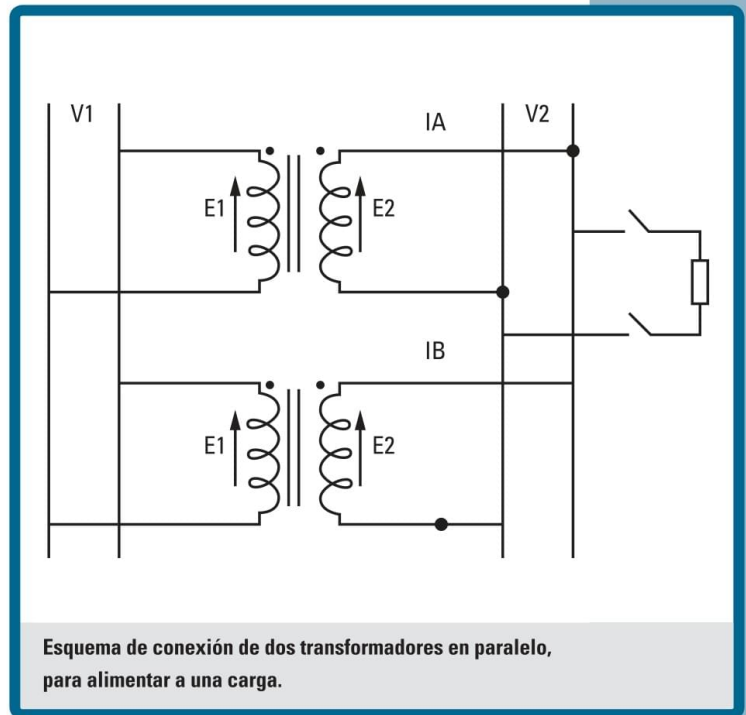
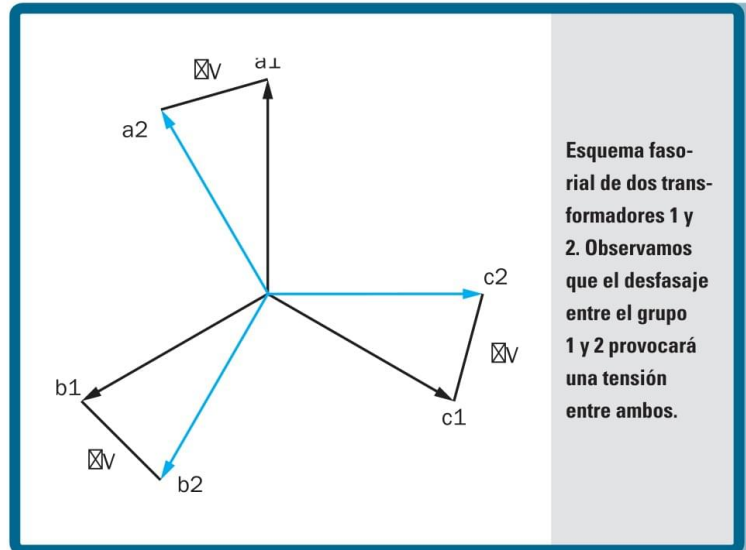
Cuando aumenta la demanda en una fábrica o en cualquier instalación y el transformador que la alimenta llega a su valor nominal de carga, puede cambiarse el transformador por uno de mayor potencia (lo cual puede ser costoso y más si no se lo prevé correctamente) o colocar otro transformador en paralelo. Muchas industrias tienen dos o más transformadores de manera que, en época de baja carga, funcione uno de ellos y, cuando la demanda vuelva a aumentar, se conecte el segundo transformador en paralelo para aumentar la potencia disponible. Si uno de los transformadores tuviera una avería, el otro transformador podría alimentar la parte más esencial de la carga hasta que se solucionara el problema. Esta es la importancia del estudio de la puesta en paralelo de los transformadores.

Los transformadores se consideran en paralelo cuando los terminales de cada fase tanto en el primario como en el secundario se conectan a un punto común de manera de armar dos circuitos paralelos.

Ahora bien, para conectar dos transformadores en paralelo, especialmente los trifásicos, se debe cumplir una serie de condiciones que detallaremos a continuación.

1) Los transformadores por conectar deben tener el mismo conexionado y grupo horario. De acuerdo a lo analizado cuando se desarrolló el transformador trifásico, tanto las tres fases del primario como las del secundario se pueden conectar de varias maneras, formando varios grupos de conexión y, por lo tanto, diferentes desfases de tensiones. Si se conectaran transformadores con distintos grupos de conexiones (por ejemplo un transformador Dy0 con un transformador Dy11), se produciría una diferencia de tensiones al estar desfasadas en 30° las tensiones de los secundarios de los dos transformadores. Esta diferencia se traduciría en una corriente de circulación extra a la que ya circula por la carga conectada. Imaginemos que los transformadores están a plena carga y, por ende, con las pérdidas en el valor máximo para las que fueron diseñados. Una corriente adicional puede provocar mayor temperatura en la máquina; esto dañaría la aislación y sacaría el o los transformadores de servicio.

2) Los transformadores deben tener las mismas tensiones primarias y secundarias. Esto parece muy simple y has-



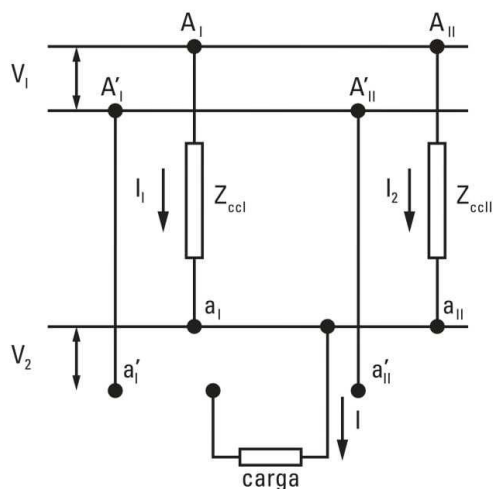
ta casi obvio, pero, al igual que con los transformadores con distinto grupo de conexión, valores de tensión distintos pueden provocar una diferencia de potencial que haga aparecer una corriente de circulación entre los dos transformadores. Ahora bien, para alimentar cargas en 380 V, puede usarse un transformador con secundarios de 380 V o de 400 V. Cabe mencionar que estas tensiones que figuran en la placa de características del transformador son tensiones de vacío, por lo que las tensiones seguramente serán distintas. Cuando analizamos los accesorios del transformador, hablamos del conmutador de tomas que sirve para aumentar o bajar la tensión del secundario según sea necesario.



Ambos transformadores deben tener la misma regulación de tensiones, dado que es posible que, por más que se los coloque en el mismo punto de regulación, la tensión a la salida podría diferir.

- 3) Los transformadores deben tener impedancias internas idénticas. Este es uno de los aspectos más críticos, ya que una mala elección del transformador podría hacer inútil una inversión para poner dos transformadores en paralelo. Al conectar dos transformadores en paralelo, tendremos un esquema con dos impedancias en paralelo, alimentadas por la misma tensión. Si las impedancias son distintas, el transformador con menor impedancia tendrá la mayor circulación de corriente y llegará a su potencia nominal, mientras que el otro transformador no.

El paralelo de transformadores es un proceso que, si no se tienen en cuenta sus requisitos, puede dañar a los transformadores.



Esquema de dos transformadores conectados en paralelo con distintas impedancias internas.

Por ejemplo, si el transformador II tiene el doble de impedancia interna con respecto a la impedancia interna del transformador I, al estar alimentados por la misma tensión, el transformador II entregará la mitad de la potencia, mientras que el transformador I estará a plena carga. En resumen, si los dos transformadores son de 2000 kVA, pero las dos impedancias son distintas, nunca obtendremos de esta instalación 4000 kVA. Una desventaja muy importante de la puesta en paralelo del transformador es que, al ser como ya vimos dos o más impedancias en paralelo, harán que la impedancia resultante disminuya con respecto a la impedancia de un solo transformador. La impedancia total del paralelo si $Z_{ccl} = Z_{cclI}$ será:

$$\frac{1}{Z_{par}} = \frac{1}{Z_{cclI}} + \frac{1}{Z_{cclII}} = \frac{2}{Z_{cclI}}$$

$$Z_{par} = \frac{1}{2} Z_{cclI}$$

Se observa que la impedancia total del paralelo es la mitad de la impedancia de un transformador conectado individualmente. Existen instalaciones donde la corriente de cortocircuito, por propiedades propias del sistema eléctrico, es tan alta que los interruptores y las protecciones se encuentran trabajando al límite de su capacidad. Al poner dos transformadores en paralelo, la corriente de cortocircuito puede llegar al doble, por lo que se hace inviable esta opción y nos convendría optar por la instalación de un transformador de mayor potencia.

Falla en un transformador

Como ya se mencionó al principio de esta clase, la vida del transformador es la vida del aislante sólido, ya que este, al fallar y romperse, no se regenera. La falla del transformador, según su importancia y criticidad, puede ser riesgosa para la instalación y las personas, además de generar graves perjuicios económicos porque, en algunos casos, es difícil reemplazarlos.

RedUSERS
COMUNIDAD DE TECNOLOGIA

Noticias a diario.



EN ESTA CLASE VEREMOS...

10

Los sistemas de puesta a tierra, su implementación y mantenimiento. También conoceremos la protección contra descargas atmosféricas.

En la clase anterior, conocimos los transformadores, vimos de qué forma trabajan y por qué es necesario contar con ellos dentro de la red eléctrica. Analizamos los circuitos equivalentes y describimos sus elementos. Vimos las diferentes clases de pérdidas y de qué forma influyen en el trabajo del transformador. Para terminar, conocimos los tipos de transformadores y sus principales características, y los clasificamos por su tipo de construcción, por la cantidad de fases y por su uso.

En esta entrega describiremos los sistemas de puesta a tierra y explicaremos la necesidad de contar con ellos en las instalaciones eléctricas. Analizaremos los distintos regímenes de neutro y describiremos los componentes de un sistema de puesta a tierra.

Aprenderemos los conceptos importantes para efectuar el diseño y el cálculo para la implementación de sistemas de puesta a tierra y, también, analizaremos los fundamentos de la medición en estos sistemas.

Para terminar, describiremos los sistemas de protección de descargas atmosféricas, clasificaremos las estructuras utilizadas y conoceremos los índices de protección relacionados.

Sumario

- 074 Sistemas de puesta a tierra**
Características de los sistemas de puesta a tierra, los regímenes de neutro y sus componentes importantes.
- 081 Diseño y cálculo**
Criterios para realizar el diseño de sistemas de puesta a tierra y cálculos necesarios para implementarlo.
- 091 Protección de cargas atmosféricas**
Descripción de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas.



SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

En esta sección analizaremos los fundamentos de la puesta a tierra en las instalaciones eléctricas. Además, veremos sus componentes y cómo influyen en el diseño.

Los **sistemas de puesta a tierra**, por un lado, son una parte importante de la seguridad eléctrica de la instalación y, por otro lado, constituyen un camino de circulación para las corrientes de falla a tierra, ya que se diseñan con el fin de conectar los centros de estrella de los transformadores o generadores. Su diseño varía mucho de acuerdo al tamaño de la instalación y a la criticidad y complejidad de esta, porque no es lo mismo una vivienda familiar, que una industria, una estación transformadora o el quirófano de un hospital.

Puesta a tierra

En todos los inmuebles, ya sean viviendas, industrias o cualquier otro emplazamiento, las personas siempre necesitan la presencia de la energía eléctrica. Ante esta situación, tendremos elementos que están sometidos a la tensión de la red que alimenta la instalación y otros elementos que no deben tener aplicada ninguna tensión.

El problema es qué sucede cuando, ante un problema en la instalación, los elementos que deben estar aislados eléctricamente quedan conectados y sometidos a la tensión de alimentación, o la instalación sufre algún fenómeno que aumenta los valores de tensión normales y se necesita un camino para drenar dicho efecto.

Las puestas a tierra se establecen con el objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas (tensión de contacto), entre distintos lugares del suelo en las inmediaciones de la puesta a tierra (tensión de paso); asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado; establecer un camino de drenaje de la corriente de fuga o falla, con un valor de resistencia bajo.

La denominación **puesta a tierra** comprende toda conexión metálica directa entre determinados elementos o partes de una instalación (que no deben estar bajo tensión) y un electrodo, o grupo de electrodos, enterrados en el suelo, con el fin de lograr que, en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla o la de descarga de origen atmosférico. Conectando los aparatos, máquinas y elementos de una instalación que correspondan a un sistema de puesta a tierra debidamente diseñado, los bienes materiales, y fundamentalmente la vida de los seres humanos y de los animales se preservarán de los peligros de los choques eléctricos que provengan de equipos o de partes de una instalación eléctrica que genere corrientes de falla, bajo frecuencia industrial o debidas a descargas atmosféricas.

Resumiendo, una correcta instalación de un sistema de puesta a tierra brinda:

- ◆ Seguridad a las personas y a los animales.
- ◆ Protección de las instalaciones contra posibles incendios.
- ◆ Mejora de la calidad del servicio eléctrico.
- ◆ Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia.

Ahora se analizarán los efectos fisiológicos del paso de la corriente eléctrica por el cuerpo.

La determinación de los límites a partir de los cuales la corriente eléctrica resulta peligrosa para el cuerpo humano no es una tarea sencilla. Uno de los valores más difíciles de determinar es el umbral de sensibilidad sobre el paso de la corriente eléctrica, definido como el valor de la intensidad mínima que percibe una persona al hacer circular una corriente de mano a mano. Mientras que algunos detectan la corriente con intensidad de 0,5 mA; otros no empiezan a percibir su paso hasta que esta no alcanza valores cercanos a los 2 mA. En estos niveles mencionados se percibe un cosquilleo en el cuerpo, pero no representa peligro sobre la integridad física de las personas. Por encima de este nivel, se producen las contracciones. Este fenómeno tiene lugar por la excitación de nervios y músculos flexores por la acción de la corriente eléctrica circulante, de forma que, al quedar contraídos, inhabilitan al individuo a dejar el conductor, siempre y cuando los músculos extensores sean menos poten-

El sistema de puesta a tierra es una parte fundamental de la seguridad de una instalación eléctrica y, en tal sentido, su uso se convirtió en obligatorio.

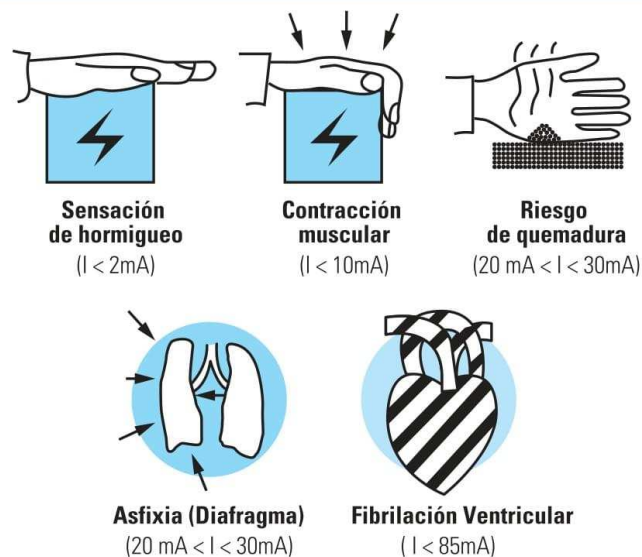
tes que los flexores. A este efecto se lo conoce porque la persona no puede soltar el conductor. Consideremos que esto puede causar graves lesiones dependiendo también de la cantidad de tiempo que se sostenga el conductor. Cuando el nivel de intensidad se eleva por encima del umbral de la contracción muscular, se afectan grandes funciones fisiológicas, como la respiración y la circulación.

En efecto, para una intensidad del orden de 20 a 30 mA, la contracción muscular puede difundirse y alcanzar los músculos respiratorios (intercostales, pectorales y diafragma), originando una parada circulatoria que ocasiona una asfixia con cianosis, para desembocar enseguida en un estado de muerte aparente. Si el accidentado se sustrae rápido de la corriente y se le proporciona una asistencia respiratoria (antes que sobrevenga la parada cardíaca), estos fenómenos son reversibles. Desgraciadamente, no sucede lo mismo cuando el estado de muerte aparente se debe a una fibrilación ventricular. Esta situación está caracterizada por una contracción anárquica y asincrónica de cada una de las fibras del miocardio, lo que se traduce, velozmente, en una parada circulatoria, y una gran falta de oxígeno que alcanza primero al cerebro y después al mismo corazón.

Ahora bien, la corriente que circulará por el cuerpo humano dependerá de varios factores, a saber:

- ♦ La trayectoria seguida por la corriente.
- ♦ El valor de la resistencia del organismo.

El cuerpo humano tiene valores medios de resistencia entre distintos puntos de sus extremidades, por lo que la resistencia total de la falla dependerá de cómo circule la corriente. Por otro lado, hay distintos valores de resistencia según sea el tipo de piel con la que se realiza el contacto. De acuerdo a si se trata de piel callosa, piel seca normal, piel sudorosa o piel mojada, la resistencia de la piel puede ir desde 1.000.000 de ohms hasta los 150 ohms.

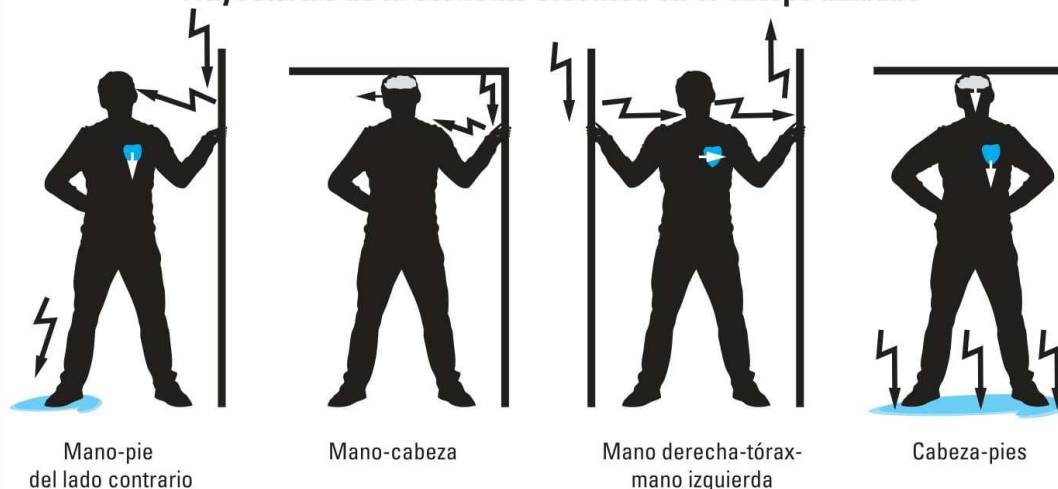


Ejemplos de efectos fisiológicos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano, dependiendo de su intensidad.

Curva de efectos de la corriente

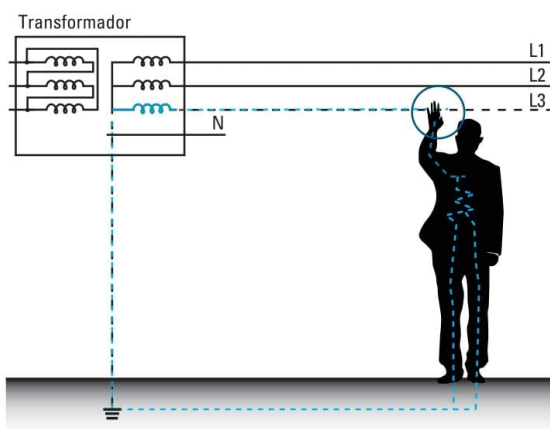
Sobre la base de diferentes estudios realizados, la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) emitió el documento IEC 60479. En él se presentan cuatro zonas que indican los efectos que se producen en el cuerpo del ser humano, basados en la intensidad de la corriente y la duración. AC1 son las corrientes imperceptibles; AC2, las perceptibles; AC3, la contracción muscular, y AC4, los efectos irreversibles.

Trayectorias de la corriente eléctrica en el cuerpo humano

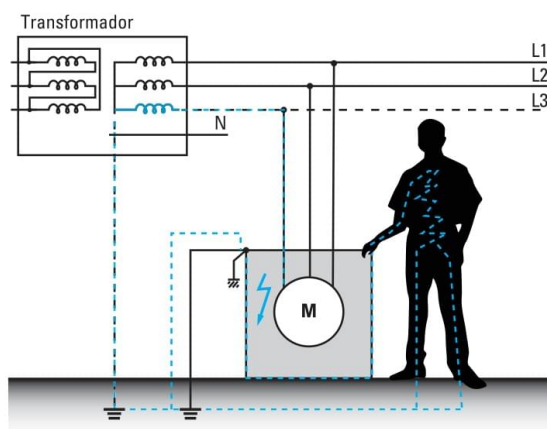


Distintos recorridos posibles de la corriente eléctrica en el cuerpo humano.

Contacto directo



Contacto indirecto



Esquema de los dos tipos de contacto eléctrico que pueden sufrir las personas en una instalación.

Otro factor determinante es si se produce un contacto directo entre la persona y una parte de la instalación bajo tensión de servicio (contacto directo), o si se produce el contacto a través de una carcasa o chasis, que previamente entró en contacto con partes de la instalación bajo tensión (contacto indirecto).

Regímenes de neutro

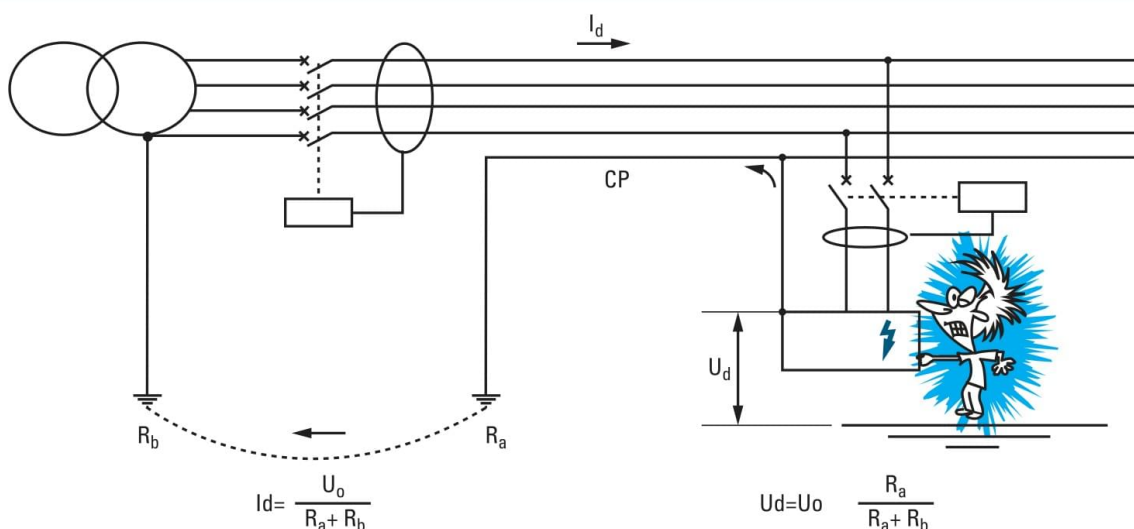
En las **instalaciones eléctricas de consumo**, es decir, no en las distribuidoras, se clasifican distintos tipos de conexiones de neutro y de la tierra de la instalación, con sus ventajas y desventajas. Se clasifican con dos letras: TT, TN e IT, con la posibilidad de una letra adicional, separada por un guión. El esquema más usado en las instalaciones es el TT. La primera letra indica cómo se conecta el neutro de la fuente con respecto a tierra.

- ♦ Neutro conectado a tierra: T.
- ♦ Neutro aislado de tierra: I.

La segunda letra indica cómo están conectadas todas las masas de la instalación.

- ♦ Masas conectadas a la misma toma de tierra de neutro en el centro de estrella del transformador: N.
- ♦ Masas conectadas a tierra con una toma independiente de la de neutro: T.

Si para la conexión de las masas a la toma de tierra de neutro se utiliza el conductor de neutro, se denomina TN-C. En cambio, si para la conexión de las masas a la toma de tierra de neutro se utiliza un conductor específicamente diseñado para esta tarea, diferente del conductor de neutro, se denomina TN-S.



Esquema de conexión TT de conexión de neutro a tierra y masas a tierra.



El **esquema TT** tiene un punto del sistema de alimentación (generalmente el conductor neutro) conectado directamente a una toma de tierra (tierra de servicio). Las masas de los equipos conectados en la instalación consumidora están conectadas a través de un conductor de protección llamado **PE** (del inglés *protective earth*) o **CP**, y de un conductor de puesta a tierra, a otra toma de tierra (tierra de protección) eléctricamente independiente. Todo sin conexión galvánica con respecto a la toma de tierra de servicio.

Ante una falla de aislación, la corriente de falla o de defecto (I_d) depende de los valores de las resistencias de las puestas a tierra de servicio y protección, ya que será el circuito por donde circulará la corriente. Se toma la hipótesis de que, al fallar la aislación, la masa queda en contacto directo con la parte conductora y no existe resistencia de contacto o de defecto ($R_d = 0$). La corriente de falla por lo tanto será:

$$I_d \approx \frac{U_0}{R_a + R_b}$$

Esta corriente de falla va a producir una caída de potencial en la resistencia de tierra de protección:

$$U_d = I_d * R_a = \frac{U_0 * R_a}{R_a + R_b}$$

Dado que las resistencias de puesta a tierra son de alrededor de 10 ohms, la tensión de falla U_d es de alrededor de $U_0/2$ y es peligrosa. Se debe prever la instalación de un elemento de desconexión.

Para realizar un esquema TT, la toma de tierra de protección debe tener la característica de tierra lejana con respecto a la tierra de servicio. De acuerdo a la norma IEC 60050, la tierra lejana es una toma de tierra suficientemente alejada de otras tomas de tierra, de forma tal que su potencial eléctrico

no sea sensiblemente afectado por las corrientes eléctricas entre la tierra y los otros electrodos de tierra.

Los **esquemas TN** tienen el neutro proveniente de la fuente de alimentación, conectado de manera directa a tierra (tierra de servicio). Las masas eléctricas se conectan a este conductor por medio de conductores de protección PE o CP. Existen varios modos de realizar esta conexión, con los que se generan los esquemas TN-S y TN-C

En el esquema TN, una falla directa (con $R_d = 0$) entre un conductor de línea y masa produce una corriente de falla. En este esquema, el circuito de falla está constituido exclusivamente por los conductores activos y los conductores de protección; no se encuentran en este recorrido resistencias de las tomas de tierra, como en el esquema TT. La corriente de falla I_d es determinada por la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{U_0}{R_{fase1} + R_d + R_{CP}}$$

Durante un cortocircuito a tierra, se admite que antes de la falla se produzca una caída de tensión del 20 %, por lo que la corriente de falla será considerada $R_d = 0$:

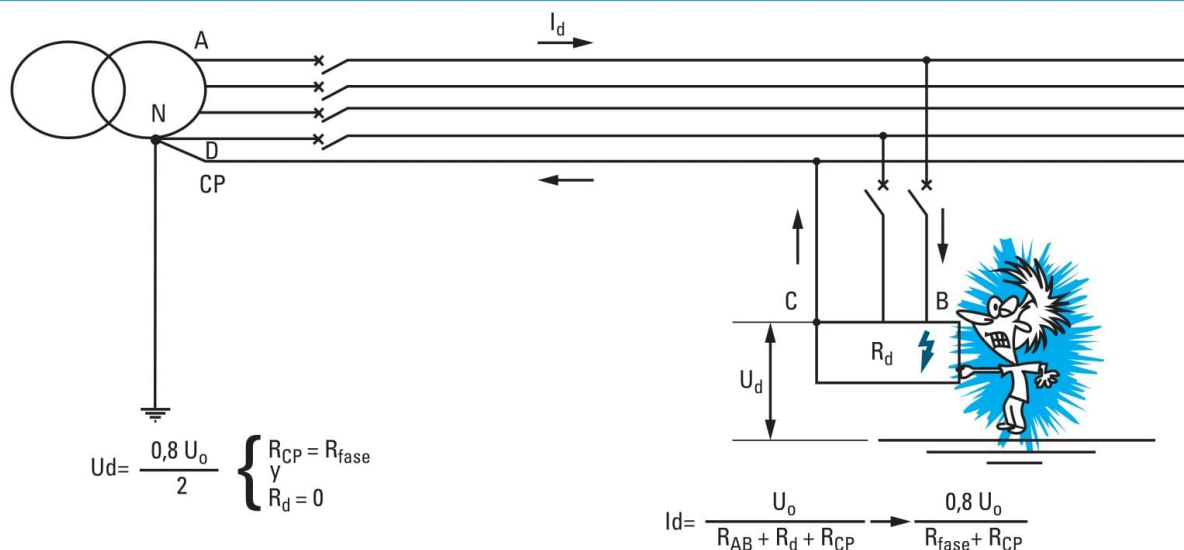
$$I_d = \frac{0,8 * U_0}{R_{fase1} + R_{CP}}$$

La tensión de defecto o falla será:

$$U_d = R_{CP} * I_d = \frac{0,8 * U_0}{R_{fase1} + R_{CP}} * R_{CP}$$

Este esquema, al no tener más resistencias que los conductores, produce altas corrientes de fallas y, por lo tanto, no se recomienda en instalaciones domiciliarias.

En los **esquemas de conexión TN-S**, el conductor de neutro (N) y de protección (PE) están separados en toda la insta-



Esquema de conexión TN de conexión de neutro a tierra y masas a tierra.



lación, pero conectados entre sí en el origen de neutro de la instalación, donde a su vez se deben conectar a tierra. Luego, el conductor de protección se puede conectar a tierra en varios puntos posteriores. El esquema TN-S puede aplicarse en instalaciones alimentadas desde la red de media tensión directamente o con alimentación desde un grupo electrógeno.

Dado que este esquema presenta grandes valores de corriente de falla, debe verificarse que los dispositivos de protección soporten estos valores y puedan operar sin problemas.

En el **esquema TN-C** las funciones de neutro y de protección se combinan en un solo conductor para toda la instalación. Este conductor está puesto a tierra en la alimentación, se puede utilizar en instalaciones alimentadas en media tensión, con una salida de baja tensión del transformador de distribución y un interruptor principal en el tablero principal de distribución.

En el **esquema IT**, el neutro está aislado, es decir, no está conectado a tierra, y las masas se encuentran interconectadas al conductor de protección PE o CP, según corresponda. En funcionamiento normal, la red está puesta a tierra solamente por la impedancia de fuga de la red, que se observa en la figura al principio de la página siguiente, como capacidades entre los cables y tierra. En el régimen IT, se suele colocar una impedancia entre el neutro del transformador y tierra de alto valor (aproximadamente 1500 ohms), por lo que el neutro se llama **neutro impedante**. Ante una primera falla, en el caso del neutro aislado de tierra se tiene una corriente de falla I_f , de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_f = I_{C1} + I_{C2}$$

$$I_{C1} = j * C_f * \omega * V_{1-3}$$

$$I_{C2} = j * C_f * \omega * V_{2-3}$$

En un esquema IT, la corriente resultante de un primer defecto fase-masa tiene un valor suficientemente bajo como para no provocar la aparición de una tensión de contacto peligrosa.

La corriente del primer defecto se cierra a través de las capacidades distribuidas de la instalación y, eventualmente, por la impedancia insertada entre el extremo de la alimentación (por lo general el neutro) y la tierra.

La limitación de la corriente resultante del primer defecto se obtiene porque el neutro de la alimentación está aislado de tierra o porque se conecta una impedancia en el neutro de la alimentación como neutro impedante.

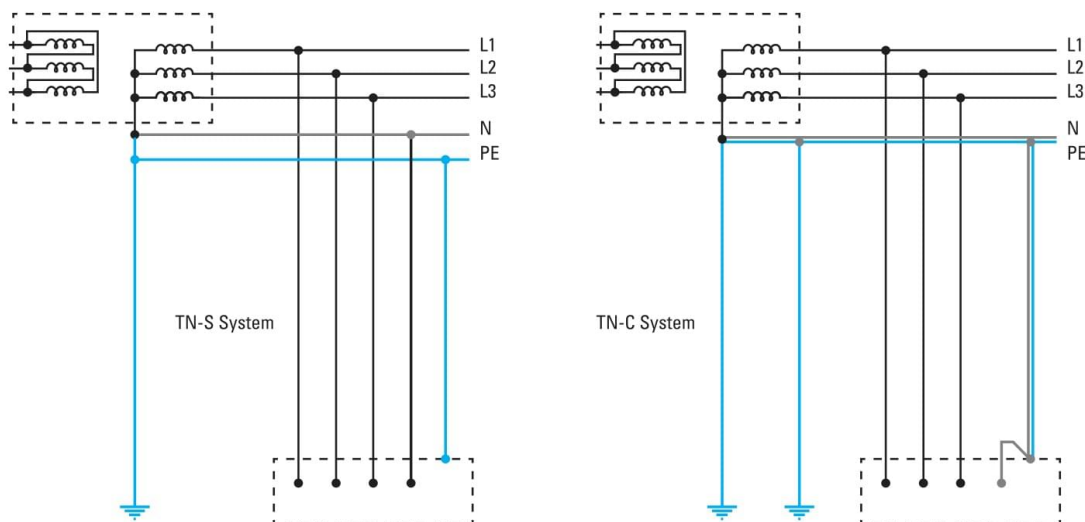
En estas condiciones, puede continuar en servicio la instalación, pero se debe tener en cuenta lo siguiente:

- ◇ Estar advertido de que existe esta primera falla.
- ◇ Buscar el punto de falla existente y subsanarlo lo antes posible, para evitar que se produzca una segunda falla.

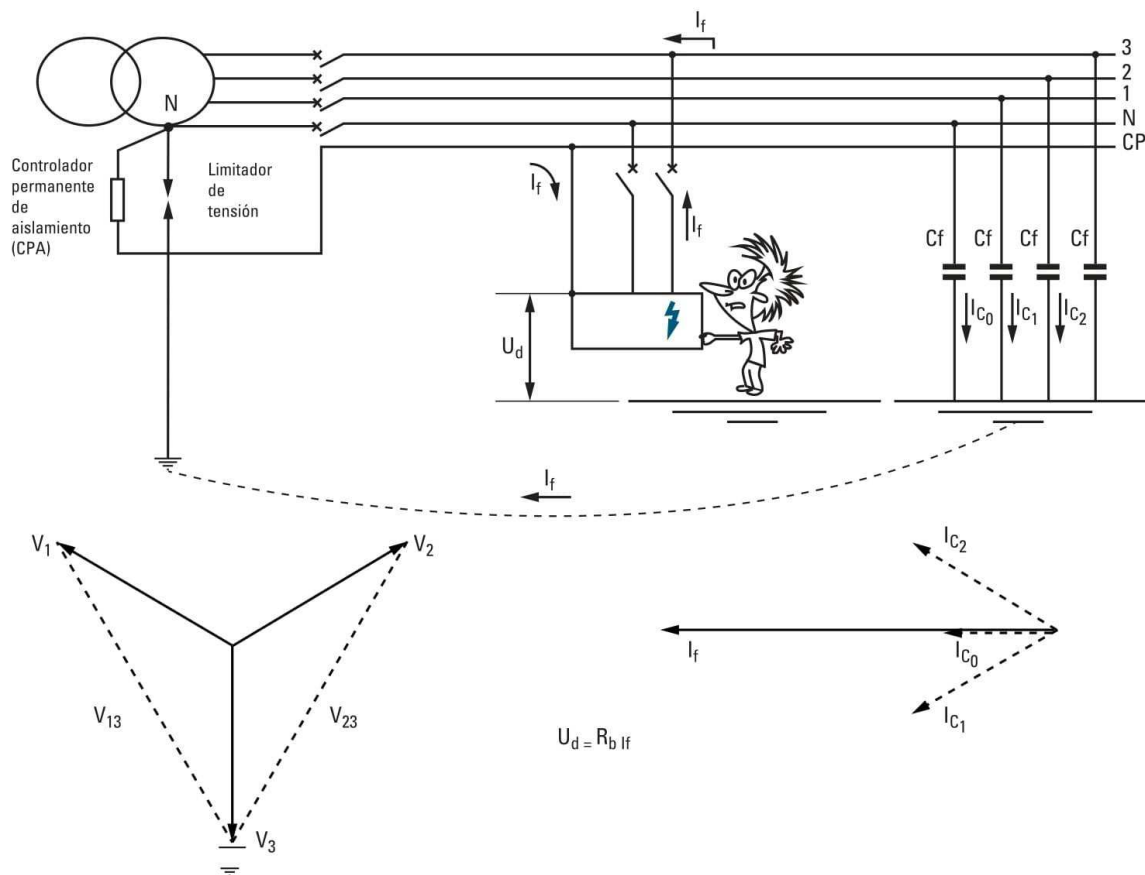
Cuando aparece una segunda falla y no se ha eliminado el primer punto de falla, pueden producirse las siguientes situaciones:

- ◇ La falla afecta al mismo conductor. No aumenta la situación de peligro, y la instalación puede continuar en servicio. Por otro lado, aparecerán sobretensiones en las fases sanas.
- ◇ Si la segunda falla afecta a un conductor sano y todas las masas están interconectadas, se produciría un cortocircuito bifásico.

En muchos casos, se recomienda la instalación de un dispositivo limitador de tensión entre el punto de neutro de la alimentación y la tierra, a fin de contener los posibles valores que pudieran aparecer.



Esquema de conexión TN-C y TN-S de conexión de neutro a tierra y masas a tierra.



Esquema de conexión IT de conexión de neutro a tierra y masas a tierra.

Los esquemas TN-S no se recomiendan en sistemas domiciliarios y alimentados desde una red pública BT.

Componentes

El **conductor de protección** se cablea por separado de los cables que corresponden a fase y neutro. El cableado se debe conectar a todas las partes metálicas que corran riesgo de quedar conectadas a la tensión de alimentación para que, de esa manera, la corriente que pueda circular lo haga por el conductor.

Es necesario considerar que también se puede llegar a realizar la conexión de la estructura de los edificios. De esta forma, será este el cable que se conecta al electrodo de tierra. Para la elección de la sección de este tipo de cables, más allá de lo que sugieren las reglamentaciones vigentes de cada país, tendremos que proceder a verificar su sección para que pueda soportar las corrientes de cortocircuito o falla a tierra máxima.

Conductor de protección

En baja tensión y para instalaciones domiciliarias, se utiliza un conductor de 2,5 mm² de cobre, que tiene una envoltura aislante de color verde y amarillo para poder identificarlo del resto de la instalación. Este conductor debe conectarse en cualquier equipo o componente metálico que sea susceptible de quedar bajo tensión por falla de aislamiento de algún cable de fase.



Imagen del conductor de protección, conectado a la jabalina de puesta a tierra.



Ahora conoceremos los **electrodos de tierra**. Este componente está en contacto directo con el terreno, proporcionando un medio de drenaje de las corrientes de fugas o fallas a tierra. Los electrodos deben tener propiedades mecánicas y eléctricas adecuadas para poder funcionar de la misma manera durante un largo tiempo sin la necesidad de realizar mantenimientos e inspecciones periódicas. De acuerdo con esto, el material debe mantener buena conductividad eléctrica y no corroerse.

Los materiales utilizados pueden ser: cobre, acero galvanizado, acero inoxidable y hierro fundido. El electrodo puede tomar diversas formas: barras verticales (jabalinas), placas y conductores horizontales.

Los electrodos deben mantener sus características mecánicas y eléctricas durante un largo período.

El electrodo tiene tres tipos de resistencia que se enfrentan al pasaje de la corriente de fuga o falla:

- ♦ Resistencia propia del electrodo y de sus conexiones a la instalación.
- ♦ Resistencia de contacto entre el electrodo y el terreno circundante.
- ♦ Resistencia de la tierra circundante.

La resistencia propia del electrodo es de muy poco valor y prácticamente despreciable con respecto a la resistencia total del sistema, por las secciones transversales que se utilizan y los materiales empleados.

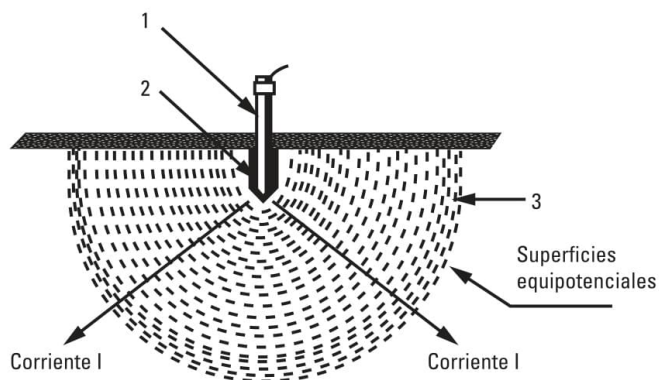
La resistencia de contacto entre el electrodo y la tierra que lo rodea es muy baja siempre que el electrodo se encuentre libre de pintura y grasa en su superficie externa.

Un **electrodo hincado** en un terreno de resistividad uniforme conduce corriente en todas direcciones. La capa adyacente al electrodo es la que tiene menor área y, por lo tanto, ofrece la mayor resistencia. A distancias mayores, tenemos mayores áreas y, por consiguiente, menores resistencias.

Los electrodos más utilizados son las jabalinas, dado que estas son económicas y fáciles de instalar. Estas se clavan en la tierra para lograr la profundidad deseada (a mayor profundidad, menor resistencia) y tienen un tratamiento para evitar su corrosión. Una varilla de acero con un recubrimiento de cobre de 10 milésimas puede durar hasta 35 años en un terreno promedio. En caso de necesitar más profundidad de jabalina, se utilizan accesorios roscados que funcionan como alargues, de manera de lograr la profundidad deseada.

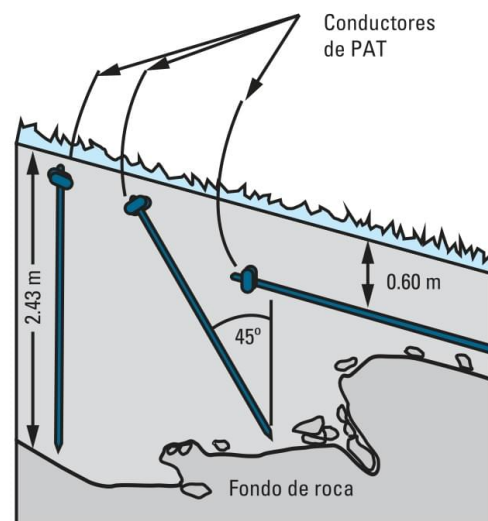
Si el terreno es rocoso, no se pueden clavar directamente las jabalinas, dado que se corre el riesgo de que se doblen o se dañen. En estos casos, se las puede poner inclinadas u horizontales en una trinchera creada para este fin.

En instalaciones de industrias, media tensión, o donde los niveles de corriente por drenar a tierra sean muy elevados por la distribución de estas corrientes a tierra, conviene generar un drenaje más distribuido en vez de utilizar un drenaje puntual (que se explicará más adelante, y que es peligroso para personas y animales).



Componentes de resistencia de tierra en un electrodo de tierra

- 1) Resistencia del electrodo y sus conexiones.
- 2) Resistencia de contacto entre el electrodo y el suelo adyacente.
- 3) Resistencia de la tierra alrededor del electrodo.



Detalle de las resistencias del electrodo y ejemplos de ubicación de las jabalinas de puesta a tierra.



Detalle de las jabalinas de puesta a tierra de cobre, los accesorios de alargue y los accesorios de conexión.

Con este fin se coloca, debajo de la instalación por proteger, una malla formada por conductores desnudos, y cuyas dimensiones dependerán de los niveles de resistencia de puesta a tierra que se obtenga.

Esta malla debe estar formada por una cuadrícula integrada por conductores de cobre desnudos, soldados en cada unión de la cuadrícula y con jabalinas en sus extremos. Con esta solución se obtienen valores de resistencia de puesta a tierra mucho más bajos que con la jabalina sola, pero su utilización se basa en la seguridad ante grandes corrientes por drenar a tierra, limitándose a un aspecto económico dado que se tiene el costo de los conductores desnudos, sumado al costo de la obra para instalar la malla.

Para mejorar valores de resistencia de puesta a tierra, se puede aumentar la cantidad de cables de cobre desnudos, ya sea incrementando la superficie donde se instalará la malla de puesta a tierra o reduciendo el tamaño de cada cuadrícula. Además, se puede aumentar la cantidad de jabalinas por instalar, con la condición de que no se instalen las jabalinas demasiado próximas unas a otras por el riesgo de que se interfieran sus efectos.

Como comentamos anteriormente, el límite también lo puede dar el aspecto económico, el mayor costo en cobre



Malla de puesta a tierra, que puede ocupar grandes extensiones.

y obra que insumirán las menores cuadrículas y la mayor cantidad de jabalinas. Se debe realizar el diseño del sistema de puesta a tierra ponderando su costo, y la seguridad de las personas y la instalación por igual.

El diseño del sistema de puesta a tierra debe tener en cuenta por igual tanto la seguridad de las personas como los bienes y los costos.

Soldadura exotérmica

Uno de los principales problemas de los sistemas de puesta a tierra ha sido siempre el incremento de la resistencia de contacto por causa de empalmes defectuosos que se dan entre conductores, conductores y barras, o entre conductores y superficies. Para estos problemas de conexiones se han investigado distintas soluciones; de ellas, la óptima es la soldadura exotérmica a partir de una aleación de cobre fundido.

Ejemplo de soldadura exotérmica, con el molde necesario para la colocación de la fundición de cobre.



DISEÑO Y CÁLCULO

Desarrollaremos conceptos aplicados al diseño y cálculo de una red de puesta a tierra de valores aceptables, y las verificaciones en pos de la seguridad de las personas y los animales.

En esta sección veremos valores de seguridad para los cuales se considera que nuestro sistema de puesta a tierra está correctamente diseñado. Se analizarán los valores de resistencia de jabalina y cómo se mejoran estos valores agregando sustancias al terreno. Conoceremos la influencia de los terrenos y de la profundidad de instalación de los elementos que componen el sistema de puesta a tierra. Además, la metodología de cálculo de los sistemas de puesta a tierra, y cómo se realiza el mantenimiento y la verificación periódica.

Criterios de diseño

Para comprender los criterios que es necesario tener en cuenta a la hora de diseñar una puesta a tierra, se deben reconocer ciertos parámetros fundamentales que se respetarán y que serán determinantes para saber si el sistema calculado es correcto o no.

El primer parámetro que se debe considerar es la **tensión de contacto**, que se define de la siguiente manera: “Diferencia

de potencial (parte de la tensión de puesta a tierra) a la que puede quedar sometido el cuerpo humano entre la mano y el pie, o entre una mano y la otra (distancia horizontal entre partes afectadas, aproximadamente 1 metro), cuando una persona de pie establece contacto mediante sus manos con alguna superficie metálica conectada a la red de tierra”.

Luego tenemos en cuenta la **tensión de paso**, que se define de la siguiente manera: “Diferencia de potencial (parte de la tensión de puesta a tierra) que aparece entre dos puntos separados por una distancia igual al paso normal humano (aproximadamente 1 metro), sobre la superficie de apoyo de los pies (tierra, césped, suelo, etcétera)”.

Se observa en el gráfico de la columna anterior que, si la curva que presenta el sistema de puesta a tierra es muy pronunciada, podría generar tensiones elevadas entre los pies de una persona y, más aún, entre los pies de un animal grande (ganado, caballos, etcétera). Por eso, se desarrollan las mallas de puesta a tierra, con el fin de tratar de limitar esta pendiente, y de que los valores que se presenten sean tolerables y seguros para personas y animales.

Lo mismo ocurre con la tensión de contacto; en cuanto la curva de descarga a tierra presenta una pendiente muy pronunciada, esta tensión puede tomar valores peligrosos, por lo que se debe tratar de que dicha curva tenga un formato más aplanado.

Los valores admisibles de ambas tensiones se obtienen, de acuerdo a los tiempos en los que actuará una protección de falla a tierra (interruptor diferencial), utilizando una curva que se encuentra en las normas de cálculo. En este caso, el valor de tensión que obtengamos de cálculo debe dar un tiempo admisible mayor que el valor del tiempo de extinción de la falla con los elementos de protección.

Con respecto a las tensiones de paso y de acuerdo a las normativas vigentes, no se limitan los valores de estas tensiones, dado que estos siempre son mayores que las tensiones de contacto. De acuerdo a esto, verificada la tensión de contacto, se considera verificada la tensión de paso.

De acuerdo a lo anterior y siguiendo con conceptos de diseño, es necesario explicitar los significados de puesta a tierra de servicio y de protección.

La **puesta a tierra de servicio** es el punto de conexión a puesta a tierra, necesario para el funcionamiento de los equipos, máquinas e instalaciones, donde es esperable que

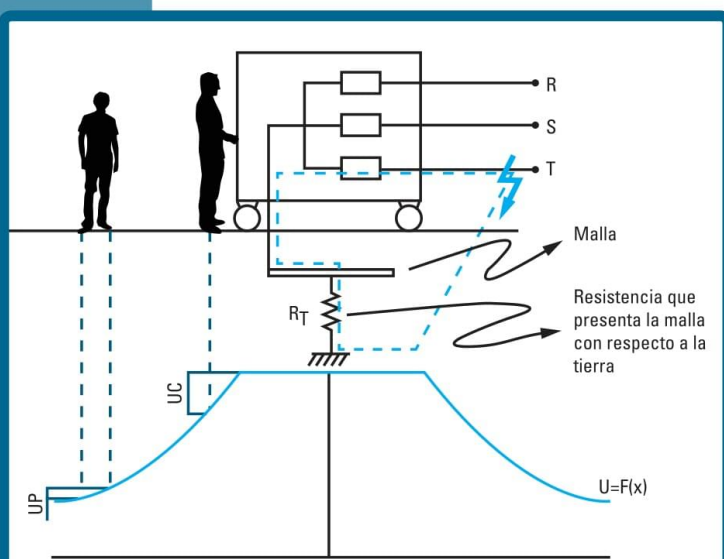


Imagen que esquematiza las tensiones de paso y de contacto con respecto al funcionamiento de la puesta a tierra.

haya corrientes de circulación propias al funcionamiento normal de lo que se encuentre conectado. Se conectan los neutros a tierra en forma directa o a través de una impedancia. A continuación, presentamos algunos ejemplos:

- ♦ Los neutros de los transformadores, que lo precisan en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa, o a través de resistencias o bobinas.
- ♦ El neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo necesiten.
- ♦ Los circuitos de baja tensión de transformadores de medida.
- ♦ Los limitadores, descargadores, autoválvulas y pararrayos para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.
- ♦ Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

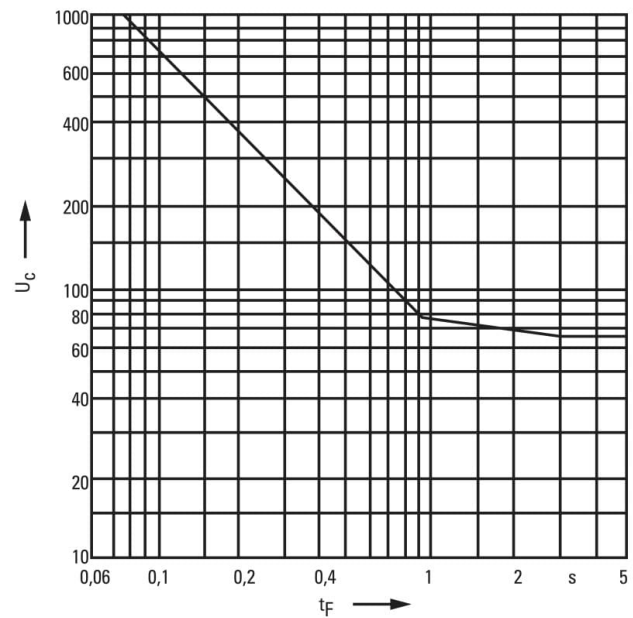
La **puesta a tierra de protección** es el conjunto de puestas a tierra de las masas metálicas, las que no deben quedar sometidas a la tensión de servicio. Esta puesta a tierra es la responsable de proteger a las personas, animales o bienes. También es la encargada de recibir las descargas eléctricas por cortocircuito. A continuación, se muestran algunos ejemplos:

- ♦ Chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- ♦ Envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- ♦ Puertas metálicas de los locales.
- ♦ Vallas y cercas metálicas.
- ♦ Columnas, soportes y pórticos.
- ♦ Estructuras y armaduras metálicas de los edificios, que contengan instalaciones de alta tensión.
- ♦ Blindajes metálicos de los cables.
- ♦ Tuberías y conductos metálicos.
- ♦ Carcasas de transformadores, generadores, motores y otras máquinas.
- ♦ Hilos de guardia o cables de tierra de las líneas aéreas.

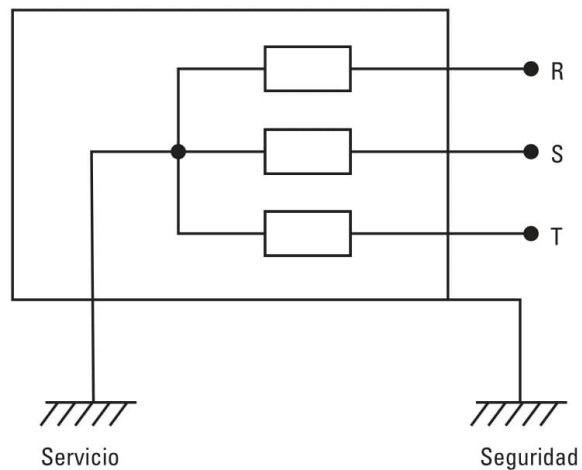
En la búsqueda de lograr la menor resistencia de puesta a tierra posible, el encargado del diseño debe prestar mucha atención a las dimensiones físicas y los atributos de las jabalinas. Una parte muy importante en el valor final de resistencia es la orientación que toma la jabalina en la tierra. Otro aspecto que varía mucho el valor de resistencia final es la profundidad que logra la jabalina y que, como vimos antes, se puede modificar con alargues roscados.

En los gráficos siguientes, observaremos que, a medida que aumenta la profundidad de las jabalinas, la resistencia de la puesta a tierra decrece casi exponencialmente hasta que, en cierta profundidad, este efecto es menor.

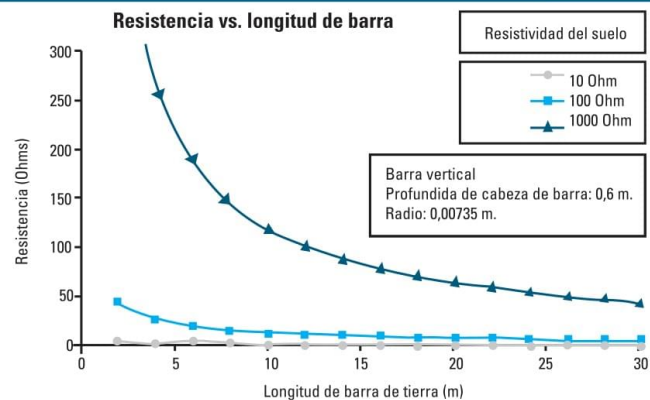
En suelos estratificados, el efecto es más pronunciado luego de que la jabalina supere las primeras capas del suelo, ya que estas son las de mayor resistividad. Una vez superadas las primeras capas del suelo, el efecto del aumento de longitud es despreciable.



Curva de tensión de contacto en función de la duración de la corriente de falla.



Esquema que explica la diferencia entre puesta a tierra de servicio y de protección.



Variación de la resistencia de puesta a tierra en función de la profundidad de la jabalina, para distintos tipos de suelo estratificado.



Por la ley de Kirchhoff, sabemos que, en el caso de colocar más de una jabalina en paralelo, la resistencia total del conjunto será menor y, por lo tanto, se tendrá una curva con un fuerte decremento exponencial.

El problema de los electrodos en paralelo es que, al colocarlos muy juntos, el efecto del paralelo desaparece ya que empieza a haber una interferencia entre ellos. Normalmente, la distancia entre los ejes de los electrodos debe ser $\geq 4L$, en la que L corresponde a la longitud del electrodo. En los casos donde se requiera obtener resistencias muy bajas y exista disponibilidad de área de terreno, las distancias entre los ejes de los electrodos deberán ser las máximas posibles. A mayor distancia entre los ejes de los electrodos, mayor será la reducción de la resistencia por obtener; debido al fenómeno de la resistencia mutua entre electrodos.

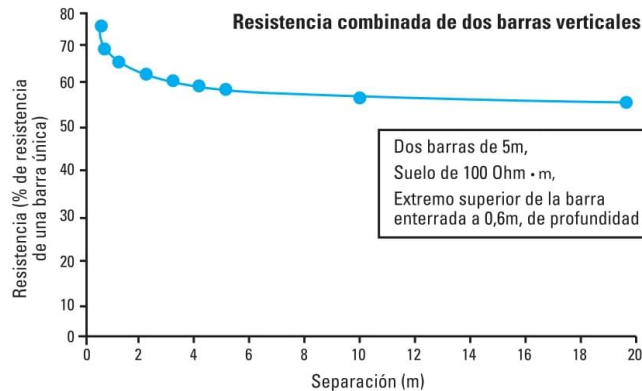
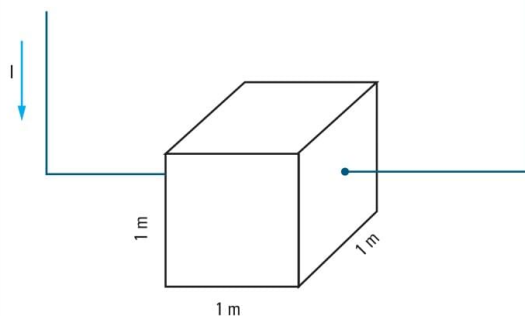


Gráfico que explica la variación y el mejor aprovechamiento de la instalación de dos jabalinas en paralelo de acuerdo a su interferencia.

Esquema del cubo elemental en el que se basa la estimación de la resistividad del terreno.



Se pueden instalar jabalinas en paralelo, pero se debe cuidar la separación entre ellas para evitar interferencia.

La resistividad del terreno es otro aspecto fundamental para tener en cuenta a la hora de diseñar el sistema de puesta a tierra. De acuerdo con esto, sería un error intentar usar la misma configuración o diseño en un terreno húmedo que en un suelo rocoso y seco.

Cuando se comienza el cálculo y el diseño del sistema de puesta a tierra, se supone que todo el terreno está en íntimo contacto con las jabalinas o mallas. Para mantener esta suposición y reducir al mínimo la resistencia de contacto, se debe utilizar un material de relleno que sea el más apto para el funcionamiento del sistema.

Una vez aclarado esto, es necesario tener en cuenta que el factor restante de mayor preponderancia a la hora del funcionamiento del sistema es el terreno y la impedancia que pueda presentar.

El terreno presenta una resistividad en ohm · metro. Esta unidad se obtiene de la resistencia entre dos caras opuestas de un cubo de 1 metro cúbico de tierra homogénea.

Sobre esta base, tendremos las siguientes expresiones:

$$R = \frac{\rho \times L}{S}$$

$$\rho = \frac{R \times S}{L} \approx \left[\frac{\Omega \times m^2}{m} \right]$$

$$\text{si: } S = L = 1 \Rightarrow \rho = R [\Omega \times m]$$

La **resistividad del suelo** varía ampliamente según su composición y la zona climática; además varía estacionalmente debido a que está determinada en alto grado por el contenido de electrolito, consistente en agua, minerales y sales, y por la temperatura. Los valores de resistividad se encuentran tabulados para distintas regiones.

Para valores más exactos de resistividad, se debe medir *in situ* sobre el terreno, de acuerdo al método explicado en clases anteriores sobre el uso del telurímetro.

Los factores principales que afectan el valor de la resistividad del terreno son: el tamaño de los poros del suelo y el contenido de agua o el grado de humedad que presenta. La porosidad afecta cuanto mayores sean los granos del material, porque se forma más cantidad de cámaras de aire, que son malas conductoras de electricidad.

El diámetro de los poros varía entre 80/90 % en el sedimento de lagos y 30/40 % en el caso de arena y arcilla no compactada, y menos en piedra caliza compactada.

Es muy poco frecuente encontrar un terreno completamente uniforme y sin variación en su composición con el fin de la puesta a tierra. El foco de interés se coloca en la profundidad en la que el terreno permite que las corrientes fluyan por él hacia la tierra. Estas pueden ser de poca profundidad, si hubiera una gran cantidad de componente rocoso por debajo. En el caso de instalar una jabalina prácticamente en la superficie, se debe estudiar muy bien la resistividad de cada capa de roca.

La temperatura y el contenido de agua tienen una influencia importante en la resistividad del terreno y en el com-

portamiento del sistema de tierra. Un incremento del 20 % en el contenido de agua provoca una reducción drástica de la resistividad; luego, por debajo de este valor, la variación tiende a estabilizarse. En el caso de la temperatura, la resistividad crece muy lentamente a medida que la temperatura disminuye hasta llegar al punto de congelamiento. Después, crece muy rápido al disminuir la temperatura por debajo de este punto.

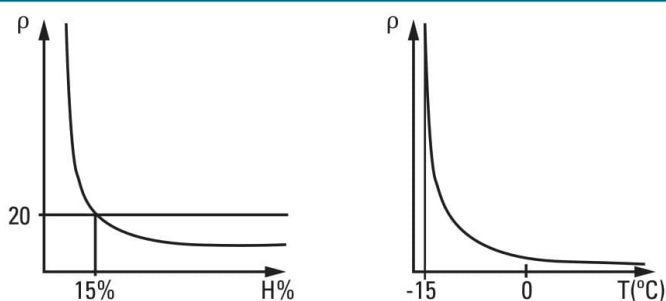
En estos casos, el sistema de tierra debe instalarse por encima del punto de congelación si se pretende un valor aceptable de la resistencia a lo largo de todo el año. Se considera que el contenido de humedad es mucho más importante que la temperatura sobre la resistividad, siempre que la temperatura del suelo esté por encima de 0 °C.

Si el agua contiene ciertos minerales y sales disueltos, estos pueden ayudar a reducir aún más la resistividad. El contenido de agua varía según la estación, y es probable que origine cambios en la impedancia del sistema de tierra. La resistividad del terreno se reduce por un incremento en el contenido de sales. Puede darse el caso que un terreno seco tenga alta resistividad, pero un terreno húmedo también puede tenerla si no contiene sales solubles, o sea, si el agua es muy blanda. Las sales aumentan la conductividad del suelo y se colocan rodeando al electrodo o la jabalina, sin entrar en contacto directo.

El agregado de sales en mayores cantidades reducirá la resistencia, pero resultaría antieconómico por su elevado costo. El uso de este tipo de producto causa una mejor uniformidad estacional de la resistividad del terreno.

Las sustancias que se usan para un eficiente tratamiento deben tener las siguientes características:

- ♦ Higroscopicidad.
- ♦ No ser corrosivas.
- ♦ Químicamente estables en el suelo.
- ♦ Inocuas para la naturaleza.
- ♦ Conductividad eléctrica.



Gráficos de variación de resistividad con la humedad y la temperatura.

Se pueden utilizar sales en gel. Se inyecta el terreno con dos o más sales en solución acuosa acompañadas con catalizadores que reaccionan entre sí formando un gel estable. Este tiene una elevada conductividad eléctrica resistente a los ácidos del terreno con buenas cualidades higroscópicas e insolubles en el agua. Por otro lado, rellena los espacios intersticiales dentro del pozo, dando una excelente conexión entre terreno y jabalina.

De esta manera, se consiguen reducciones de la resistencia a tierra que van del 25 al 80 % del valor original sin tratamiento. La cantidad que se aplicará depende del tipo de terreno.

Valores típicos de resistividad de diferentes suelos

Tipo	Resistividad (ohm-metro)	
Agua de mar		
Tierra vegetal/arcilla húmeda	5 -	50
Arcilla, arena y grava	40 -	250
Creta (tiza) porosa	30 -	100
Piedra caliza cristalina	300 +	
Roca	1000 -	10000
Roca ígnea	2000 +	
Concreto seco	2000 -	10000
Concreto húmedo	30 -	100
Hielo	10000 -	100000

Tabla con valores de resistividad típicos para distintos tipos de suelos.

Bentonita

Consiste en infiltrar la perforación con una solución arcillosa, que llena las grietas y fisuras naturales, previniendo una buena conductividad. La bentonita es básicamente una arcilla de notables características higroscópicas, buen conductor de electricidad y, además, protege de la corrosión a los electrodos ferrosos. La desventaja que presenta es que, en condiciones extremadamente secas, la mezcla puede resquebrajarse ofreciendo así poco contacto con el electrodo.

Tratamiento en la zona de colocación de la jabalina de puesta a tierra con bentonita.





Metodología de cálculo

En esta parte de la clase, se desarrollará el paso a paso de cómo calcular un sistema de puesta a tierra, según las normas VDE o IRAM correspondientes. Para esto, supondremos como hipótesis que lo realizaremos sobre un terreno con una resistividad r igual a 30 W*metro .

En este procedimiento de cálculo comenzaremos realizando el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de una jabalina, y explicaremos cada factor que interviene en las ecuaciones, acompañado de un ejemplo numérico.

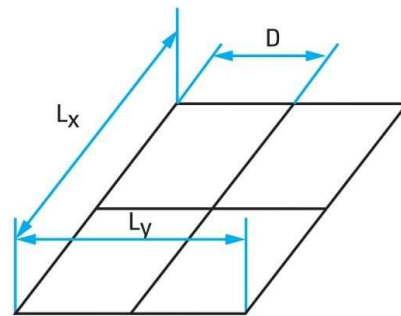
Luego, procederemos con el cálculo de una malla de puesta a tierra, donde se presenta su fórmula general y se explican uno a uno los factores que intervienen. Se calcularán, además, las dimensiones que ocupará la malla en total y realizaremos un ejemplo numérico con valores reales.

Sobre la base de los resultados de la malla, se hará una verificación térmica del conductor de la malla para corroborar que sea capaz de soportar las descargas de la corriente a malla sin sufrir daños y, por lo tanto, discontinuar la trama de la malla. Por último, se verificarán las tensiones de paso y de contacto, para lo que se deben calcular diferentes constantes, que terminarán ayudando a la determinación de estas tensiones.

Antes de comenzar, cabe resaltar que este cálculo es aplicable a instalaciones de baja tensión.

Existen otros métodos de cálculo, como el de la norma VDE 0141, que se aplica para sistemas de puesta a tierra con tensiones superiores a $13,2 \text{ kV}$ y para la que las fórmulas son completamente diferentes. En esta norma también se calcula y verifica la tensión de contacto, de la misma manera que lo haremos en este paso a paso.

La base de estos cálculos que se presentarán puede ser aplicada en cualquier sistema domiciliario y de industrias que se alimenten en baja tensión y baja potencia.



Ejemplo de medidas de malla a tierra requeridas para el cálculo de su resistencia.

PASO A PASO

Cálculo en sistemas PAT

01 Cálculo de resistencia de jabalina.

La fórmula utilizada para la determinación de la resistencia de la jabalina es la siguiente:

$$R_j = \frac{\rho}{2\pi L_j} \ln\left(\frac{2L_j}{d}\right)$$

Siendo:

- ♦ r : resistividad del terreno en W*mt .
- ♦ L : largo de la jabalina en metros.
- ♦ D : diámetro de la jabalina en metros.

Debemos obtener un valor de R_j inferior a 10 W para aceptar la jabalina. Ejemplo: longitud de jabalina de 3 metros y un diámetro de 12,6 mm.

$$R_j = \frac{30\text{ohm} * \text{mt}}{2\pi * 3\text{mt}} \ln\left(\frac{2 * 3\text{mt}}{0,0126\text{mts}}\right) = 9,813\text{ohm}$$

Se adopta esta jabalina por tener un valor de resistencia menor a 10 W . Si se varía la longitud, la resistencia puede bajar.

Como sabemos, en esta parte de la clase se realizará el procedimiento de cálculo y dimensionamiento de un sistema de puesta a tierra. Se calcularán las resistencias para una jabalina y para una malla de puesta a tierra.

Las normas de cada país pueden variar en sus valores permitidos o en los valores característicos de sus suelos.


PASO A PASO Cálculo en sistemas PAT (continuación)

02 Cálculo del sistema de malla a tierra.

Se adopta una red conformada por una cuadrícula compuesta por conductores de cobre desnudos, y jabalinas emplazadas en el perímetro de la malla y en su parte interna; y se realiza una configuración inicial donde se eligen la cantidad de cuadrículas, las dimensiones y cuántas jabalinas (junto a su ubicación estimada).

Previamente se debe calcular el área total por proteger en metros cuadrados, junto al largo total de los conductores en metros. Para esto, es necesario conocer las dimensiones en planta de la construcción que se debe proteger.

$$R_m = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Siendo:

- ♦ L_X : largo de la malla en metros (m).
- ♦ L_Y : ancho de la malla en metros (m).
- ♦ h : profundidad de enterramiento de la malla en metros (m).
- ♦ L_V : longitud de un electrodo tipo varilla en metros (m).
- ♦ d : diámetro de la jabalina en metros (m).
- ♦ D : espaciamiento entre conductores en metros (m).
- ♦ N : número de electrodos tipo varilla.
- ♦ n : número de conductores paralelos (media geométrica); para el cálculo de mallas rectangulares se tiene:

$$n_a = \frac{L_X}{D} \quad n_b = \frac{L_Y}{D} \quad n = \sqrt{n_a \times n_b}$$

03 Cálculo de longitud total del conductor horizontal que compone la malla de puesta a tierra.

$$L_C = \left(\frac{L_X}{D} + 1 \right) \times L_T + \left(\frac{L_Y}{D} + 1 \right) \times L_X$$

Luego calculamos la longitud total aportada por las jabalinas, como el producto de la longitud de cada jabalina y la cantidad de jabalinas instaladas.

$$L_V = N \times L_V$$

Podemos obtener la longitud total de los conductores en el sistema de puesta a tierra, agregando la longitud total de las jabalinas a la longitud del conductor horizontal que conforma la malla.

$$L_T = L_C \times L_V$$

Luego, el área que ocupa la malla tiene la siguiente expresión.

$$A = L_X \times L_Y$$

04 Ejemplo de cálculo de resistencia de malla a tierra, continuando con los datos del ejemplo de la resistencia de la jabalina a tierra.

- ♦ Dimensiones de malla: 14 m x 30 m.
- ♦ Formada por una cuadrícula de 1 m de lado.
- ♦ Profundidad de enterrado (h): 1 m.
- ♦ Conductor desnudo de acero ($S_{min} = 50 \text{ mm}^2$).
- ♦ Cantidad de jabalinas (N) = 16.
- ♦ Largo de jabalina (L_V) = 3 m.

$$L_C = \left(\frac{14m}{1m} + 1 \right) L_T = 16 \times 3m = 48m \quad \left(\frac{30m}{1m} + 1 \right) \times 14m = 884m$$

05 Cálculo del dimensionamiento térmico de los conductores que se encuentran enterrados.

$$S = I * \sqrt{\frac{tc * \alpha_r * \rho_r * 10^4}{Kct \ln \left[1 + \left(\frac{Tm - Ta}{Ko + Ta} \right) \right]}}$$

Siendo:

- ♦ S : sección del conductor en mm^2 .
- ♦ I : corriente de falla en KA.
- ♦ tc : tiempo de falla en segundos.
- ♦ α_r : coeficiente a la resistividad a 20 °C en 1/°C.
- ♦ ρ_r : resistividad del conductor en ohms.
- ♦ Kct : capacidad térmica del conductor en J/cm 3 °C.
- ♦ Tm : la temperatura máxima del conductor está en °C (200 °C).
- ♦ Ta : temperatura ambiente en °C (20 °C).
- ♦ $Ko = 1/\alpha_r - Ta$.


PASO A PASO Cálculo en sistemas PAT (continuación)

06 Ejemplo de cálculo. Para dicho ejemplo podemos utilizar un conductor de acero inoxidable 304.

$$S = 1 * \frac{0,2 \text{ seg} * 0,0013^{\circ}\text{C}^{-1} * 72 \mu\Omega * 10^4}{4,032 \text{ J} / \text{cm}^3 \text{ }^{\circ}\text{C}} = 3.124 \text{ mm}^2$$

$$\sqrt{\ln \left[1 + \frac{200^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}}{\frac{1}{0,0013^{\circ}\text{C}^{-1}} - 20^{\circ}\text{C} + 20^{\circ}\text{C}} \right]}$$

Adoptaremos la sección mínima de 50 mm² para el acero. Los valores mínimos según el tipo de conductor son los siguientes:

- ♦ Acero: 50 mm².
- ♦ Cobre: 16 mm².
- ♦ Acero-cobre: 25 mm².
- ♦ Aluminio: 35 mm².

08 Cálculo de Kp, Ki y Kc.

Para el cálculo de Kp, se utiliza la siguiente expresión:

$$Kp = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+d} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{(n-2)}) \right]$$

Para el cálculo de Kc, se utiliza la siguiente expresión:

$$Kc = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln * \left(\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D+2h)^2}{8dD} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{Kj}{Kh} * \ln \frac{8}{\pi * (2n-1)} \right]$$

Para el cálculo de Ki, se utiliza la siguiente expresión:

$$Ki = 0,656 + 0,172n$$

Siendo:

- ♦ D: separación entre conductores paralelos en metros.
- ♦ d: diámetro del conductor de la red de malla en metros.
- ♦ h: profundidad a la que está enterrado el conductor en metros.
- ♦ n: número de conductores paralelos (media geométrica). Para Kp se toma el mayor.
- ♦ Kj = 1 para redes malladas con jabalinas asociadas:

$$Kj = \frac{1}{2n^{2/n}}$$

- ♦ ho = 1m (profundidad de referencia):

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{h}{ho}}$$

07 Cálculo de tensiones de paso y de contacto.

Para el cálculo de la tensión de paso (Vpaso), se utiliza la siguiente expresión:

$$Vpaso = \rho * Kp * Ki * \frac{If}{Lt}$$

Para el cálculo de la tensión de contacto (Vcontacto), se utiliza la siguiente expresión:

$$Vcontacto = \rho * Kc * Ki * \frac{If}{Lt}$$

Siendo:

- ♦ ρ: resistividad del terreno en ohm*metro.
- ♦ Kp: factor geométrico para tensión de paso.
- ♦ Kc: factor geométrico para tensión de contacto.
- ♦ Ki: factor de irregularidad.
- ♦ If: corriente de falla en amperes.
- ♦ Lt: largo total del conductor incluyendo las jabalinas en metros.

09 Ejemplo utilizando los datos anteriores.

Diámetro del conductor de la red de malla en metros: 0,009 m.

- ♦ - na = 15
- ♦ - nb = 31
- ♦ - Kj = 1
- ♦ - Kh = 1
- ♦ - If = 3 kA

Tiempo de actuación protección = 0,2 seg.

$$n = \sqrt{15 * 31} = 22$$

$$Kp = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * 1m} + \frac{1}{1m + 0,009m} + \frac{1}{1m} * (1 - 0,5^{(31-2)}) \right] = 0,793$$

$$Ki = 0,656 + 0,172 * 22 = 4,44$$

$$Kc = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln * \left(\frac{(1m)^2}{16 * 1m * 0,009m} + \frac{(1m + 2 * 1m)^2}{8 * 0,009m * 1m} - \frac{1m}{4 * 0,009m} \right) + \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1m}{1m}}} * \ln \frac{8}{\pi * (2 * 22 - 1)} \right] = 0,42$$

$$Vpaso = 30ohmm * 0,79 * 4,44 * \frac{1000A}{932m} = 112,9V$$

$$Vcontacto = 30ohmm * 0,42 * 4,44 * \frac{1000A}{932m} = 60,026V$$

Para la verificación del sistema, se debe confirmar el tiempo de desconexión de la protección asociada a las fallas a tierra.

Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra

Como todo sistema de seguridad y de funcionamiento, se debe estar seguro de que, en el momento en que entre en juego, esté en perfectas condiciones para hacerlo.

En especial con el sistema de puesta a tierra, este se encuentra enterrado y no se pueden hacer inspecciones visuales, por lo que se tienen que utilizar métodos especiales y de medición periódica para controlar su estado.

Como ya se mencionó en esta clase, el estado del sistema de puesta a tierra se define por el valor de resistencia que este presenta en contacto con la tierra, que debe ser lo suficientemente bajo como para que la corriente de fuga o de falla tenga más facilidad de drenarse a tierra, antes que por el cuerpo de una persona. Ahora bien, ¿qué provoca que el valor de resistencia de puesta a tierra varíe?

Podemos enumerar los factores que intervienen en esta variación y para los cuales hay que controlar el valor de resistencias, mediante mediciones a lo largo del tiempo. Un factor que puede modificar el comportamiento de la puesta a tierra es que la instalación eléctrica aumente de tamaño. Al aumentar la capacidad, puede aumentar la corriente de falla a tierra. Así, es posible que se necesite reforzar los electrodos de puesta a tierra si se modifica la tensión de paso y de contacto, elevándose estos valores.

Otro factor es que se instalen ductos y cañerías no metálicos para aplicaciones que no necesariamente deben ser eléctricas. De esta manera, la tierra del terreno deja de ser uniforme y, por lo tanto, varía la resistencia del conjunto y la característica de drenaje de la corriente a tierra.

La medición periódica de la puesta a tierra dará una alerta de si se debe hacer alguna intervención ante un aumento en su valor.

De esta manera, se puede decir que las instalaciones se vuelven menos efectivas, y es posible que sea necesario replantear el sistema.

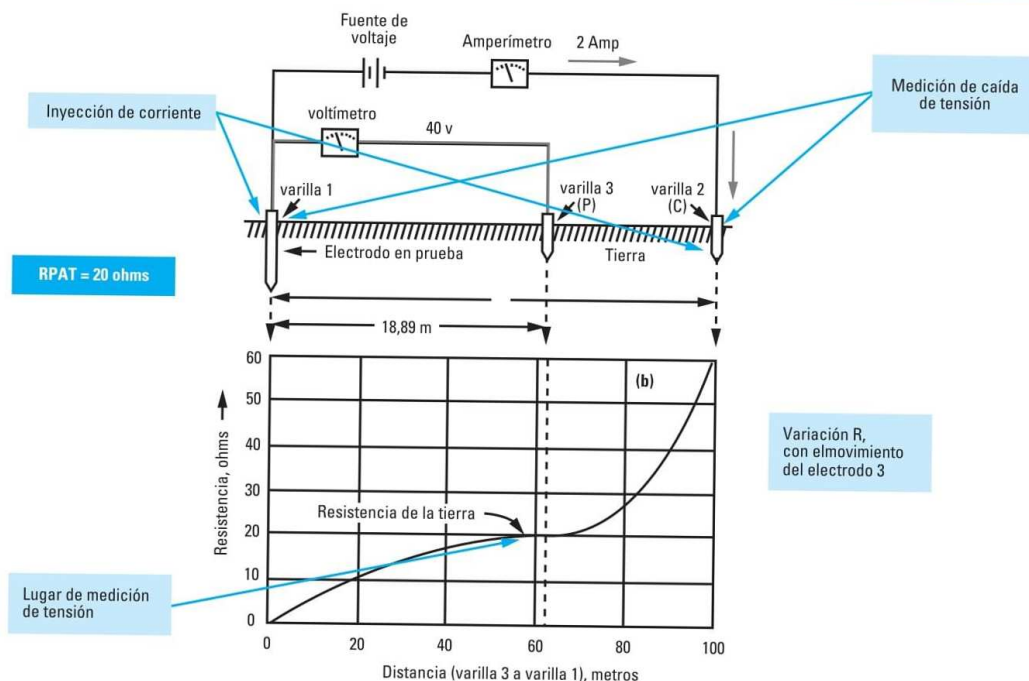
Por último, la resistencia de puesta a tierra puede variar por efecto del cambio de la profundidad a la que se hallen las capas freáticas. Con frecuencia ocurre que se realiza la instalación del sistema de puesta a tierra, se lleva a cabo la primera medición, y el resultado se encuentra dentro de los valores que se recomiendan. Luego, pasado el tiempo, las napas pueden descender, por lo que el entorno de la jabalina pierde humedad y, por lo tanto, aumenta la resistencia del conjunto. Para el chequeo continuo en el tiempo de la puesta a tierra, se realizan mediciones periódicas que buscan la tendencia que tiene el valor de resistencia a mantenerse estable o a aumentar.

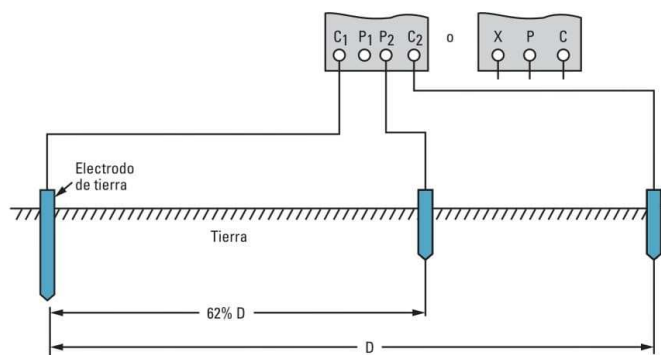
Para esto se utiliza el telurímetro, que fue mencionado en la clase de mediciones eléctricas.

El método de caída de potencial se basa en la ley de Ohm, donde el instrumento inyecta un valor de corriente en el electrodo o jabalina por verificar y mide la caída de potencial entre dos puntos. Este método se aplica a configuraciones sencillas de jabalinas.

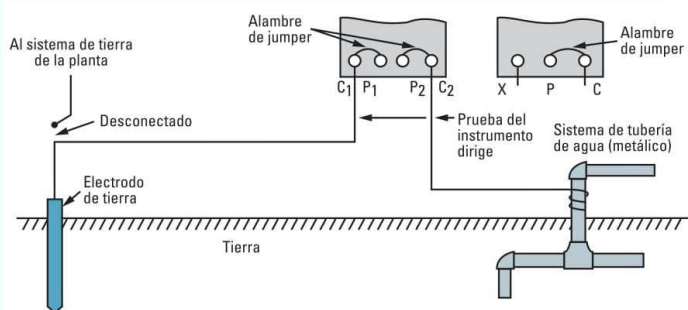
Si el terreno es lo suficientemente uniforme, es decir, no ofrece grandes diferencias en su composición entre los electrodos de los extremos, presenta un alto grado de precisión.

Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra por el método de caída de potencial.

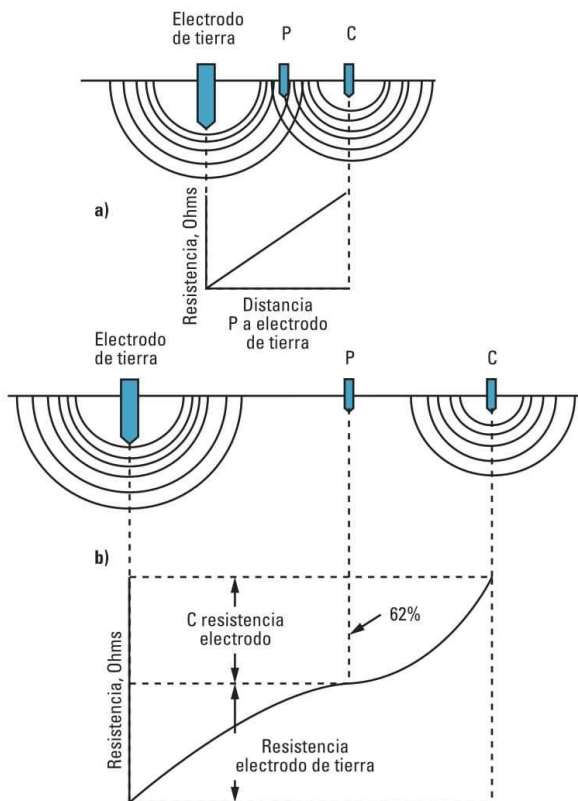




Esquema de medición de caída de potencial, donde se indica la distancia adecuada del electrodo P.



Esquema de conexión a la red del sistema de agua para el caso de la medición por dos puntas.



En la imagen se ve que no se estabiliza el valor de resistencia por medir, por la cercanía del electrodo C a la jabalina.

Para esta medición, el telurímetro viene con jabalinas o estacas de pruebas (en la figura final de la columna anterior, son las puntas P y C), y se debe colocar el retorno de la corriente lo más alejada posible de las otras, de manera de evitar que se produzca interferencia con las demás jabalinas. Para obtener un valor confiable de medición, el electrodo P debe colocarse aproximadamente a un 62 % de la distancia total entre la jabalina por verificar y la estaca C. Otro método utilizado para la determinación de la resistencia de puesta a tierra es el método de dos puntas, utilizado en instalaciones en donde no es posible colocar electrodos adicionales para realizar la medición. En este tipo de ensayo, se considera que la resistencia del electrodo de retorno es despreciable.

Un ejemplo de este tipo de medición consiste en utilizar como electrodo de retorno el sistema de cañería de agua. Para el método que se describe, existen diferentes limitaciones:

- ❖ La red de cañería de agua debe ser lo más grande posible con el fin de que tenga una resistencia despreciable.
- ❖ Hoy en día se está volviendo cada vez más popular el uso de cañerías de plástico para la red de agua, por lo que se debe conocer si todo el recorrido de cañería es metálico o no.
- ❖ La jabalina, al igual que con el método de las tres puntas, debe estar alejada del sistema de red de agua, dado que de lo contrario podría haber interferencia en la medición.

Como se mencionó en varias oportunidades al hablar de la medición de los sistemas de puesta a tierra, se debe evitar la interferencia del sistema de tierra.

Al colocar dos jabalinas muy próximas, se puede dar el caso de que la dispersión de la tensión en su proximidad se mezcle con la dispersión de otra jabalina. Esto da como resultado una caída de potencial distinta a la que daría si los electrodos estuvieran correctamente alejados y, por lo tanto, no se obtendría la estabilización necesaria para realizar una medición correcta.

Medición de puesta a tierra con pinza

Este método se aplica a la medición de una puesta a tierra individual dentro de un sistema de jabalinas en paralelo. Se basa en la hipótesis de que la puesta a tierra individual siempre será mayor que el paralelo de todas las resistencias de todas las jabalinas. Para esto se utiliza una pinza de corriente, que trabaja con dos transformadores de corriente, uno que induce una corriente y el otro que mide su proporcional, dependiendo de la resistencia.



SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Veremos la necesidad de un sistema de protección contra descargas atmosféricas, clasificación de estructuras, parámetros característicos del rayo, niveles de protección, método de esfera rodante.

Todos los inmuebles y las personas pueden quedar de un momento a otro bajo una tormenta eléctrica y a merced de sus efectos. Ante estas situaciones, cabe destacar que la intensidad media de la descarga de un rayo se estima en 20.000 amperes, pero se han detectado rayos de hasta 200.000 amperes.

La característica de cada país y región determina la cantidad e intensidad de las tormentas que se producen. Esa información será vital para determinar los niveles de protección.

Los efectos de un rayo pueden ser ocasionados por un impacto directo o por causas indirectas. Un impacto directo puede tener consecuencias catastróficas para las personas, edificaciones y animales; sin embargo, los daños por causas indirectas suelen ser más numerosos, acompañados de cuantiosas pérdidas económicas. Se entienden como causas indirectas la caída de rayos en las inmediaciones o sobre los tendidos aéreos, y las inducciones electromagnéticas en estos conductores.

La finalidad de todo sistema de pararrayos es la protección de los inmuebles, mediante la determinación del posible punto de impacto (pararrayos) y de un camino bien definido de baja impedancia para la captación y el drenaje de la descarga a tierra. Teniendo en cuenta esta definición, se debe mencionar la existencia de dos tecnologías en lo que hace a la protección contra el rayo: una es la tradicional protección con puntas Franklin, y la otra es la utilización de pararrayos con dispositivos de cebado. En ambos sistemas el análisis por realizar es el mismo, y la principal diferencia reside en que los pararrayos activos tienen radios de protección considerablemente mayores.

Clasificación de las estructuras

Los rayos pueden causar daños en las edificaciones o estructuras, en las instalaciones o en la cercanía de ellas. Estos daños pueden clasificarse de acuerdo a los efectos que el rayo pueda producir y pueden ser: incendio, daños mecánicos, lesiones a personas y animales, y daños en equipos eléctricos y electrónicos. Los tipos de estructuras pueden ser los siguientes:

- ♦ Estructuras comunes: son edificios de no más de 60 metros de alto, para propósitos generales, comerciales, industriales, rurales o residenciales.
- ♦ Estructuras con peligros circunscriptos a ellas (peligro confinado): son edificios cuyo contenido o sus ocupantes hacen que el edificio sea peligroso por sí mismo a los efectos de los rayos, como edificios de oficinas.
- ♦ Estructuras peligrosas para sus alrededores inmediatos: son todos aquellos edificios que pueden resultar peligrosos para los alrededores inmediatos ante la caída de un rayo.
- ♦ Estructuras peligrosas para ambientes sociales y físicos: son edificios que podrían causar emisiones biológicas, químicas y radioactivas como consecuencia de la caída de un rayo, como un edificio de laboratorios químicos.
- ♦ Estructuras varias: dentro de esta clasificación, se encuentran, por un lado, las estructuras elevadas o altas, que pueden tener más de 60 metros. Por otro lado, las carpas, los solares para campamentos y campos de deportes. Se incluyen, además, todas las instalaciones provisionarias y las estructuras en construcción.

No se puede evitar la formación de rayos, pero sí se puede tratar de proteger de su caída las instalaciones.

Descargador de sobretensiones

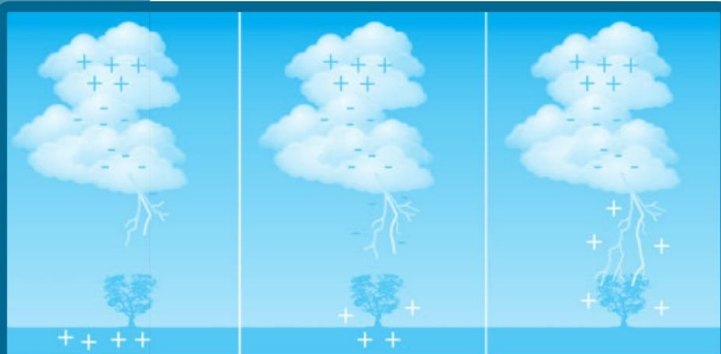
Cada día se hacen más famosos y se utilizan con mayor frecuencia los descargadores de sobretensión. Ante un valor de tensión elevado, estos se encargan de asegurar que dicha sobretensión se drene a tierra y no circule por la instalación. Para esto se valen de un varistor (resistor dependiente de voltaje) que, al detectar un valor de tensión dado, se comporta como un camino de resistencia tendiente a cero y ofrece una opción fácil a la instalación de puesta a tierra.



Parámetros del rayo

Los rayos pueden ser tanto ascendentes como descendentes. Ante una descarga, la tierra está cargada con partículas positivas estáticas, mientras que las nubes, en forma negativas en los llamados *cumulus nimbus*. Las cargas positivas atraen a las negativas (en la mayoría de los casos), y se produce la descarga. También pueden darse descargas entre nubes; estas se comportan como horizontales.

En tiempo tormentoso, el campo eléctrico a nivel del suelo (en planicie) antes de la caída de un rayo alcanza valores entre 10 kV/m y 20 kV/m. Teniendo en cuenta estas cifras y la distancia del orden de 5 km entre el suelo y la parte baja de la nube, es posible estimar que la diferencia de potencial entre ambos alcance valores de hasta 100 MV. Producida la descarga disruptiva en estas condiciones, es relativamente fácil aceptar que el sistema electrostático se comporte como una fuente de corriente casi ideal, de tipo impulsiva, capaz de inyectar su corriente en forma independiente de la resistencia que intercalemos en su camino hacia la tierra.



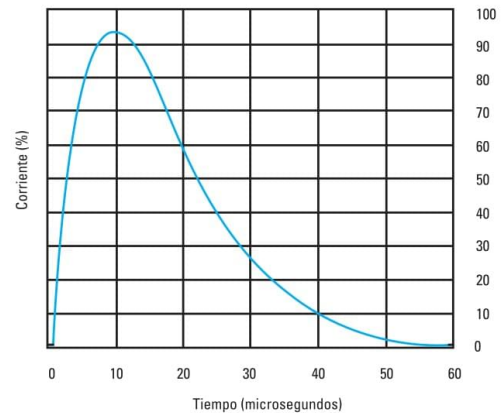
Esquema de comportamiento de la caída del rayo desde el punto de vista electrostático.

La polaridad de los rayos depende mucho de la naturaleza del territorio donde se produzca. Siempre que no se cuente con información de la región, se suele suponer un 10 % hacia arriba y un 90 % hacia abajo.

Los efectos de la caída de un rayo, ya sean térmicos o mecánicos, guardan relación con una serie de valores característicos que son el valor de cresta de la corriente (I), la carga total (Q_{total}), la carga de impulso (Q_{impulso}) y la energía específica (W/R).

El rayo se produce por la acumulación de cargas eléctricas y estáticas positivas y negativas entre la tierra y las nubes de la tormenta.

La corriente se presenta como una descarga en la que aparece un pico en un tiempo de 10 mseg (microsegundos) aproximadamente. Luego desciende hasta un valor del 50 % del valor del primer pico en un tiempo de alrededor de 50 mseg desde el inicio. Después de esto, la corriente puede mantener un valor elevado por algunas decenas de milisegundos o desaparecer (transporta más carga que el impulso inicial).



Forma de onda de descarga atmosférica, utilizada para ensayo de equipamiento (1,2/50 mseg).

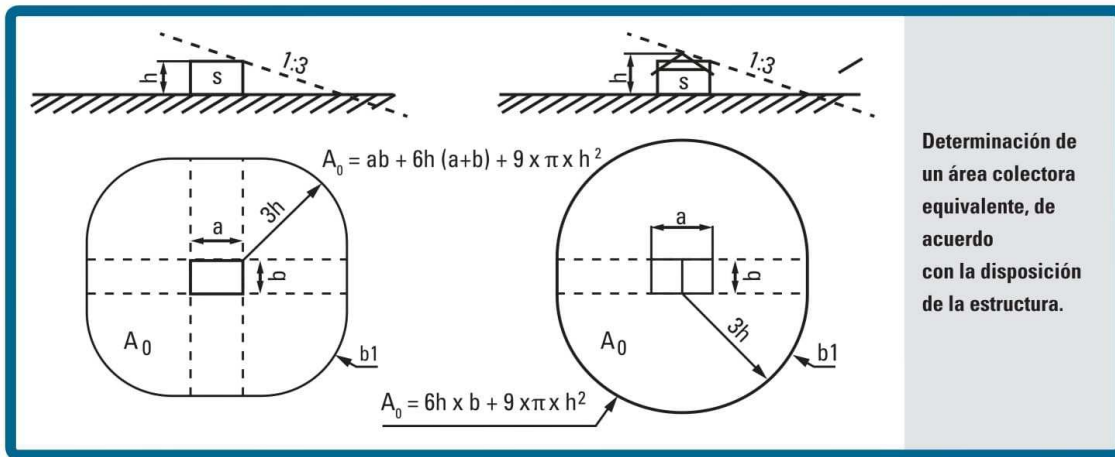
Otro parámetro relacionado con el impulso de la descarga es la pendiente de la corriente que, según sea mayor o menor, provocará más o menos variación de la corriente en el tiempo. Esta corriente que cambia generará un campo magnético variable, que por la ley de Faraday- Lenz puede inducir tensiones en conductores cercanos a la zona por donde circula la corriente. Por lo general, las normas de descargas atmosféricas toman la pendiente en kA/mseg, entre el 30 y el 90 % de la corriente de pico o cresta.

Otro parámetro de importancia es la **energía específica**. La energía total que transporta un rayo puede llegar a valores del orden de unos 350 kWh. Se llega a estos valores con una potencia desarrollada por el rayo de grandes valores, pero con un tiempo de duración de la descarga muy pequeño, en el orden de unas décimas de milisegundo.

Las cargas totales y de impulso se obtienen de la relación de la corriente y el tiempo de duración de la cresta (en el caso de la carga de impulso), y de la relación de la corriente en todo el tiempo que dura la descarga (en el caso de la carga total). Estas relaciones son las integrales de la curva en el tiempo que dura el impulso y la curva total.

Por último mencionaremos la **densidad de rayos a tierra** (N_g), que se expresa como la cantidad de impactos a tierra de rayos por unidad de metro cuadrado.

Ante la posibilidad de que no se cuente con esta información, se puede calcular con la fórmula siguiente:



Determinación de un área colectora equivalente, de acuerdo con la disposición de la estructura.

$$N_g = 0,04 + Td^{1,25} \left[\frac{\text{rayos a tierra}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \right]$$

En la ecuación anterior, se define el valor Td como la cantidad de días de tormentas eléctricas por año obtenida a partir de los mapas **isoceráunicos**. Este valor variará con las distintas zonas donde se pueda realizar la instalación de este sistema. Se deben actualizar los resultados de esta expresión periódicamente, más aún con el cambio climático presente en la actualidad.

Niveles de protección

En cada tipo de estructura de las ya clasificadas, puede evaluarse el grado de riesgo y elegir un nivel de protección adecuado, teniendo en cuenta: frecuencia anual de rayos en la estructura (Nd), la probabilidad con la que un rayo causa daños y la cantidad posible de pérdidas promedio que pudieren tener lugar como consecuencia de la caída de un rayo. La frecuencia aceptada de rayos en una estructura Nc es un valor que establecen las autoridades competentes en caso de que hubiera riesgos de pérdidas de vidas humanas, culturales o sociales. Se puede estimar el valor de Nc de acuerdo a lo siguiente:

$$N_c = \frac{5,5 \cdot 10^{-3}}{C} \left[\frac{\text{rayos}}{\text{año}} \right]$$

Siendo: $C = C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5$

La frecuencia anual promedio Nd de rayos directos en una estructura se determina con la siguiente fórmula:

$$N_d = N_g \cdot A_e \cdot 10^{-6} \left[\frac{\text{rayos directos}}{\text{año}} \right]$$

En esta fórmula se visualiza A_e , que es el área colectora equivalente de una estructura en m^2 .

Se entiende como área colectora equivalente un área de la superficie del suelo con la misma frecuencia de rayos anual que una estructura.

En el caso de que se encuentren otras estructuras dentro del perímetro del área equivalente con una altura superior al edificio por considerar, se superponen las áreas de la estructura y del objeto cercano, y el área de la estructura propia se reducirá.

Ensayo de descargas atmosféricas para generadores eólicos, en los que el aspa muchas veces actúa como pararrayos.

Punta Franklin

Los pararrayos Franklin, de forma cónica, tienen una punta perfectamente aguzada y estética. Existen en versión de cobre niquelado cromado y en acero inoxidable; su longitud estándar es de 2,40 m, y esta puede ser aumentada adjuntando elementos alargadores en acero tratado o acero inoxidable. Estos conjuntos pueden alcanzar alturas de hasta 7 y 8 metros. La extremidad de los pararrayos Franklin tiene una punta llena en bronce marino o inoxidable.



Ejemplo de punta Franklin utilizada para pararrayos.

PASO A PASO

Elegir los niveles de protección

Para cada estructura de las que se consideraron en esta clase, el diseñador que se encargue del proyecto debe decidir si utiliza un sistema de protección contra rayos o no. En el caso de ser necesario, deberá definir el nivel de protección adecuado. En el siguiente paso a paso, se analizarán los datos que proporcionan las fórmulas vistas hasta este momento, y se explicará cómo se dimensiona un sistema de protección de este tipo.

Los edificios por proteger deberán tener un sistema de seguridad acorde con su criticidad.

01 En el primer paso, se utiliza la fórmula para determinar la densidad de impactos a tierra de los rayos N_g .

$$N_g = 0,04 * Td^{1,25} \left[\frac{\text{rayos a tierra}}{\text{km}^2 * \text{año}} \right]$$

Indicamos previamente que Td es la cantidad de días de tormenta por año que se obtiene de los mapas isoceráunicos (se deben verificar estos datos en las normas o reglamentaciones de otros países).

02 Se debe calcular la frecuencia anual promedio de rayos (N_d) con la siguiente expresión:

$$N_d = N_g * A_e 10^{-6} \left[\frac{\text{rayos directos}}{\text{año}} \right]$$

Se determina además el valor de la frecuencia anual promedio de rayos aceptada N_c , que se determinaba con la siguiente expresión:

$$N_c = \frac{5,5 * 10^{-3}}{C} \left[\frac{\text{rayos}}{\text{año}} \right]$$

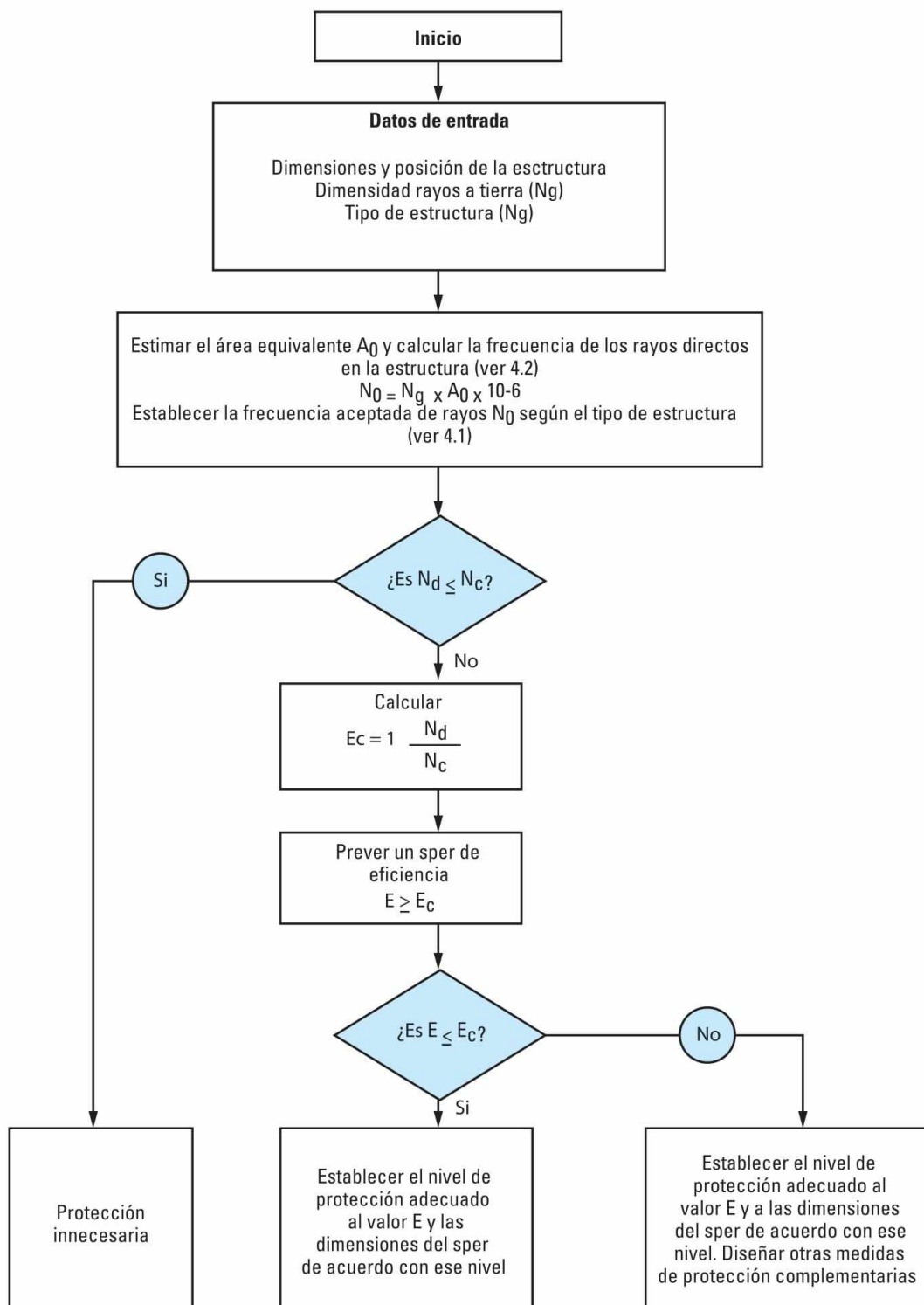
03 Se compara el valor de la frecuencia aceptada de rayos (N_c) con el valor real de la frecuencia de rayos directos en la estructura (N_d). Si $N_d \leq N_c$, no será necesario un sistema de protección contra rayos. Si $N_d \geq N_c$, se debe especificar un sistema de protección con una eficiencia de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Ec \geq 1 - \frac{N_c}{N_d}$$

Sobre la base de esto, se debe utilizar un nivel de protección adecuado con la tabla que se observa a continuación.

Niveles de protección	Eficiencia (E) de un spcr
I + medidas complementarias	$E > 0,98$
I	$0,95 < E > 0,98$
II	$0,90 < E > 0,95$
III	$0,80 < E > 0,90$
IV	$0 < E > 0,80$

04 Para terminar, debemos analizar este diagrama basándonos en lo ya explicado y, de esta forma, obtendremos el resumen de todo lo expuesto hasta este momento.



Validación por esfera rodante

Se trata de un método muy sencillo para seleccionar los pararrayos y verificar su colocación en la estructura.

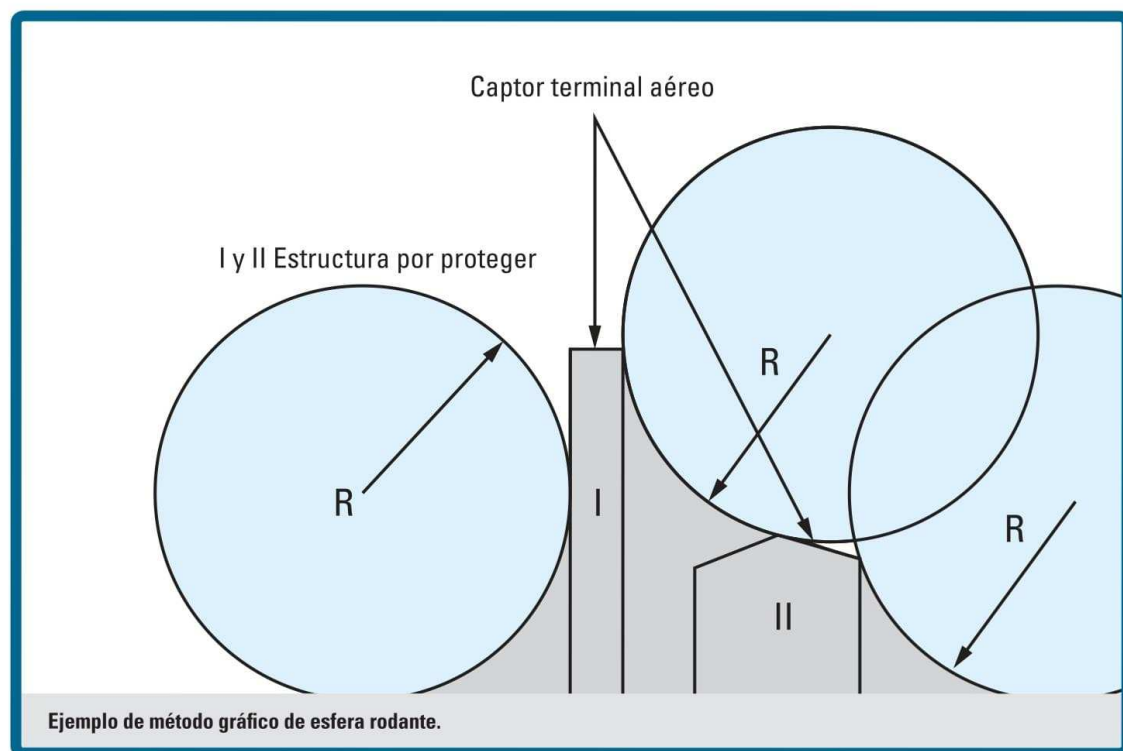
Nivel de protección	h(m) R(m)	20 a	30 a	45 a	60 A
I	20	25	-	-	-
II	30	35	25	-	-
III	45	45	35	25	-
IV	60	55	45	35	25

Tabla con las dimensiones de la esfera rodante para cada uno de los niveles de eficacia del spcr.

El método se basa, como lo especifica su nombre, en un esquema de la estructura con sus medidas de alto por ancho y, en la misma escala, la esfera imaginaria.

El método de esfera rodante es un método gráfico y muy sencillo para determinar la posición de los pararrayos.

En este caso, debemos hacer rodar la esfera por la superficie de la estructura y verificar los puntos de contacto con ella. Esos puntos de contacto serán donde la estructura tiene más posibilidades de recibir una descarga atmosférica. Por esto, cuando los pararrayos estén ubicados, debemos verificar que la esfera no siga tocando la superficie por proteger. De esta manera, también se verifica que el alto del pararrayos es adecuado, dado que la esfera se montará sobre él y no debe tocar la estructura.



RedUSERS PREMIUM

Acceso libre e ilimitado a todas las publicaciones digitales de nuestra editorial para leer online y offline.

Suscríbete: usershop.redusers.com



EN ESTA CLASE VEREMOS...

11

Los motores asincrónicos y sus parámetros de funcionamiento, también conoceremos los motores monofásicos.

En la clase anterior pudimos ver los sistemas de puesta a tierra y aprendimos por qué es necesario contar con ellos en las instalaciones eléctricas. Analizamos los distintos regímenes de neutro y describimos los componentes de un sistema de puesta a tierra. Vimos los conceptos más importantes para efectuar el diseño y el cálculo para la implementación de sistemas de puesta a tierra y, también, los fundamentos de la medición en estos sistemas. Finalmente describimos los sistemas de protección de descargas atmosféricas, clasificamos las estructuras utilizadas y vimos los índices de protección relacionados.

En esta clase conoceremos los motores asincrónicos y sus componentes, describiremos el campo giratorio y analizaremos sus parámetros de funcionamiento. Posteriormente veremos los métodos de arranque trifásico y caracterizaremos los motores monofásicos, explicaremos el funcionamiento de los motores con bobina auxiliar y con espira en cortocircuito, finalmente conoceremos el motor universal.

Sumario

- 098 Motores asincrónicos**
Características y clasificación de los motores asincrónicos.
- 106 Parámetros de funcionamiento**
Descripción del funcionamiento, métodos de arranque trifásico y sentido de giro del motor.
- 114 Motores monofásicos**
Funcionamiento y características de los motores monofásicos.



MOTORES ASINCRÓNICOS

Clasificación y descripción de los componentes que hacen funcionar el motor asincrónico, ya sea monofásico o trifásico.

Los **motores asincrónicos** son los elementos más importantes en cuanto a su función y cantidad, en lo que se refiere a industrias y aplicaciones domésticas. Con su potencia mecánica, ellos son los encargados de provocar el movimiento en las máquinas de cualquier proceso industrial. Su aplicación puede ir desde movimiento y traslado de personas, cargas y molienda hasta movimiento de materiales en proceso continuo, sistemas auxiliares de calor o refrigeración, etcétera.

Clasificación

Los **motores eléctricos** son máquinas rotantes cuya función consiste en transformar la energía eléctrica que absorben en sus bornes, en energía mecánica que entrega en su eje. Son máquinas con un sinnúmero de aplicaciones, en las que se requiera energía mecánica en forma de movimiento (no siempre exclusivamente giratorio).

También, dado su extenso campo de usos, así de amplios son los tipos de motores eléctricos que se encuentran disponibles en el mercado. Algunos de estos se mencionarán solo como referencia, para que el lector pueda profundizar sobre ellos en caso de que sean de su interés.

Los motores son las máquinas más utilizadas en lo que a generación de energía mecánica se refiere.

Para la clasificación de los motores eléctricos, consideramos la diferencia fundamental que existe entre los diferentes tipos, y que se encuentra en su tensión de alimentación. A partir de eso se puede hacer la primera gran categorización:

- ◆ Motores de corriente continua.
- ◆ Motores de corriente alterna.

Los **motores de corriente continua** requieren dos alimentaciones, de las cuales una de ellas es exclusiva para generar el campo magnético. Dependiendo de la forma constructiva

en que se genera ese campo, se los suele clasificar en (solo a modo de mención):

- ◆ De excitación independiente.
- ◆ De excitación serie.
- ◆ De excitación Shunt.
- ◆ De excitación compuesta (Compound).

Por otro lado, los **motores de corriente alterna** se clasifican de la siguiente manera:

- ◆ Motores sincrónicos.
- ◆ Motores asincrónicos.

Los **motores sincrónicos**, que solo se mencionarán en esta clase, son motores en los que, además de la alimentación en corriente alterna, se debe generar el campo magnético de excitación con una alimentación de corriente continua.

Los **motores asincrónicos**, que son el objeto de esta clase, se clasifican como:

- ◆ Motores monofásicos.
 - * De bobinado auxiliar.
 - * De espira en cortocircuito.
 - * Universal.
- ◆ Motores trifásicos.
 - * De rotor bobinado.
 - * De rotor en cortocircuito (jaula de ardilla).

Los motores de corriente alterna y los de corriente continua se basan en el mismo principio de funcionamiento; este establece que, si un conductor por el que circula una corriente eléctrica se encuentra dentro de la acción de un campo magnético, tiende a desplazarse perpendicularmente a las líneas de acción del campo magnético, lo que ya fue analizado en las primeras clases de esta colección.

Debemos tener en cuenta que el conductor tiende a funcionar como un electroimán, esto sucede debido a la corriente eléctrica que circula por él, adquiere, de esta manera, propiedades magnéticas, las que provocan, gracias a la interacción con los polos ubicados en el estátor o parte fija del motor, el movimiento circular que podemos observar en la zona móvil.

Cuando pasa corriente por un conductor, produce un campo magnético; además, si lo ponemos dentro de la acción de un campo magnético potente, el producto de la interacción de ambos campos magnéticos hace que el conductor tienda a desplazarse y, de esta forma, produce la energía mecánica. Dicha energía es comunicada al exterior mediante un dispositivo llamado **eje**.

Los motores de corriente continua son de los más versátiles en la industria. Esto se debe a su fácil control de posición, las amplias variedades y tipos de posibilidades para frenarlo y la variación de velocidad que los han convertido en una de las mejores opciones en aplicaciones de control y automatización de procesos.

La característica más destacada del motor de corriente continua es la posibilidad de regular la velocidad desde vacío a plena carga. Su principal inconveniente, que lo hace exclusivo solo de pocas aplicaciones, es que el mantenimiento de estos motores resulta muy caro y laborioso.

Los motores de corriente continua tienen, a su vez, muy buena respuesta en cuanto a potencia mecánica de salida. A raíz de esto, se los siguen utilizando en muchas aplicaciones de gran potencia mecánica (trenes y tranvías eléctricos) o de gran precisión (máquinas, micromotores, etcétera).

El motor asíncrono fue creado en su forma más simple por Galileo Ferraris y Nikola Tesla en 1885-86.

La diferencia del motor asíncrono con el resto de los motores eléctricos radica en el hecho de que no existe corriente conducida a uno de sus devanados (casi siempre al rotor). Esto sí sucede en los motores sincrónicos, los que justamente tienen este nombre por la sincronización entre el campo en la parte móvil (de excitación) y los campos en la parte estática. La corriente que circula por el devanado del rotor o parte móvil se debe a la fuerza electromotriz inducida en él por el campo giratorio en la parte fija. Por esta razón, a este tipo de motores se los designa también como **motores de inducción**.

Hoy en día se puede decir que más del 80 % de los motores eléctricos utilizados en la industria son de este tipo y que, en general, trabajan a velocidad prácticamente constante. Sin embargo, y gracias al desarrollo de la electrónica de potencia (inversores y variadores de frecuencia), en los últimos años está aumentando en forma considerable la utilización de este tipo de motores a velocidad variable.

Componentes

Como toda máquina eléctrica, el motor está compuesto por un circuito magnético y dos circuitos eléctricos: uno colocado en la parte fija que se denomina **estátor** y otro en la parte móvil que se denomina **rotor**.

Entre las características importantes que tienen los motores eléctricos, mencionamos que se hallan formados por varios elementos, de los cuales las partes fundamentales son: el estátor, la carcasa, la base, el rotor, la caja de conexiones, las tapas y los cojinetes.

Los trenes eléctricos utilizan motores de corriente continua por su gran potencia, control de velocidad y frenado.

El estátor es el elemento que funciona como base del circuito electromagnético y el punto desde donde se produce el movimiento giratorio del motor. En el estátor no se produce movimiento giratorio, pero, con las bobinas que se instalan en él, se produce el campo magnético giratorio que moverá el rotor. Existen dos tipos de estatores:

- ♦ Estátor de polos salientes.
- ♦ Estátor ranurado.

El estátor tiene la habilidad de permitir que a través de él pase el flujo magnético y está constituido principalmente por un conjunto de chapas de hierro silicio, que se suele llamar **paquete**.

En el estátor, se alojan los paquetes de bobinas que formarán pares de polos norte-sur. Los motores pueden tener diferentes números de pares de polos (1; 2; 3; 4; etcétera) y, sobre la base de estas cantidades, variará el número de ranuras y la forma constructiva de las chapas del estátor.

Variadores de frecuencia

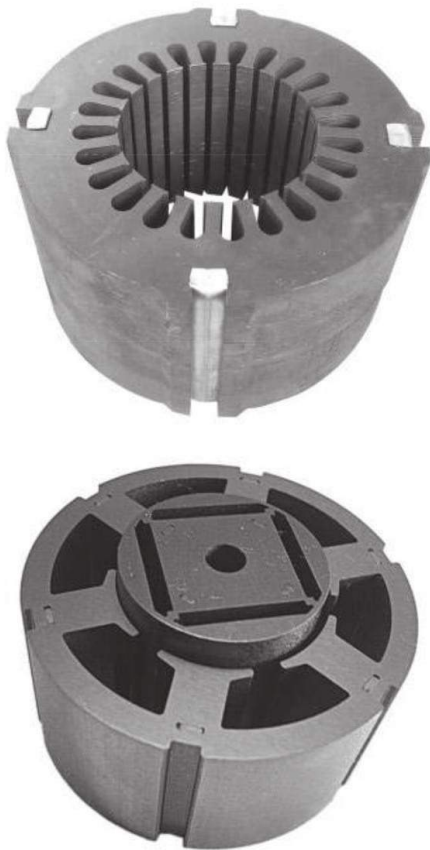
Los **variadores de frecuencia** se utilizan en la industria, en aplicaciones donde se requiere variar la velocidad de un motor asíncrono y se basan en el hecho de que la velocidad del motor depende de la frecuencia de alimentación. Hoy en día, existe una gran variedad de productos para diferentes tensiones.



Los variadores de velocidad se deben especificar para la tensión de salida y los valores de velocidad que se quieran alcanzar.

Estátor ranurado donde se alojarán las bobinas que generan el campo giratorio.

Estátor de polos salientes con diferente disposición de bobinas.



El rotor es el elemento que produce la transferencia de la energía eléctrica en energía mecánica. Está construido por un conjunto de láminas de acero al silicio que también forman un gabinete cilíndrico. Se encuentra adherido al eje del motor y tiene lugares disponibles para la instalación de rodamientos que se apoyan sobre los cojinetes.

Posee un diámetro menor al diámetro interior del estátor, con una diferencia o luz llamada **entrehierro**, por donde se transfiere la energía magnética entre estátor y rotor. Según su construcción, los rotores se clasifican de la siguiente manera:

- ◆ Rotor ranurado.
- ◆ Rotor bobinado.
- ◆ Rotor de polos salientes.

El rotor de jaula de ardillas o en cortocircuito es el más usado en los motores asíncronos; está formado por los paquetes de chapas ranurados, donde se instalan barras conductoras que se cortocircuitan en cada extremo.

El campo magnético giratorio en el estátor inducirá corrientes en el rotor por ley de Faraday-Lenz. Estas corrientes en las barras cortocircuitadas y afectadas por el campo magnético producirán un par mecánico en el eje.

El rotor bobinado se compone de un rotor ranurado, al igual que en el caso del rotor jaula de ardilla, pero, en lugar de las varillas conductoras, tiene colocados bobinados sobre su circunferencia. Estos bobinados deben poseer la misma cantidad de polos que el estátor. En el extremo del eje del rotor, se colocan unos anillos rozantes que permiten el acceso a los bobinados desde el exterior y, de esta manera, se pueden colocar reóstatos para controlar el arranque del motor. El rotor de polos salientes es de utilización exclusiva de los motores sincrónicos y no son objeto de esta clase.

La carcasa es la parte del motor que protege el estátor y el rotor. El material que se utiliza para su fabricación depende del tipo de motor, de su diseño y aplicación. En ella, se fija el paquete que conforma el estátor del motor.

Las carcasas tienen en su exterior una zona con aletas, dispuestas de manera de ofrecer mayor superficie para que el motor se refrigere en contacto con el aire del ambiente. Las carcasas pueden ser de los siguientes tipos:

- ◆ Totalmente cerradas.
- ◆ Abiertas.
- ◆ A prueba de goteo.
- ◆ A prueba de explosiones.
- ◆ De tipo sumergible.

Las carcasas buscan dar mayor o menor flujo de aire por el interior del motor para reducir la temperatura que puedan alcanzar el estátor, el rotor y los cojinetes. Los motores a prueba de explosiones son muy robustos, y su aplicación se realiza en instalaciones con alto peligro de combustión (petróleo y gas).

Disposición constructiva del rotor bobinado.

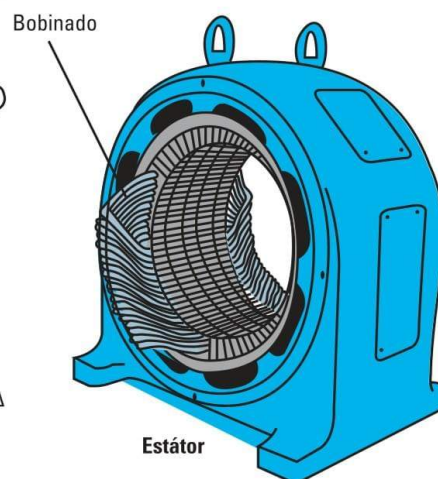
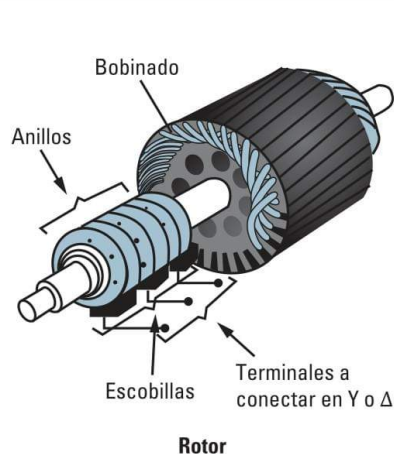




Imagen de los rodamientos montados en cada una de las tapas del motor.

Los motores sumergibles tienen especial cuidado en sus sellos, de manera de evitar el ingreso de agua en su interior. Por último, se encuentran otros componentes delicados en el motor, como son los rodamientos o los cojinetes. Estos elementos se colocan en las tapas del motor, que cierran la carcasa en sus dos extremos.

En el caso de los rodamientos del motor, estos son elementos que favorecen el movimiento giratorio sin que se

provoquen calentamientos por rozamiento mecánico en el eje del rotor. Si bien son elementos que no llevan mantenimiento, si se rompen, deben ser reemplazados para que el motor siga funcionando.

En muchos casos, en lugar del rodamiento, se suelen colocar cojinetes. Estos son bujes que toleran el rozamiento del eje, ya que están fabricados con materiales especiales para estos fines. Requieren ser lubricados para evitar calentamientos excesivos.

Campo giratorio

Para la explicación del campo magnético giratorio en los motores eléctricos, es preciso volver a mencionar que un sistema trifásico está conformado por tres tensiones, desfasadas entre sí por un ángulo de 120° eléctricos y para lo cual cada una de las tensiones tiene igual magnitud y frecuencia.

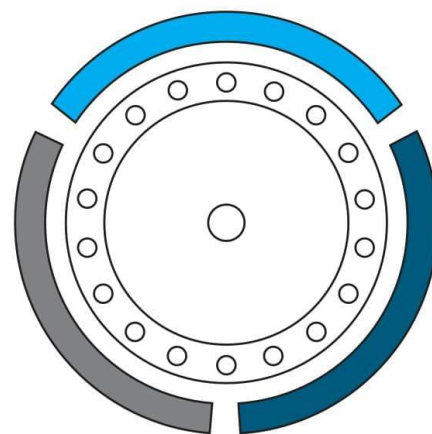
En el caso del motor trifásico, se disponen en el estátor tres bobinas, que se encuentran dispuestas a 120° geométricos entre sí. Ahora bien, debemos alimentar cada una de estas bobinas con las fases de la terna de tensiones trifásicas. Al alimentarse estas bobinas con las tensiones del sistema trifásico, se producirá en cada una de ellas un campo magnético pulsante provocado por la circulación de corriente, o lo que es lo mismo un campo magnético en el que la intensidad varía en cada instante de tiempo.

Barniz

Cada bobinado de los motores está impregnado con un barniz aislante, que lleva un proceso especial para su aplicación. Además, implica extremar los cuidados durante su colocación manual en cada una de las ranuras del estátor, ya que el mínimo daño en este barniz puede provocar un cortocircuito entre las espiras en el bobinado del estátor. Se suelen utilizar piezas aislantes para "trabar" el bobinado del estátor dentro de las ranuras, y evitar que salgan de ellas y tomen contacto con el rotor.

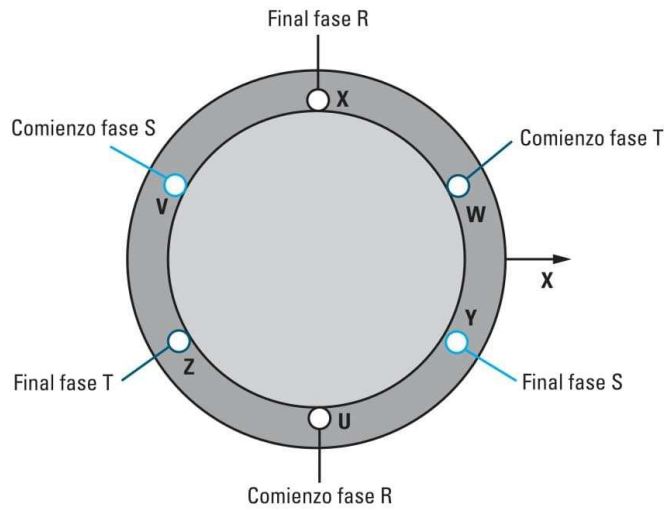


Imagen del bobinado de estátor montado en las ranuras y con todos los aislantes colocados, además de su tratamiento de barniz.

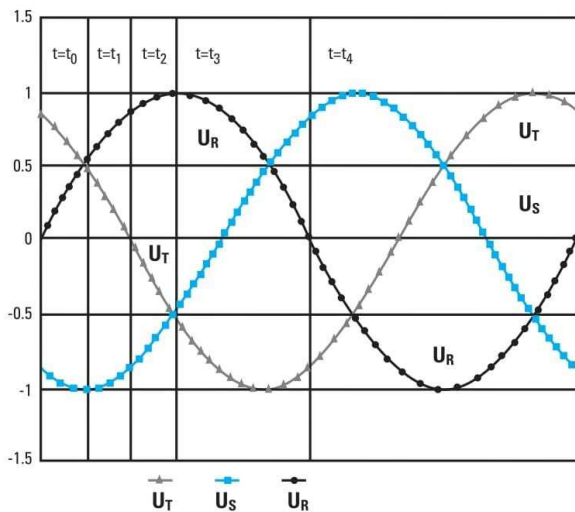


Disposición de los bobinados trifásicos en el estátor de un motor.

De acuerdo a lo expresado hasta aquí, el campo magnético será máximo cuando la onda senoidal de la tensión pase por su valor máximo, y el valor de campo magnético será nulo cuando la onda de tensión pase por cero. Al cambiar de signo la tensión y pasar al semiciclo negativo, también cambiará el campo magnético. El valor del campo magnético dependerá de cómo se construya el bobinado, y del valor de la tensión y la corriente que la bobina tenga en cada instante.



Esquema de inicio y fin de cada bobinado en el estator trifásico.



Variación de la tensión de cada fase en función del tiempo.

Dentro del motor y en cada instante, se producirá un campo magnético resultante de la suma vectorial de los campos magnéticos de cada uno de los bobinados. De acuerdo a la imagen anterior, se producirá el análisis del campo magnético en cada uno de los puntos marcados en las curvas de corriente: $t = t_0; t_1; t_2; t_3; t_4$.

El análisis del campo giratorio comienza en $t = 0$; los valores de tensión y campo magnético son nulos en la fase R o 1; la tensión en la fase S o 2 es igual a $U_S = -0,866 * U_{Smax}$, y el campo magnético es $\phi_S = 0,866 * \phi_{Smax}$.

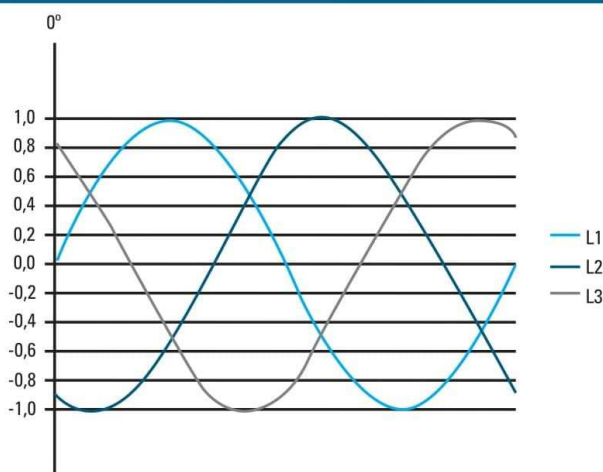
En la fase T o 3 se tienen, para el instante $t = 0$, la tensión en la fase T o 3 es igual a $U_T = 0,866 * U_{Tmax}$, y el campo magnético es $\phi_T = 0,866 * \phi_{Tmax}$, y es entrante.

Aplicando la regla del paralelogramo para sumar los vectores de los campos magnéticos, el campo magnético resultante ϕ_{Tot} vale $\phi_{Tot} t = 1,5 * \phi_{Rmax} = 1,5 * \phi_{Smax} = 1,5 * \phi_{Tmax}$. Es decir, vale una vez y media más que el valor máximo producido por cada una de las tres fases y tiene una posición de 90° frente a la vertical del esquema. (Esquema abajo).

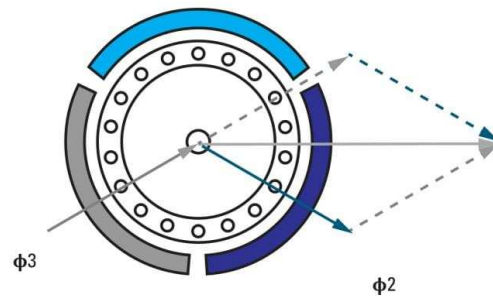
Analizaremos ahora el sistema trifásico cuando está en la posición de 30° eléctricos para el instante $t = 1$, es decir, para una red de 50 Hz 1,66 mseg más tarde; o para una red de 60 Hz 1,38 mseg más tarde. En este preciso instante, los valores de corriente de la fase R o 1 son $U_1 = 0,5 * U_{Rmax}$, $\phi_R = 0,5 * \phi_{Rmax}$, y es entrante; la tensión de la fase S o 2 vale $U_2 = -U_{2max}$, $\phi_S = \phi_{Smax}$, y es saliente; la tensión de la fase T o 3 vale $U_3 = 0,5 * U_{3max}$, $\phi_T = 0,5 * \phi_{Tmax}$, y es entrante.

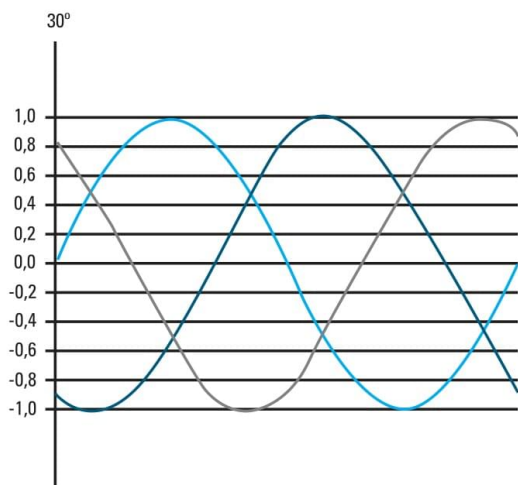
Aplicando nuevamente la regla del paralelogramo para sumar vectores de los campos magnéticos, el campo magnético resultante ϕ_{Tot} ahora tiene una posición de 120° respecto a la vertical y también vale $\phi_{Tot} = 1,5 * \phi_{Rmax} = 1,5 * \phi_{Smax} = 1,5 * \phi_{Tmax}$.

Se puede observar en este segundo estado que el valor resultante del campo magnético no ha variado, pero sí lo ha hecho su posición en sentido horario y en forma angular, con lo que tendremos el primer indicio del giro del campo magnético.

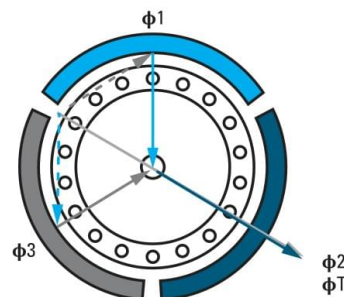


Campo magnético resultante giratorio para el estado $t = 0$.





L1
L2
L3



Campo magnético resultante giratorio para el estado $t = t_1$.

Cuando el sistema trifásico está en la posición de 60° eléctricos, se encuentra en una posición 1,66 mseg más tarde para una red de 50 Hz del instante t_1 , o 3,33 mseg del instante inicial. Para una red de 60 Hz, se encuentra 1,38 mseg más tarde de la posición t_1 y 2,76 mseg más tarde de la posición inicial.

En este instante mencionado, la tensión de la fase R o 1 vale $U_1 = 0,866 \cdot U_{Rmax}$, $\phi_R = 0,866 \cdot \phi_{Rmax}$, y es entrante; la tensión de la fase S o 2 vale $U_S = -0,866 \cdot U_{Smax}$, $\phi_S = 0,866 \cdot \phi_{Smax}$, y es saliente; la tensión de la fase T o 3 vale $U_T = 0$, $\phi_T = 0$.

Aplicando siempre la regla del paralelogramo, se puede observar que el campo magnético resultante ϕ_{Tot} presenta una posición de 150° respecto a la vertical y que también vale $\phi_{Tot} = 1,5 \cdot \phi_{Rmax} = 1,5 \cdot \phi_{Smax} = 1,5 \cdot \phi_{Tmax}$.

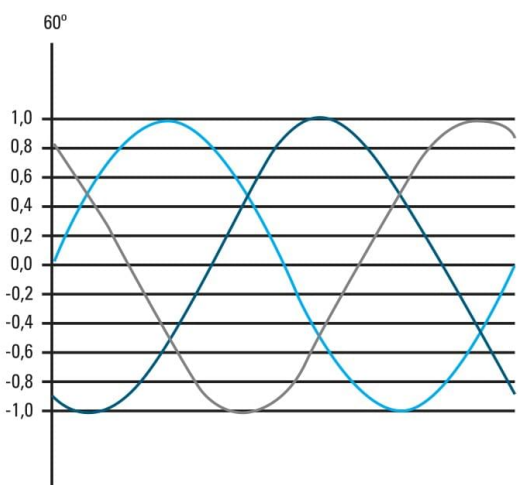
Se puede observar, a este tercer estado, que el valor resultante del campo magnético sigue sin variar en su módulo, pero por otra parte sí varía su posición en sentido horario y también angularmente, podemos darnos cuenta que con esto se puede demostrar el comportamiento de giro del campo magnético.

Cuando el sistema trifásico está en la posición de 90° eléctricos, este se encuentra en una posición 1,66 mseg más tarde de la posición anterior de 60° y 5 mseg más adelante del instante inicial, siempre para un sistema de 50Hz. Para una red de 60 Hz, se encuentra 1,38 mseg más tarde de la posición t_2 y 4,14 mseg más tarde de la posición inicial.

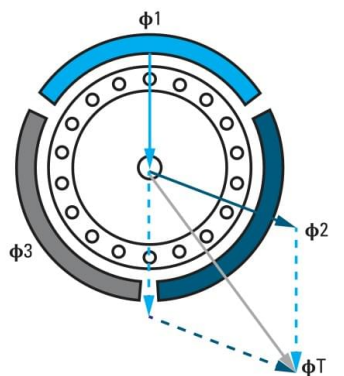
En este instante mencionado, la tensión de la fase R o 1 vale $U_R = U_{Rmax}$, $\phi_R = \phi_{Rmax}$, y es entrante; la tensión de la fase S o 2 vale $U_S = -0,5 \cdot U_{Smax}$, $\phi_S = 0,5 \cdot \phi_{Smax}$, y es saliente; la tensión de la fase T o 3 vale $U_T = -0,5 \cdot U_{Tmax}$, $\phi_T = 0,5 \cdot \phi_{Tmax}$, y es saliente.

Comprobamos que el campo magnético resultante ϕ_T ahora presenta una posición de 180° respecto a la vertical y que también vale $\phi_{Tot} = 1,5 \cdot \phi_{Rmax} = 1,5 \cdot \phi_{Smax} = 1,5 \cdot \phi_{Tmax}$.

Nuevamente, teniendo en cuenta lo comentado, se puede observar que el valor resultante del campo magnético sigue sin variar en su módulo, pero sí continúa variando su posición en sentido horario y angularmente, de acuerdo a su giro del campo magnético.

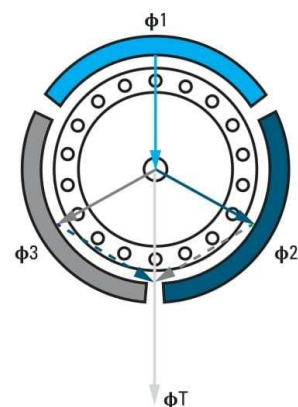
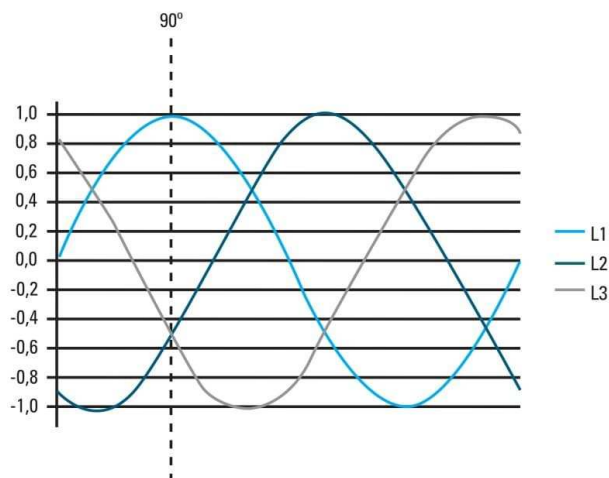


L1
L2
L3



Campo magnético resultante giratorio para el estado $t = t_2$.

Campo magnético giratorio resultante para el estado $t = t_3$.



El campo giratorio se forma de la composición vectorial de los campos de cada una de las tres fases.

Galileo Ferraris

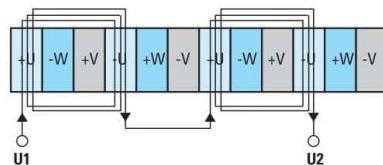
En 1885, en la Universidad de Turín en Italia, Galileo Ferraris (1847-1897) descubrió la generación de un campo giratorio a partir de un bobinado fijo en el espacio, mediante el que hacía girar un disco de cobre. La Academia de Ciencias de Turín declaró: "Un dispositivo basado en ese principio no podría tener ninguna aplicación industrial como motor". El ingeniero croata Nikola Tesla (1856-1943), sin conocer lo hecho por Ferraris, construyó un motor a inducción; George Westinghouse contrató a Tesla, le compró la patente y construyó, en 1893, un motor de 300 CV.



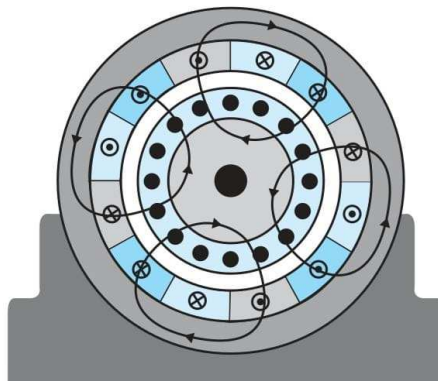
Galileo Ferraris fue un físico e ingeniero eléctrico italiano.

Motores trifásicos

Los motores trifásicos, como su nombre bien lo indican, están formados por un estátor de tres bobinados para las fases R, S y T. Estos se encuentran dispuestos a 120° geométricos entre sí, en el caso de un par de polos. Ahora bien, la velocidad del motor dependerá fuertemente del número de pares de polos del motor. Sabemos que una bobina en las máquinas eléctricas está construida a partir de un alambre enrollado sobre un núcleo ferromagnético, de manera de formar un arrollamiento. Si por ella circula una corriente, de acuerdo con lo ya expuesto en la clase referida al electromagnetismo, se producirá un campo magnético que circulará por el eje geométrico del arrollamiento y, saliendo por un extremo, circulará por el aire para retornar por el otro extremo y volver a introducirse en el arrollamiento. De esta manera, la bobina por la que circula una corriente se comporta de una manera similar a un imán. El extremo por el que sale el campo magnético se denomina **polo norte**, y el extremo por el que entra recibe el nombre de **polo sur**.



Bobinado trifásico, separado en dos partes conectadas en serie.





Retomando el análisis del motor trifásico, se comentó que está construido por tres bobinas cuyos ejes se encuentran desplazados a 120° geométricos uno del otro. Con el fin de poder aumentar el campo magnético de cada bobina, se colocan dos partes de esta bobina en serie montadas sobre el mismo eje geométrico. Para aprovechar más aún el hierro del estátor, cada devanado está compuesto a su vez por varios arrollamientos.

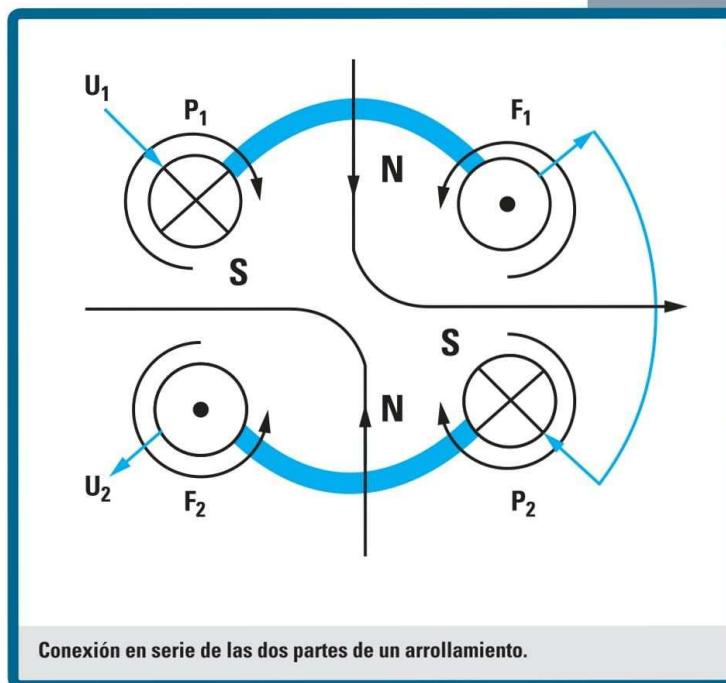
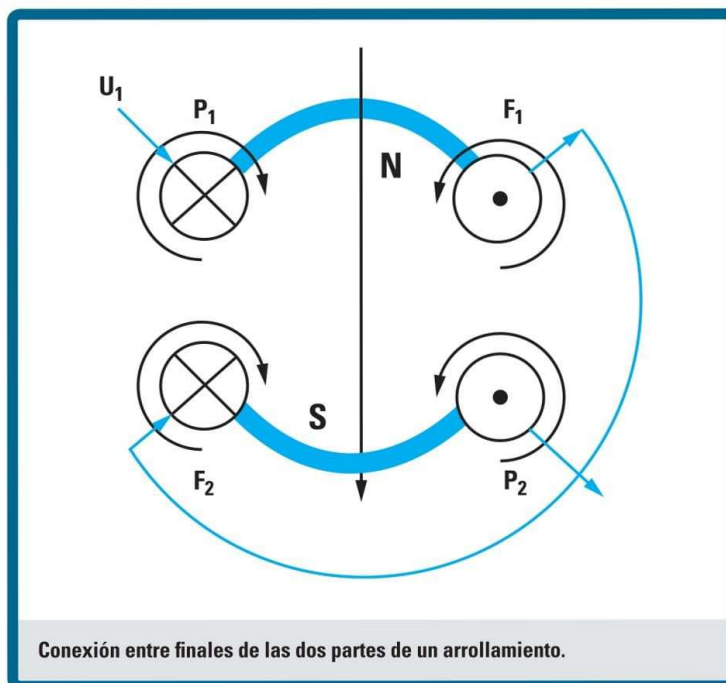
Los bobinados se separan en varias partes o arrollamientos para aumentar el campo magnético.

En este caso, los devanados están conectados de tal manera que los campos magnéticos se suman. El alambre del arrollamiento parte del borne de alimentación hacia el devanado y entra en la ranura del estátor (+U) formando el **principio del arrollamiento** P1. Sale por la cara opuesta, entra en otra ranura del estátor (-U) para salir hacia la primera ranura (+U), y así continuará hasta completar las vueltas del arrollamiento, entonces sale por la segunda ranura (-U) formando el fin del arrollamiento F1. Sobre el mismo eje geométrico, en la cara opuesta del estátor, hay otro devanado igual cuyos extremos son P2 y F2, respectivamente. Si conectamos al final del arrollamiento uno (F1) con el final del arrollamiento dos (F2), tenemos que, si una corriente entra por el borne U1 y sale por el borne U2, tendrá el siguiente recorrido: del borne U1 entra en el principio de arrollamiento P1 y saldrá por el fin de arrollamiento F1, produciendo un campo magnético en sentido opuesto, pero cuyo efecto se suma al anterior. Tras salir por F1, la corriente entra en F2 y sale por P2, produciendo dos campos magnéticos como los mostrados en la figura de la derecha; los efectos se suman a los causados por el devanado uno.

En este caso, se obtiene un solo campo magnético que sale del estátor por el extremo -U del devanado uno (polo norte) y entra en el centro del devanado dos (polo sur).

Este tipo de conexión produce que el motor tenga dos polos, o lo que es igual, un par de polos.

Pero, si al final del arrollamiento uno (F1) se lo conecta con el inicio del arrollamiento dos (P2) y circula una corriente que ingresa al arrollamiento por el borne U1 y sale de él por el borne U2, tendrá el siguiente recorrido que se detalla a continuación: del borne U1 entra en el principio de arrollamiento P1 y saldrá por el fin de arrollamiento F1, produciendo un campo magnético igual al que se detalló en el caso anterior.



Tras salir por F1, la corriente entra en P2 y sale por F2, produciendo dos campos magnéticos como los mostrados en la figura anterior; los efectos se oponen a los causados por el devanado uno.

En resumen, tenemos dos campos magnéticos que salen del núcleo del estátor; por el centro de los devanados uno (polo norte) y dos (polo norte).

Entre ambos polos norte se producirán sus correspondientes polos sur para cerrar el camino del flujo magnético; entonces, estamos en presencia de un motor de cuatro polos, o lo que es lo mismo, dos pares de polos.



Medición de aislación

Otro tipo de mantenimiento es la medición de aislación, por medio de un megóhmetro. Este realiza mediciones con la ayuda de un generador, que proporciona tensiones más elevadas que las tensiones de alimentación. Este equipo se utiliza cuando el motor está desenergizado. Las mediciones que se obtienen, más que una lectura constituyen una interpretación del estado del motor.



Equipo para medición de resistencia de aislación entre cada bobinado y tierra.

Dependiendo de la forma de conexión de los dos arrollamientos, se puede variar la cantidad de polos.

Dependiendo de la disposición constructiva, de la cantidad de ranuras y tamaños de estas en el estátor, y de la forma de conectar las partes que se generen para dividir el bobinado, se pueden originar distintos números de polos dentro del motor. En los próximos apartados, se analizará cómo afecta el número de polos a la velocidad del motor.

Como se explicó antes en esta clase, el campo magnético es giratorio, y su velocidad se denomina **velocidad de sincronismo**. En cuanto al mantenimiento de un motor trifásico, se debe tener especial cuidado en mantener libre de suciedad la rejilla de cada tapa; esto permitirá que ingrese el aire para refrigerar el motor. Además, para evitar sobrecalentamientos debidos a una gran circulación de corriente, se debe verificar que los cojinetes tengan lubricación.

PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO

Parámetros propios del funcionamiento de un motor asincrónico, los que permiten entender su comportamiento y mejoras.

Los motores eléctricos tienen, en su campo magnético giratorio, la velocidad de sincronismo, o sea, la velocidad que depende de los parámetros que lo generan. La expresión de la velocidad sincrónica es la siguiente:

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

Donde:

n: velocidad sincrónica en rpm.

f: frecuencia en Hertz.

p: pares de polos.

Como se puede ver, la velocidad de sincronismo depende de la frecuencia de alimentación del motor con la red (de 50 o 60 Hz) y de la cantidad de pares de polos con la que

se ha construido el bobinado del estátor. En los motores eléctricos asincrónicos, la velocidad de giro del rotor es ligeramente inferior a la velocidad de giro del campo magnético del estátor debido a la fricción del rotor en los cojinetes, el rozamiento con el aire y la carga acoplada al eje del rotor.

Esta diferencia de velocidad recibe el nombre de **deslizamiento**.

$$s(\%) = \frac{n_1 - n_2}{n_1} \cdot 100$$

Donde:

s: es el resbalamiento.

n_1 : velocidad de sincronismo.

n_2 : velocidad del rotor.



La velocidad en el eje del motor es ligeramente menor con respecto a la velocidad del campo magnético.

Al girar, el eje del motor generará un torque o par motor, que será elevado en el momento del arranque (debido a que debe vencer a la inercia) y disminuirá a medida que el motor comience a aumentar sus revoluciones, hasta llegar a su nivel de trabajo nominal. La expresión del par motor es la siguiente:

$$M_N = 9,55 \cdot P_N \cdot \frac{1000}{n_s}$$

Donde:

M_N = par motor nominal (Nm).

n_s = velocidad sincrónica (rpm).

P_N = potencia nominal (kW).

El campo magnético giratorio generado en el estátor corta las barras conductoras de corriente del rotor, produciendo en ellas un momento de giro (par motor) que origina el movimiento rotativo. La potencia y el par nominal de un motor caracterizan su capacidad de carga, a la velocidad nominal, en condiciones de servicio normales.

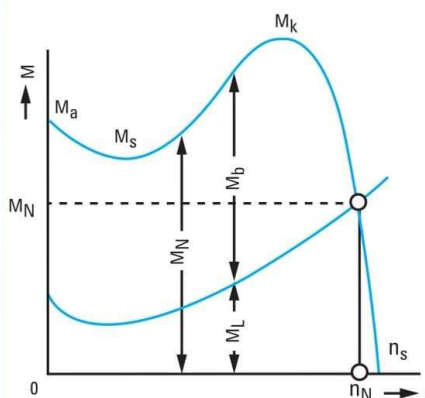
Puntos característicos de la curva son el par de arranque M_a , el par mínimo M_s y el par máximo M_k .

Según las definiciones recogidas en VDE 0530:

- ♦ **Par de arranque** es el par mínimo que desarrolla el motor partiendo del estado de reposo, con el rotor en la posición más desfavorable, a la tensión y frecuencia nominales, una vez terminados los procesos de compensación.
- ♦ **Par mínimo** es el par más pequeño en la gama de velocidades comprendida entre el estado de reposo y el par máximo, a la tensión y frecuencia nominales.
- ♦ **Par máximo** es el mayor par que desarrolla un motor durante el proceso de arranque a la tensión y frecuencia nominales.

El motor, al estar conectado a una carga mecánica en su eje, tendrá un par resistente que también variará con la velocidad sincrónica del motor y se igualará con el par o momento del motor a la velocidad nominal en el eje del rotor.

En el momento de arranque, podemos considerar que el resbalamiento es máximo ($s = 1$), y la corriente toma un valor elevado con respecto a su corriente nominal. A medida que aumenta el resbalamiento, va descendiendo en su valor hasta que, en el caso de llegar a velocidad sincrónica, su

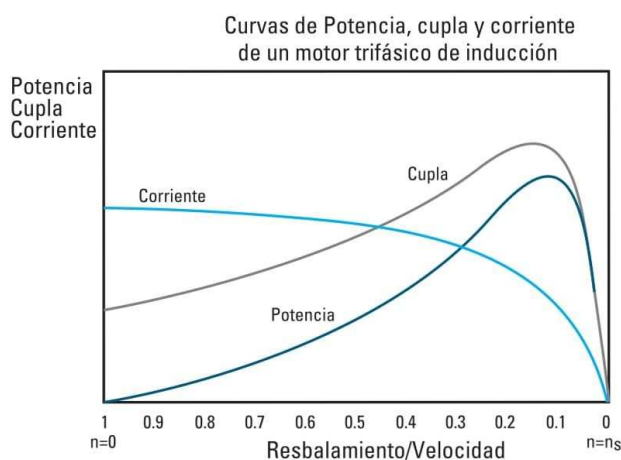


M_n = par nominal
 M_m = par motor
 M_L = par resistente
 M_b = par de aceleración
 M_a = par de arranque
 M_k = par máximo
 M_s = par mínimo
 n_N = velocidad nominal
 n_s = velocidad sincrónica

Curva de par motor y par frenante, en función de la velocidad.

valor sería nulo ($s = 0$) y, en dicho caso, no habría diferencias entre los campos del estátor y del rotor, por lo que la corriente no se induciría en el rotor. De aquí que la corriente varía entre el momento de arranque y la velocidad nominal o de plena carga.

La corriente que toman estos motores en el momento de arranque es elevada y del orden de 6 a 8 veces la corriente nominal. Podemos observar su variación en la curva de la figura siguiente, en la que se han superpuesto las curvas de potencia y par o cupla.



Curva con variación de la corriente que toma el motor de la red, en función de su velocidad.

El motor presenta calentamiento por distintas pérdidas que se producen en su interior, por pérdidas mecánicas, en el caso de rozamiento en los cojinetes o los rodamientos, y otras producidas en el circuito magnético del estátor, pérdidas por efecto Joule en el bobinado del rotor y pérdidas por efecto



Joule en los conductores del rotor. Las potencias de pérdidas se determinan de la siguiente manera:

$$P_{\text{Perd}} = P_{\text{abs}} - P_{\text{eje}}$$

Donde:

P_{perd} : es la potencia de pérdidas en kW.

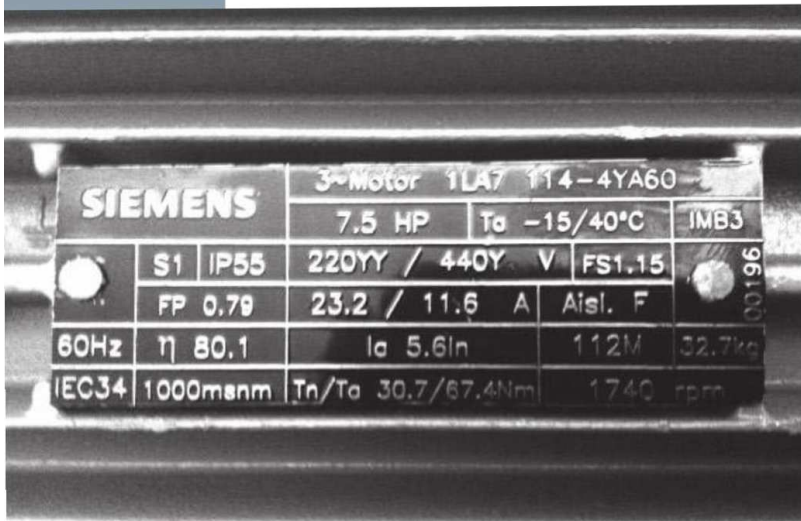
P_{abs} : es la potencia absorbida de la red en kW.

P_{eje} : es la potencia mecánica entregada en el eje.

En la práctica, en ninguna parte del motor se indican las pérdidas, sino su rendimiento en %, que se calcula de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{P_{\text{eje}}}{P_{\text{abs}}} * 100$$

$$\eta = \frac{P_{\text{eje}}}{P_{\text{eje}} + P_{\text{perd}}} * 100$$



Chapa de características de un motor trifásico, donde se observan los valores de corrientes y tensiones nominales, velocidad nominal y rendimiento.

Variación de velocidad

De acuerdo a lo expresado en esta clase, la velocidad del campo depende del número de pares de polos (esto no se puede variar, dado que es constructivo). El otro factor que varía la velocidad del campo es la frecuencia. De acuerdo a lo ya mencionado, este es el principio de funcionamiento de los variadores de velocidad, que presentan una conexión de salida trifásica con frecuencia variable.

El rendimiento da una idea de cuán eficiente es eléctricamente el motor. En la actualidad, diferentes países tienen normas que clasifican al motor de acuerdo con su eficiencia energética.

Métodos de arranque trifásico

Como sabemos, los motores eléctricos tanto en el momento del arranque como estando en completo reposo presentan su resbalamiento máximo y se comportan como si tuvieran su rotor bloqueado.

En estas condiciones, el motor se comporta como si su impedancia interna se encontrara en cortocircuito, por ello, la corriente de arranque alcanza valores de entre 5 y 8 veces la corriente nominal y en funcionamiento normal.

Ahora bien, esto tiene implicancias más allá de lo que circule por el propio motor. Como se ha explicado al inicio de esta colección, la corriente, al circular por un conductor, que posee su resistencia propia, provoca una caída de potencial. En las instalaciones, sobre todo industriales, hay muchos elementos que, con una caída de potencial mínima del 15 %, dejan de funcionar, por ejemplo los contactores; esto puede resultar peligroso en muchos casos y más si dichos contactores se utilizan con fines de enclavamientos de seguridad. También hay efectos visibles en la iluminación, sobre todo en lámparas fluorescentes, que funcionan con sistemas de control electromagnético y que pueden presentar problemas de rendimiento ante una baja en los niveles de tensión de alimentación.

De acuerdo a lo que se ha explicado, y dependiendo del diseño de la instalación y la sección elegida de los cables que alimentan a los motores, en el momento del arranque de uno o más motores, la corriente de arranque (que dura alrededor de 7 segundos) puede provocar una caída de potencial superior al 15 % de la tensión nominal.

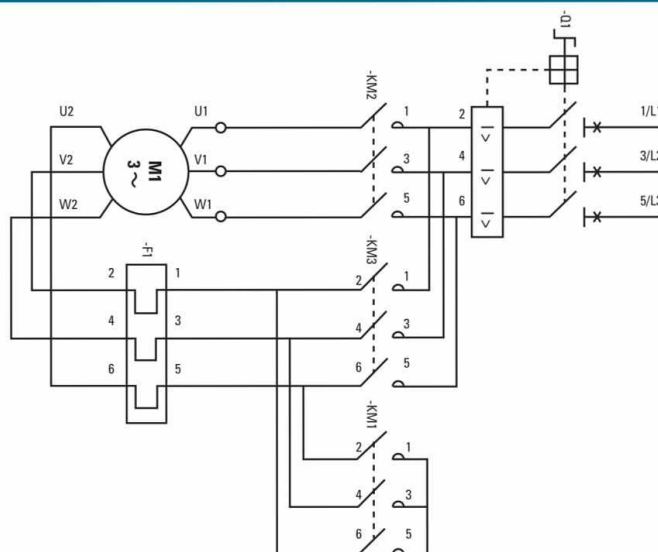
Para resolver esta situación, se puede aumentar la sección de los cables de alimentación ya sea reemplazando los existentes o agregando ternas de cables en paralelo, pero esto no suele ser lo mejor ni en lo económico ni en la disminución de la impedancia del circuito ante un cortocircuito.

Una alternativa a esta solución es implementar sistemas de arranque, en los que se limite la corriente de arranque lo más que se pueda y, de esa manera, no provocar una caída de potencial que afecte el funcionamiento y la seguridad de la instalación.

El arranque estrella-triángulo consiste en arrancar el motor con sus bobinados conectados en estrella y, luego que alcanza una cierta velocidad, cambiar la conexión a

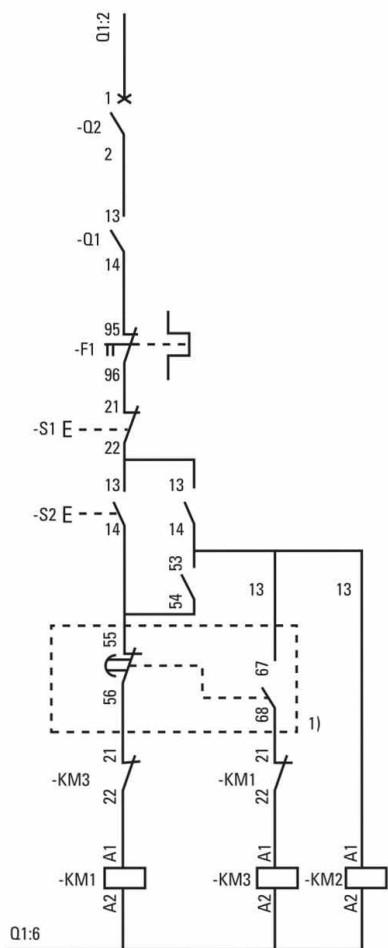
triángulo, y que reciba plena tensión. Con esto se logra reducir la corriente de la línea a la tercera parte, pero también la cupla se reduce a la tercera parte. Este sistema se utiliza para arrancar en vacío o con par resistente débil. Como se ha indicado anteriormente, el bobinado recibe, conectado en estrella una tensión $\sqrt{3}$ veces menor que la nominal en conexión triángulo, por lo que el par y la intensidad absorbida se hace $\sqrt{3}$ veces menor.

Si tenemos en cuenta que, en un sistema trifásico conectado en triángulo, la corriente de línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que la de fase y, en el sistema estrella, la intensidad de línea es igual que la de fase, se llega a la conclusión que la corriente absorbida es también $\sqrt{3}$ menor en el arranque en estrella. La reducción de $\sqrt{3}$ veces por la tensión y $\sqrt{3}$ por la intensidad da como resultado una reducción de $\sqrt{3} * \sqrt{3} = 3$ veces la corriente absorbida en comparación con el arranque directo.



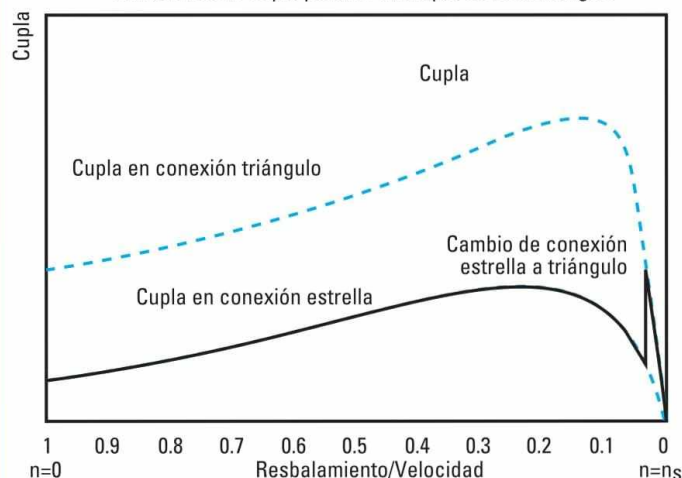
Circuito de sistema de arranque estrella-triángulo, circuito de potencia.

Circuito de comando



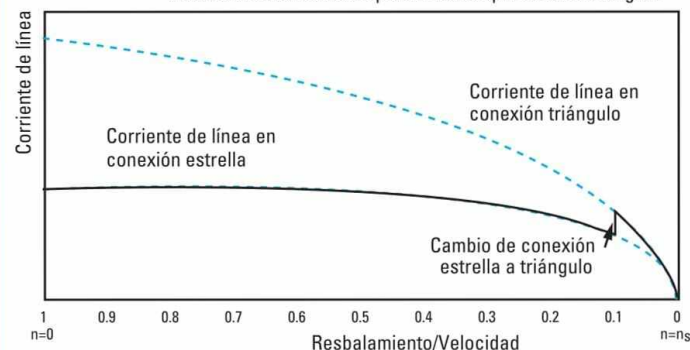
Circuito de sistema de arranque estrella-triángulo, circuito de control.

Variación de la cupla para un arranque estrella triángulo



Variación de la cupla en un arranque estrella-triángulo.

Variación de la corriente para un arranque estrella triángulo



Variación de la corriente en un arranque estrella-triángulo.



El arranque estrella-triángulo se puede hacer en forma manual o con un arrancador automático. Lo primero que hay que verificar es que el motor pueda funcionar en conexión triángulo a la tensión de la red. El proceso es el siguiente para el caso de un arrancador manual:

- 1) El motor se encuentra en reposo y se presiona el pulsador de marcha del motor (S2) en la figura del circuito de control. En ese estado tanto Q1 como Q2, que son protecciones propias del motor, se encuentran cerrados.
- 2) Al cerrar S2, se energiza el contactor KM1. Con la energización de KM1, se cierra el contactor y, por lo tanto, se cierra el contacto auxiliar de KM1 (entre los puntos 53 y 54). Se puede observar que, en el circuito de potencia o control, el contactor KM1 genera la conexión estrella.
- 3) El cierre del contacto auxiliar del contactor KM1 (entre los puntos 53 y 54) hará que se alimente el contactor KM2, que pondrá en funcionamiento al motor.
- 4) Al energizarse, el contactor KM2 activa un timer que tiene incorporado y que está ajustado para un tiempo menor al tiempo de arranque del motor.
- 5) Luego del tiempo de programación del timer, este desactiva el contactor que forma la conexión estrella (KM1) y alimenta el contactor KM3 que forma la conexión en triángulo en el motor.
- 6) De esta forma, el motor queda funcionando en conexión triángulo de manera permanente.

El arranque con conexonado estrella hace que el motor consuma 1/3 de corrientes menos que arrancando en triángulo.

Es importante que el cambio de estrella a triángulo se realice antes de que se complete el proceso de arranque, o antes de que la cupla del motor entre en equilibrio con la cupla de la carga.

El arranque por autotransformador es un sistema de arranque, al igual que en el sistema de arranque estrella-triángulo está diseñado para permitir arrancar el motor con una corriente mínima y a partir de una reducción en la tensión de alimentación.

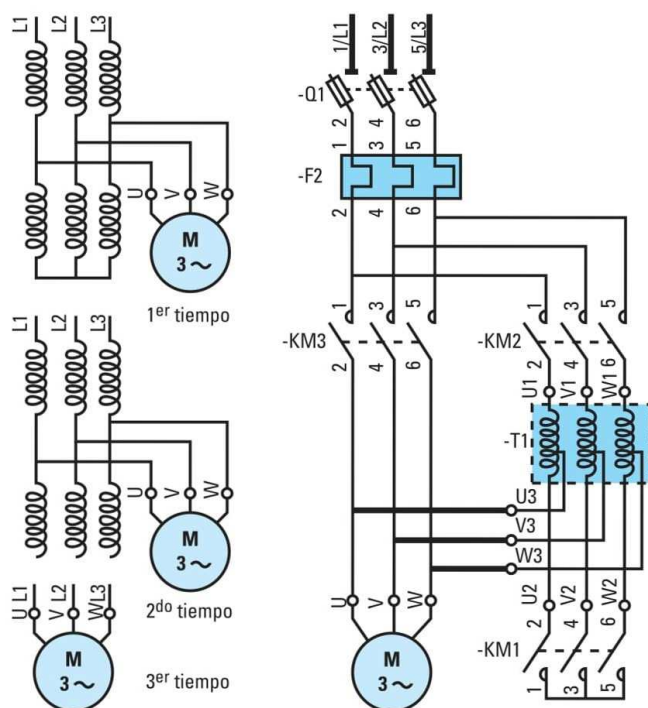
Este es un procedimiento que se utiliza para el arranque en motores de gran potencia, y consiste en intercalar un autotransformador entre la red de alimentación y el motor.

El autotransformador tiene distintas tomas de tensión reducida, por lo que, en el momento del arranque, se le aplica al motor la tensión menor disminuyendo la intensidad. La tensión se va elevando en forma progresiva hasta dejar el motor conectado a la tensión de la red.

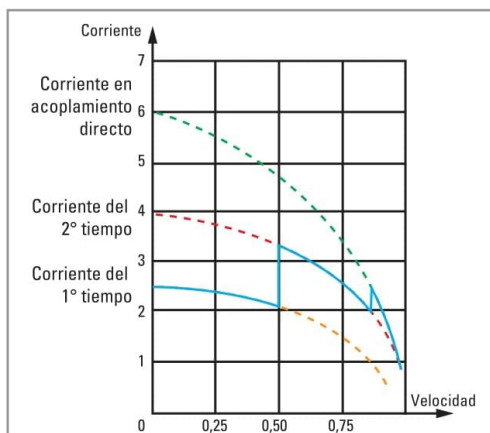
El arranque se lleva a cabo en tres tiempos:

- 1) En el primer tiempo, el autotransformador comienza por acoplarse en estrella y, a continuación, el motor se acopla a la red a través de una parte de los devanados del autotransformador. El arranque se realiza a una tensión reducida, que se calcula en función de la relación de transformación.
- 2) Antes de pasar al acoplamiento a plena tensión, la estrella se abre. En ese momento, la fracción de bobinado conectada a la red crea una inductancia en serie con el motor. Esta operación se cumple cuando se alcanza la velocidad de equilibrio al final del primer tiempo.
- 3) El acoplamiento a plena tensión interviene a partir del segundo tiempo, normalmente muy corto (una fracción de segundo). Las inductancias en serie con el motor se cortocircuitan y, a continuación, el autotransformador queda fuera del circuito.

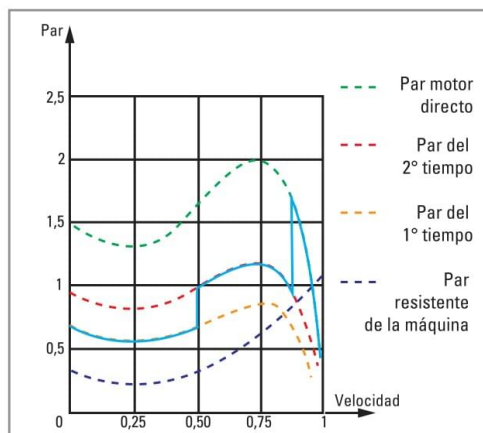
Existe un tipo de arranque que se aplica solo en motores con rotor bobinado y anillos rozantes. Con estos tipos de motores se limita la intensidad de arranque sin perjudicar el par, porque se puede disponer de una resistencia elevada en el momento del arranque, y de una resistencia mucho menor cuando el motor haya alcanzado su velocidad de régimen.



Esquema de conexión de sistema de arranque por autotransformador.



Curva de corriente/velocidad del arranque por autotransformador



Curva de par/velocidad del arranque por autotransformador

Curva de variación de corriente de arranque y cupla, en el sistema de arranque por autotransformador.

A este tipo de arranque se lo conoce como **arranque por resistencias rotóricas**. Para ello, es necesario conectar, en serie con las bobinas del rotor, unas resistencias exteriores que se van eliminando a medida que el motor acelera, hasta llegar a cortocircuitar el circuito del rotor en el momento en que el motor haya alcanzado su velocidad nominal.

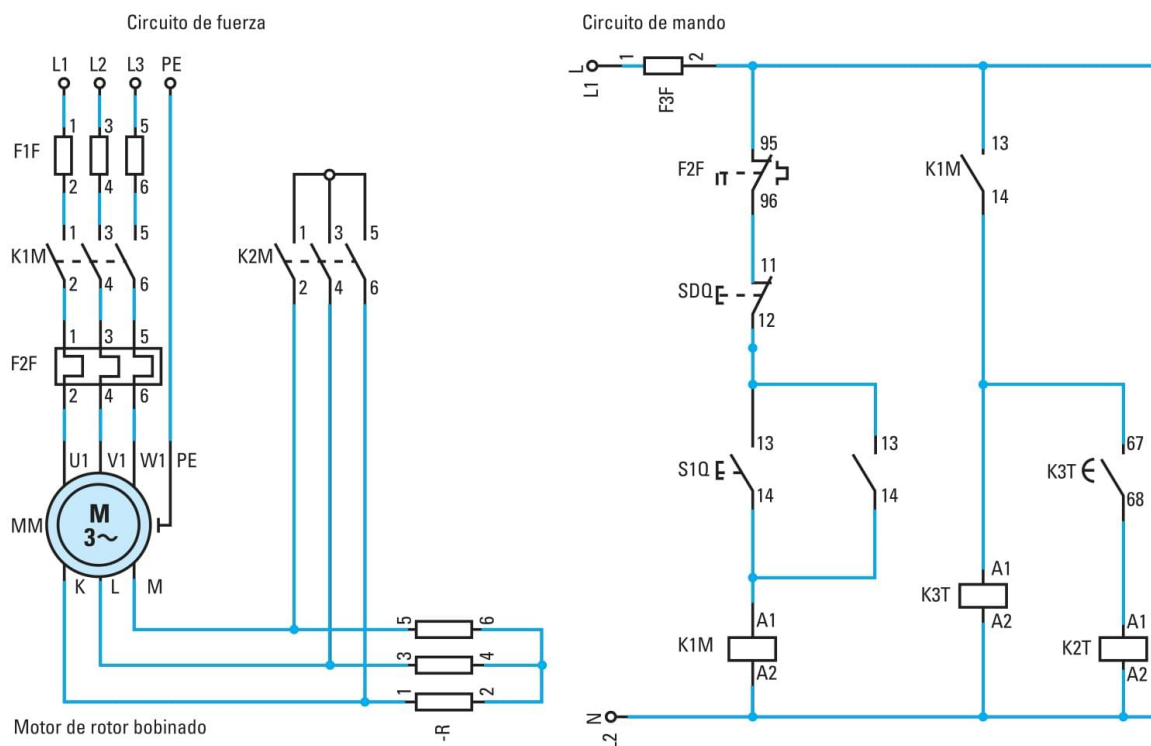
Es necesario tener presente que, en este sistema de arranque, no se obtiene una reducción de la tensión para limitar la corriente pico de arranque, porque el estátor se alimenta siempre con la tensión total, y que las resistencias se intercalan en serie con el bobinado del rotor y se irán eliminando progresivamente en dos o más tiempos de acuerdo con la necesidad.

Con este método, la corriente pico de arranque se reduce en función de las resistencias rotóricas, mientras que el par de arranque se incrementa.

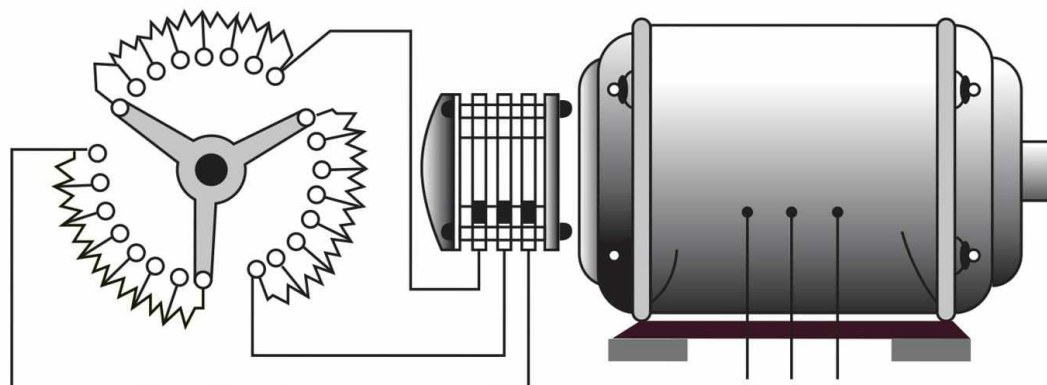
Tras cada desconexión de un grupo de resistencias, el par y la intensidad toman los valores correspondientes en la nueva resistencia rotórica intercalada. Este sistema permite adaptar el par durante el arranque, así como las corrientes pico, de acuerdo con las necesidades propias de la instalación.

Estos arrancadores se construyen normalmente para máquinas que deben arrancar a plena carga y bajo pedido.

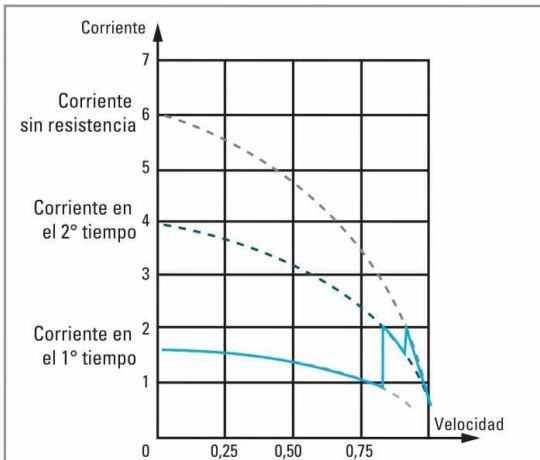
La conexión de una resistencia sobre el rotor reducirá su velocidad tanto más, cuanto más elevada sea la resistencia.



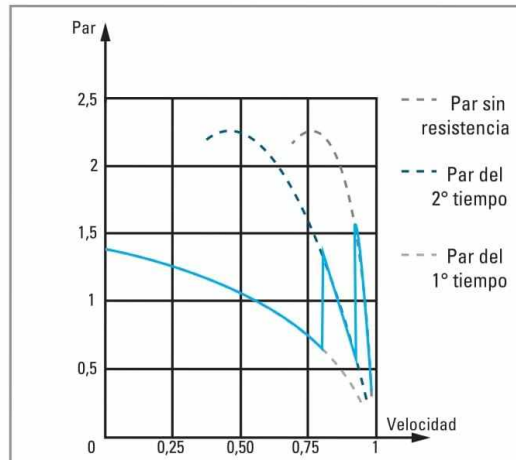
Circuito de potencia y comando de un motor con rotor bobinado y arranque por resistencias rotóricas.



Esquema de montaje de motor con rotor bobinado y arrancador por resistencias.



Curva de corriente/velocidad del arranque retórico por resistencias



Curva de par/velocidad del arranque retórico por resistencias

Variación de corriente de arranque y cupla con un sistema de arranque por resistencias.

La regulación de velocidad se debe a la variación del deslizamiento puesto que, al aplicar menos tensión a los bobinados del rotor (parte de la tensión inducida queda aplicada a las resistencias exteriores), aumenta el deslizamiento y disminuye la velocidad del rotor.

Arrancador suave

El arrancador suave es un dispositivo electrónico, que realiza una variación continua de tensión en el momento del arranque y hasta llegar a los valores nominales de funcionamiento. Estos dispositivos son útiles también cuando se necesite una parada suave, de acuerdo al requerimiento de los procesos a los que se encuentre afectado el motor. Con estas variaciones continuas, se reducen los efectos transitorios que puedan presentar los sistemas de arranques que se han mencionado en esta clase.

Arrancadores suaves, que se conectan directamente en serie con el motor.



MOTORES MONOFÁSICOS

Principio de construcción de los motores monofásicos, principio de funcionamiento y variantes de motores monofásicos.

Los **motores monofásicos**, como su propio nombre lo indica, son motores con un solo bobinado instalado en el estátor: el bobinado inductor. Prácticamente todas las realizaciones de este tipo de motores son con el rotor en jaula de ardilla.

Suelen tener potencias menores de 1KW, aunque hay notables excepciones, como los motores de los aparatos de aire acondicionado, con potencias superiores a 10 KW.

Se utilizan en especial en electrodomésticos, bombas y ventiladores de baja potencia, pequeñas máquinas-herramientas, en los mencionados equipos de aire acondicionado, etcétera. Se pueden alimentar entre una fase y el neutro o entre dos fases. De acuerdo a su principio de funcionamiento, no presentan los problemas de excesiva corriente de arranque como en el caso de los motores trifásicos de gran potencia, debido a su baja potencia, por lo tanto, todos ellos utilizan el arranque directo.

El campo magnético producido por una corriente monofásica en una bobina está siempre sobre el eje de esta (es decir, no se puede producir un campo magnético giratorio), aunque variará su valor y sentido por estar alimentado por una tensión alterna. Para que se produzca un campo alterno giratorio, debe disponerse de, por lo menos, dos bobinas desfasadas entre sí 90° .

Los motores de inducción monofásicos, al igual que los motores trifásicos, tienen construido un estátor formado por paquetes de chapas magnéticas, en cuyas ranuras van alojados los bobinados estatóricos, o el bobinado estatórico, que forman el campo magnético giratorio. En algunos casos, el bobinado principal y el auxiliar (esto se analizará más adelante).

Para el campo magnético giratorio en el caso de un motor monofásico, se necesitan dos bobinados desfasados a 90° .



Motor monofásico con capacitor de arranque.

Los motores monofásicos presentan los siguientes problemas:

- ◆ Se caracterizan por sufrir vibraciones, debido a que la potencia instantánea absorbida por cargas monofásicas es pulsante de frecuencia doble que la de la red de alimentación, por lo que, mecánicamente, toda la estructura y los componentes de los motores monofásicos sufrirán durante el arranque.
- ◆ No tienen la capacidad de realizar el arranque por sí solo, debido a que el par de arranque es cero.
- ◆ Si se provoca un desequilibrio en el par de arranque, el motor comenzará a girar en uno u otro sentido, en función de cuál sea el desequilibrio aplicado.

Los sistemas ideados para el arranque de los motores asíncronos monofásicos se basan por tanto en provocar un desequilibrio entre los pares que generan los campos magnéticos. Las principales realizaciones se basan en cambiar, al menos durante el arranque, el motor monofásico por un bifásico (que tiene la capacidad de arrancar por sí solo). Un motor bifásico tiene en el estátor dos devanados desplazados. Los principales tipos constructivos de los motores monofásicos que utilizan esta técnica son:

- ◆ Motores de arranque por capacitor o condensador.
- ◆ Motores de fase partida o bobina auxiliar.

En su construcción, salvo la disposición de las bobinas estatóricas, los motores son visualmente similares con

respecto a los de inducción trifásicos. Están formados por una carcasa con su correspondiente superficie lisa o con aletas, dependiendo de la necesidad de refrigeración que tenga el motor.

Los motores tendrán también, en caso de necesitarlo, un ventilador acoplado en el eje del rotor, de manera de aumentar el flujo de aire que ingresa en él.

En cuanto a los rodamientos y cojinetes, tienen la misma disposición y mantenimiento que en los motores asincrónicos trifásicos. En cambio, muchas veces los motores monofásicos tendrán pequeños interruptores, que son necesarios para el arranque. En el caso de motores monofásicos para pequeños artefactos domésticos, se podrá observar una carcasa abierta, para lograr un mejor ingreso de aire y evitar el ventilador. Además, vienen provistos de un colector portaescobilla, que explicaremos más adelante.

Motores monofásicos con bobina auxiliar

Como en todos los motores eléctricos que hemos analizado, este tipo de motor se conforma por un circuito magnético y dos circuitos eléctricos.

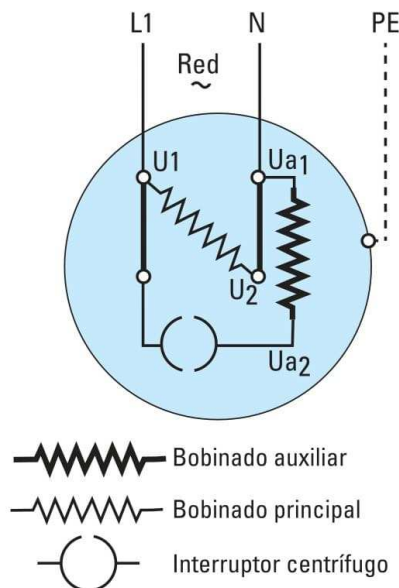
El circuito magnético está formado por el estátor, en donde se coloca el bobinado estatórico, y el rotor, por el que circula la corriente que se induce por la ley de Faraday-Lenz. En la mayor parte de los casos, suele ser de jaula de ardilla. Como ya se analizó, al ser monofásico, se desprende que un solo bobinado del estátor es recorrido por una corriente alterna que crea un flujo también alterno, pero de dirección constante que, según lo que ya se ha mencionado, no es capaz de hacer girar el rotor por sí solo.

Si el rotor se encuentra girando, en los conductores de la jaula de ardilla las fuerzas electromotrices generadas hacen que por el rotor circulen corrientes, que a su vez generan un flujo de reacción desfasado 90° eléctricos respecto del principal. La interacción entre estos dos flujos ocasiona que el motor se comporte como un motor bifásico y que el rotor continúe girando.

De lo expresado antes se desprende que el motor monofásico es incapaz de arrancar por sí solo, pero, una vez que comienza a girar o arranca, se mantiene funcionando normalmente de esa manera, hasta que se produzca su desconexión.

De acuerdo a esto, se le coloca al motor un dispositivo adecuado para iniciar el arranque. Lo más común es instalar en el estátor un bobinado auxiliar que funciona durante el período de arranque y que se desconecta una vez que el motor está en régimen normal.

En estas condiciones, el motor en el arranque es un motor bifásico, con sus bobinados desfasados 90° eléctricos; esto provoca que el motor se ponga en marcha y alcance su régimen normal. Una vez alcanzado el régimen de vueltas, se desconecta el bobinado auxiliar de forma que queda funcionando como motor monofásico.



Esquema de conexión de un motor con bobinado auxiliar de arranque.

Para poder realizar el arranque del motor monofásico, se suele colocar un bobinado auxiliar que funciona solo en el arranque.

Etiqueta de eficiencia energética

Con el fin de reducir el consumo de energía eléctrica y de esa manera bajar la cantidad de combustible que se utiliza y se quema en la generación eléctrica, varios países están poniendo su esfuerzo en normalizar y legislar una clasificación de los motores eléctricos, en función de su eficiencia energética. Esto se logra por medio de una etiqueta, en la que se asocian los motores en grupos por letras; los más eficientes son los que mejor clasificación tienen. De esta manera, cada país puede imponer límites mínimos de eficiencia, forzando a los fabricantes a producir y comercializar mejores productos.



Ejemplo de aplicación de etiqueta de eficiencia energética en productos eléctricos.



Para realizar la desconexión del bobinado auxiliar, se utilizan los interruptores centrífugos acoplados en el eje del motor. Estos se cierran y conectan el bobinado auxiliar de manera que esté presente en el momento del arranque. Al arrancar el motor y llegar a una velocidad cercana a su régimen, por fuerza centrífuga el interruptor se abre y desconecta el bobinado auxiliar.

Los bobinados se conectan en paralelo a la placa de bornes. Por las características constructivas y sus valores propios, el motor monofásico tiene un rendimiento, par de arranque y factor de potencia algo bajos. Para compensar estos valores mencionados, se recurre a conectar un capacitor electrolítico en serie con el bobinado auxiliar, con lo que se consiguen valores de rendimiento y par de arranque mucho mejores.

La puesta en marcha de este tipo de motores se realiza mediante un interruptor bipolar manual que debe soportar los valores de corriente del motor.

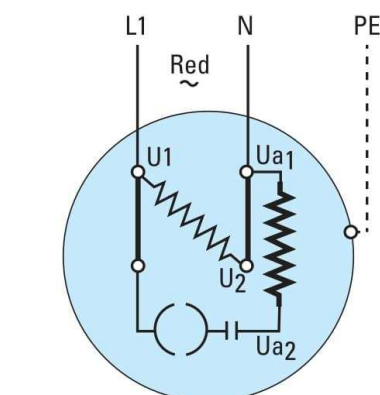
Para invertir el sentido de giro, necesariamente se deben invertir las conexiones de uno de los bobinados del motor en la placa de conexiones del motor. Si se invierten las conexiones de alimentación (fase y neutro), el motor no cambiará el sentido de giro.

En los motores actuales, las bobinas de arranque se conectan con la red de alimentación, a través de un capacitor conectado en serie, de manera que, a la frecuencia de la red y la velocidad nominal del motor, produce un desfase tal entre las corrientes de los devanados de arranque y servicio que se hace innecesario desconectarlas. De acuerdo a esto, este tipo de motores ya no necesitan incorporar el interruptor centrífugo, por lo que se simplifica su construcción y el modo de funcionamiento.

Los motores modernos están conectados de manera tal que el bobinado de arranque puede estar funcionando en forma permanente con un capacitor en serie.

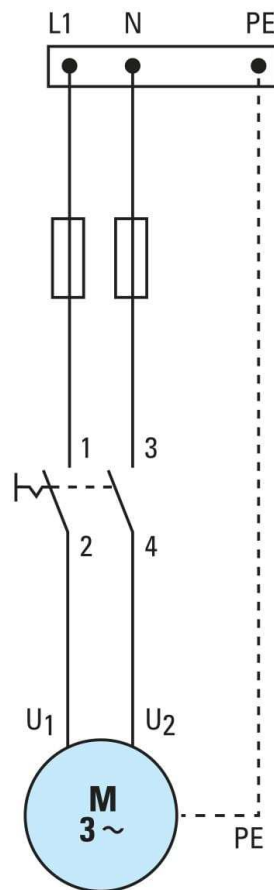
Debido al campo magnético que se genera en los motores de capacitor permanente, a que los bobinados son iguales y en sus corrientes se produce un desfase de 90° , el par motor es uniforme y el motor no presenta zumbidos, como sí lo hacen los otros motores monofásicos.

El valor del capacitor se elige de forma tal que las corrientes de marcha de los dos bobinados del estátor sean iguales y con el desfase de 90° ya mencionado.



- Bobinado auxiliar
- Bobinado principal
- Interruptor centrífugo
- Condensador

Esquema de conexión de un motor monofásico con bobinado auxiliar de arranque y capacitor electrolítico.



Esquema de conexión de motor monofásico a la red de alimentación.

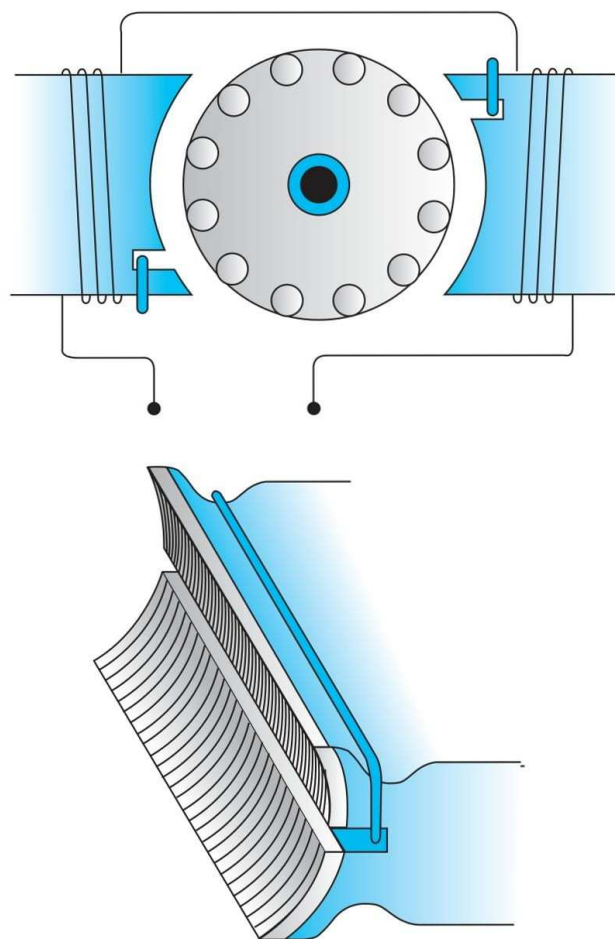
Motores monofásicos con espira en cortocircuito

El motor de espira en cortocircuito está constituido por un estátor de polos salientes y un rotor de jaula de ardilla. En la masa de la saliente polar, se inserta una espira en cortocircuito, que abarca un tercio aproximadamente del polo. Las bobinas, como ya se ha explicado, rodean las masas polares.

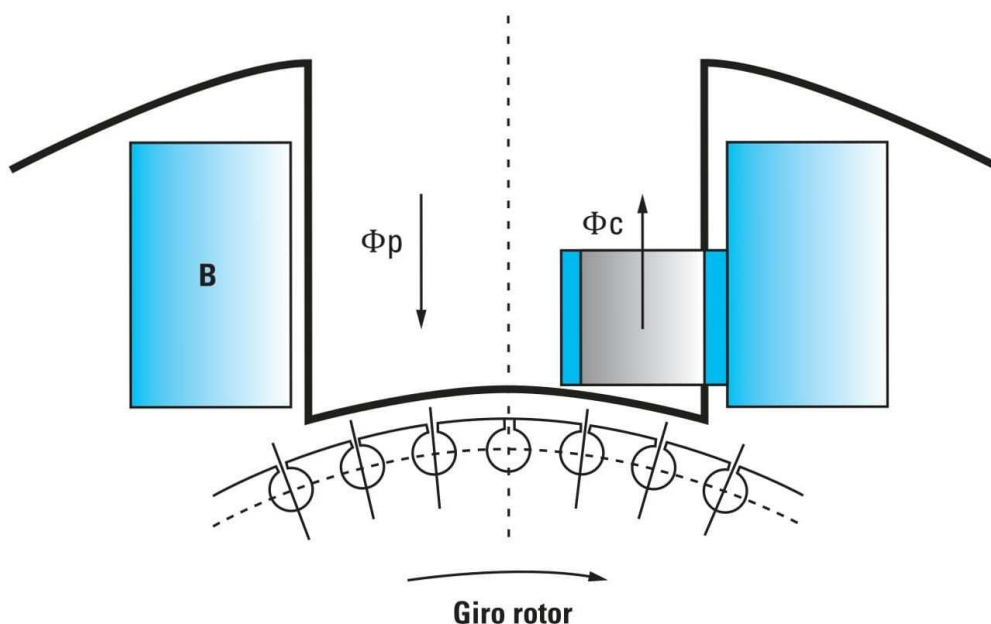
Al alimentar las bobinas polares con una corriente alterna, se produce un campo magnético alterno en el polo que, por sí solo, no es capaz de poner en marcha el motor.

A través de la espira instalada dentro del polo saliente, pasa solo una parte de las líneas de campo generadas por el arrollamiento del estátor. De este modo, se produce una fuerte dispersión; y entre la corriente que pasa por el arrollamiento del estátor y la corriente que pasa por la espira en cortocircuito, que será de un gran valor por ser un circuito en cortocircuito, se produce un desfase. Las dos corrientes desfasadas generan un campo magnético cuyos polos magnéticos van progresando sucesivamente hacia los siguientes polos del estátor: polo principal 1, polo espira en cortocircuito 1, polo principal 2, polo espira en cortocircuito 2, etcétera. Este campo giratorio irregular hace girar un rotor en cortocircuito.

Estos motores se utilizan para aplicaciones de baja potencia, como los electrodomésticos o las bombas de desagüe.



Esquema de motor monofásico con disposición de espira en cortocircuito.



Flujos creados en el motor de espira en cortocircuito.



El sentido de giro de los motores de espira en cortocircuito va siempre desde el polo principal hacia el polo con la espira instalada en él. El sentido de giro viene condicionado por la disposición de los polos y no se puede modificar eléctricamente cambiando el conexionado externo, como en los ejemplos ya analizados. Si el rotor se construye con un material magnéticamente duro (rotor con gran área de ciclo de histéresis), entonces, estos motores siguen girando como motores sincrónicos una vez que hayan arrancado, es decir, no hay diferencia entre la velocidad de campo giratorio y la velocidad en el eje del rotor.

Los motores de espira en cortocircuito son robustos y de fabricación económica. Por su escaso rendimiento, que alcanza aproximadamente un 30 %, se fabrican solo para pequeñas potencias de hasta unos 300 W. Sirven para el accionamiento de electrodomésticos, como ventiladores, pequeñas bombas de desagüe, etcétera.

La velocidad dependerá del número de polos que tenga el motor. El par de arranque es muy inferior respecto a un motor de bobinado auxiliar, alrededor del 60 %. Si queremos cambiar el sentido del giro, debemos desmontar el motor e invertir el eje.

Dimensionamiento del capacitor

Dada la posibilidad de bobinar un motor monofásico de muy diferentes formas (división del espacio de bobinado entre el bobinado principal y el bobinado auxiliar, selección del número de vueltas del bobinado y sus secciones, etcétera), no es posible dar reglas universales para determinar la capacidad y la tensión de trabajo del capacitor para una determinada potencia del motor. Por lo tanto, es necesario en todo momento aplicar los criterios establecidos por el fabricante del motor.

Los motores modernos están conectados de manera tal que el bobinado de arranque puede estar funcionando en forma permanente con un capacitor en serie.

Por último, analizaremos por qué los motores no arrancan por sí solos. De acuerdo a la teoría del doble campo giratorio, cualquier magnitud alterna se puede resolver en dos componentes, que tienen una magnitud igual a la mitad de la magnitud máxima de la magnitud alterna; estos componentes giran en dirección opuesta el uno al otro. Por ejemplo, un flujo ϕ se puede resolver en dos componentes:

$$\frac{\phi_m}{2} \text{ y } -\frac{\phi_m}{2}$$

Cada uno de estos componentes gira en sentidos opuestos, uno en sentido horario y el otro antihorario.

Cuando se presenta una tensión alterna de una fase en el bobinado del estátor del motor de inducción, este produce dicho flujo ϕ_m . De acuerdo a la teoría del doble campo giratorio, este flujo ϕ_m se divide en dos componentes de flujo $\phi_m/2$ y $-\phi_m/2$. Estas componentes giran a la velocidad sincrónica N_s , concepto que ya fue analizado. A las componentes de flujo, las podemos llamar **flujo hacia adelante** y **flujo hacia atrás**.

En el momento del arranque, los flujos hacia adelante y hacia atrás son exactamente opuestos y, además, iguales en magnitud. De esta manera, se cancelan uno a otro y, por lo tanto, no se produce el par en el rotor.

RedUSERS
COMUNIDAD DE TECNOLOGIA

Noticias a diario.



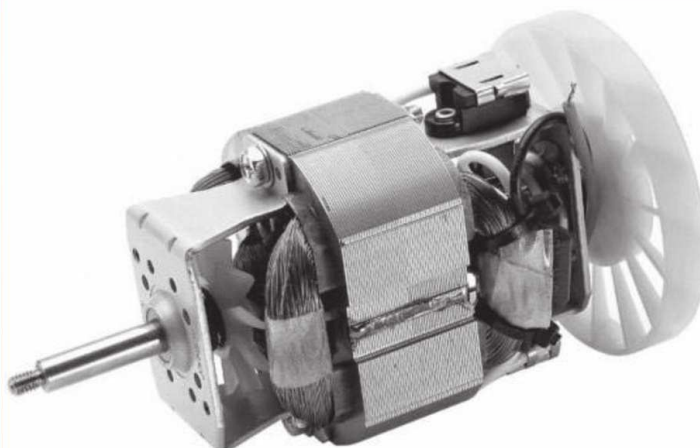
Motor universal

El **motor universal** es un motor monofásico que puede funcionar tanto en corriente continua como alterna. Su constitución es esencialmente la del motor serie de corriente continua, y sus características de funcionamiento son análogas. En la siguiente figura, podemos ver representado de forma esquemática este motor.

El motor serie de corriente continua se caracteriza por tener un fuerte par de arranque, y su velocidad, en función inversa a la carga, llega a embalsarse cuando funciona en vacío. Si funciona en corriente alterna, este inconveniente se ve reducido porque su aplicación suele darse en motores de pequeña potencia, y las pérdidas por rozamientos, cojinetes, etcétera, son elevadas con respecto a la total, por lo que no presentan el peligro de embalsarse, pero sí alcanzan velocidades de hasta 20.000 revoluciones por minuto (rpm), que los hace bastante idóneos para pequeños electrodomésticos y máquinas-herramientas portátiles. El motor universal es, sin duda, el más utilizado en la industria del electrodoméstico. Tienen la ventaja de poder regular la velocidad sin grandes inconvenientes.

Para que un motor de este tipo pueda funcionar con corriente alterna, es necesario que su inductor (el núcleo de los electroimanes) sea de chapa magnética, para evitar las pérdidas en el hierro al estar aisladas entre sí.

El bobinado inductor de los motores universales suele ser bipolar con dos bobinas inductoras. El motor universal funciona en corriente continua exactamente igual que un motor serie. Si el motor se alimenta con corriente alterna, arranca por sí solo, ya que la corriente que recorre el bobinado inductor presenta cien alternancias por segundo (100 Hz), lo mismo que le ocurre a la corriente que recorre el bobinado inducido (rotor), por lo que el momento de rotación y el sentido de giro permanecen constantes durante todo su funcionamiento.

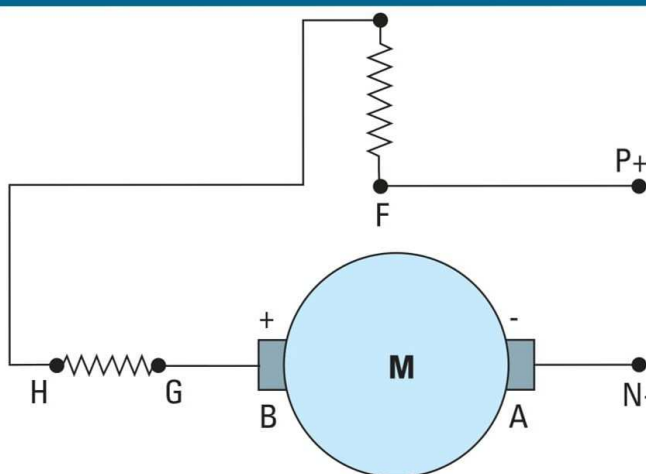


El motor universal es utilizado en máquinas y herramientas portátiles, debido a su bajo costo, reducido tamaño y poco peso.

El motor universal, por su elevada capacidad de torque y su gran velocidad, es el más utilizado para máquinas-herramientas.

Escobillas de grafito

Por lo general, son dos tacos de grafito que hacen contacto con las bobinas del rotor. A medida que este gira, la conexión se conmuta entre las bobinas y, debido a ello, se producen chispas que generan calor. Para resistirlo, las escobillas se fabrican normalmente de grafito, y su nombre se debe a que los primeros motores llevaban en su lugar unos paquetes hechos con alambres de cobre dispuestos de manera que, al girar el rotor, barrían, como pequeñas escobas, la superficie sobre la que tenían que hacer contacto.

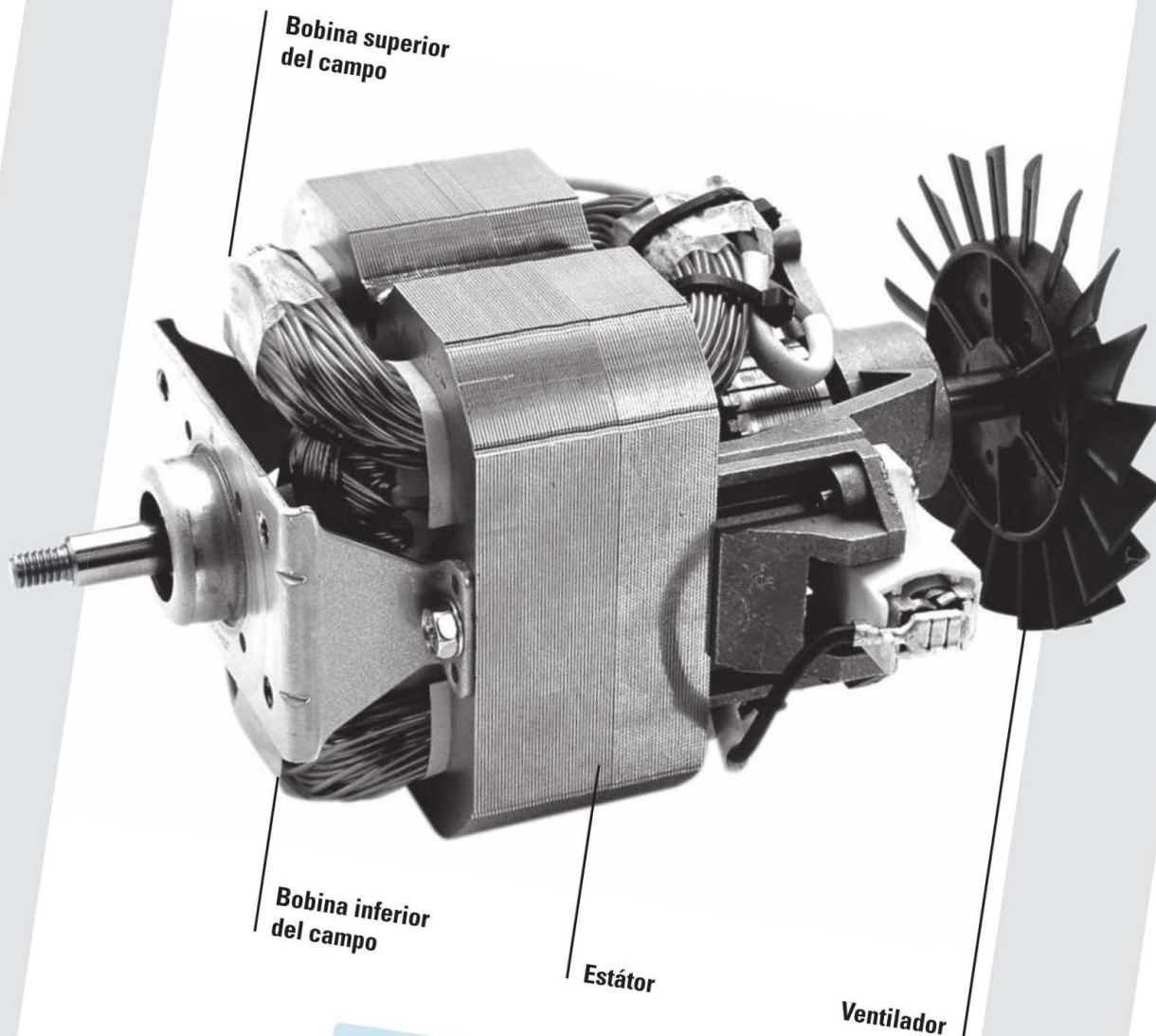


Esquema de conexión del motor universal, que funciona tanto en continua como en alterna.

MOTOR UNIVERSAL

Partes externas del motor universal

Detalle constructivo de un motor universal armado.



En el motor universal, el rotor y colector, así como la bobina del rotor, se encuentran bajo el estátor y las bobinas del campo.

EN ESTA CLASE VEREMOS...

12

La importancia del nivel correcto de iluminación y los tipos de lámparas existentes.

En la clase anterior describimos los motores asincrónicos, vimos la clasificación de estos motores de acuerdo a su cantidad de fases y tipos de rotor, y enumeramos las características de cada uno. Analizamos sus componentes y, también, describimos los motores trifásicos. Conocimos los parámetros de funcionamiento y los métodos de arranque trifásicos, así como el sentido de giro. Para terminar, revisamos las características de los motores monofásicos, explicamos su construcción y sus características diferenciadoras.

En esta clase, describiremos los principios de la iluminación, explicaremos la importancia de un nivel correcto de iluminación, veremos las unidades que intervienen en el cálculo de iluminación y conoceremos las características de cada una de ellas. Describiremos los tipos de lámparas existentes, las características de las lámparas incandescentes, fluorescentes y de vapor. También analizaremos las ventajas de las lámparas dicróicas, bipín y halógenas. Continuaremos con las cualidades de los principales tipos de lámparas de bajo consumo.

Para terminar, veremos la mejora de $\cos \phi$, explicaremos la importancia de los artefactos y aprenderemos a determinar el nivel correcto de iluminación.

Sumario

122 Principios de iluminación
Fundamentos y magnitudes relacionadas con la iluminación.

125 Tipos de lámparas
Descripción de los principales tipos de lámparas disponibles.

135 Funcionamiento y dimensionado
Pasos para dimensionar un sistema de iluminación considerando los efectos de la iluminación y la corrección del $\cos \phi$.





PRINCIPIOS DE ILUMINACIÓN

Conoceremos la importancia de una adecuada iluminación para efectuar un trabajo confortable. También, veremos las magnitudes principales que intervienen en el diseño de estas instalaciones.

Desde tiempos remotos, se necesitó de la **iluminación artificial** para que el hombre pudiera efectuar cualquier actividad donde no se contara con luz solar. Evolucionamos desde el fuego de las antorchas, a las lámparas de aceite, las velas, la iluminación de gas de hulla, hasta llegar a fines del siglo XIX, a la invención de la lámpara incandescente alimentada por energía eléctrica.

La primera lámpara eléctrica

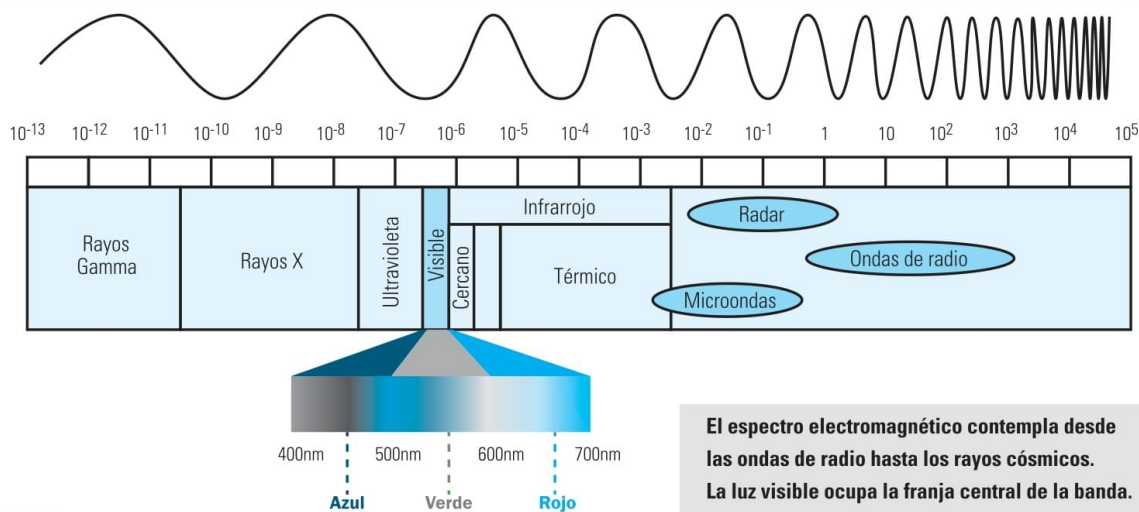
La lámpara incandescente es un dispositivo (casi en desuso) que produce luz visible mediante el calentamiento de un filamento, por lo general, de wolframio, que se calienta y se pone al rojo cuando es atravesado por una corriente eléctrica. Dicho filamento se encuentra dentro de una ampolla de vidrio a la que se le ha hecho vacío, para aumentar su vida útil y evitar que con el oxígeno del aire se queme con rapidez. Por su bajo rendimiento lumínico (5 %), las lámparas fueron evolucionando hasta nuestros días, pasando por los tubos fluorescentes, las lámparas de descarga, las fluorescentes compactas y las de led, que se estima en breve absorberán todo el mercado por sus grandes virtudes: alto nivel lumínico, enorme vida útil y muy bajo consumo.

La lámpara incandescente se compone de una ampolla de vacío, un filamento y un casquillo.



Nivel correcto de iluminación

Particularmente en el ámbito laboral y hogareño, es preciso que la luz genere un ambiente seguro y confortable, cumpla con la exigencia visual de la tarea desarrollada y sea agradable para el trabajo. Una iluminación no apropiada puede generar trastornos de salud, como fatiga visual, cansancio, estrés, dolor de cabeza, lo que impacta finalmente en el estado anímico de las personas.



El espectro electromagnético contempla desde las ondas de radio hasta los rayos cósmicos. La luz visible ocupa la franja central de la banda.



También se ha estudiado que la escasa iluminación afecta la productividad de los empleados. Existen registros que avalan que, con mejoras en los sistemas de iluminación, la productividad puede incrementarse hasta un 5 %.

Por último, el punto preponderante por antonomasia es sin dudas la seguridad, ya que un área mal iluminada contribuye a la generación de accidentes: caídas, golpes, maniobras incorrectas, o se asocia a la posibilidad de que las personas cometan errores en la ejecución de sus trabajos. Además, la iluminación adecuada nos facilita distinguir los colores, los tamaños, las formas, si los elementos están o no en movimiento, sin generar esfuerzo visual.

Explicaremos ahora dos factores que se articulan mutuamente para poder visualizar un objeto: la **luz** y la **visión**.

La luz es energía que se propaga por medio de radiaciones, o sea, una perturbación del estado electromagnético del espacio. La luz visible tiene un rango de longitud de onda en la franja estrecha de 380 a 780 nanómetros (1×10^{-9} metros).

La luz tiene a su vez algunas características que es necesario mencionar: se propaga en línea recta, y lo hace en todas direcciones y a altísima velocidad (300.000 km/s).

La visión, en su conjunto, es el mecanismo por el cual la luz se transforma en impulsos nerviosos a través de un órgano receptor que es el ojo; la información viaja al cerebro, que permite interpretar la forma de los objetos, identificar distancias, y detectar los colores y el movimiento.

Notamos, entonces, que visión y luz van de la mano, y se requieren ambos para poder visualizar cualquier objeto.

Magnitudes y unidades

Al referirnos al concepto de iluminación, hacemos referencia a la potencia lumínica que se recibe por unidad de área. La cantidad de iluminación depende de la fuente que emite la luz, la distancia a la que está situada y el ángulo de incidencia de los rayos luminosos.

Existen cuatro magnitudes asociadas que fijan las bases para diseñar una instalación y que están interrelacionadas entre sí, que resumimos conceptualmente en la siguiente tabla.

Para el cálculo de la iluminación de una zona de trabajo, es necesario conocer el tipo de lámpara que se usará y el nivel de iluminación pretendido sobre el área para la que se diseñará la instalación, además de las magnitudes que vimos en la tabla anterior.

El **flujo luminoso** caracteriza la cantidad de luz total emitida por una fuente luminosa en todas direcciones. Tomando otra definición, es también la cantidad de flujo radiante que produce sensación visual. Se vincula con la intensidad luminosa a través de la siguiente ecuación:

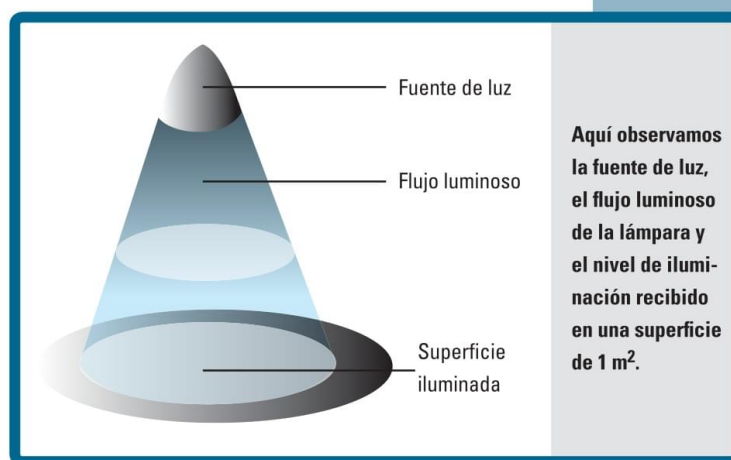
$$\Phi = I \times \omega$$

Donde I es la intensidad luminosa, y ω , el ángulo en estereorradianes.

La iluminancia es inherente al objeto iluminado e indica la cantidad de luz que recibe una unidad de superficie de dicho objeto cuando es iluminado por una fuente de luz. El nivel de iluminación se relaciona con la siguiente ecuación:

$$F = \frac{\Phi}{S}$$

Donde F es el flujo luminoso, y S , la superficie de incidencia.



Magnitud	Unidad	Símbolo	Definición
Flujo luminoso	lumen [lm]	Φ	Flujo de radiación monocromática de frecuencia 540×10^{12} Hz y un flujo de energía radiante de 1/683 watts.
Intensidad luminosa	candela [cd]	I	Intensidad luminosa de una fuente puntual que emite un flujo luminoso de un lumen en un ángulo sólido de un estereorradián.
Nivel de iluminación o iluminancia	lux [lx]	E	Flujo luminoso de un lumen sobre una superficie de 1 m^2 .
Luminancia	candela por m^2 [cd/m^2]	L	Intensidad luminosa de una candela por unidad de superficie.

Magnitudes que debemos considerar para calcular la iluminación.



La **intensidad luminosa** es la forma en que se distribuye la luz en el espacio. Despejando de la ecuación el flujo luminoso, podemos decir que este flujo es emitido en un pequeño cono que contiene una dirección dada dividida por el ángulo sólido del cono.

La luminancia es propia del aspecto de la luz dada o de la superficie iluminada en una dirección dada. En la siguiente ecuación, vemos la relación entre la intensidad luminosa y la superficie de incidencia:

$$L = \frac{I}{S}$$

Nivel de iluminación

El **nivel de iluminación ideal** para una determinada actividad corresponde al que otorga mayor rendimiento con mínima fatiga teniendo en cuenta que las cualidades visuales aumentan progresivamente hasta los 2000 lux.

Existe un nivel de iluminación para cada actividad, que depende de la zona de trabajo, de los detalles que hay que

observar, de la distancia entre observador y objeto, el contraste e, incluso, la edad del operador.

Los niveles lumínicos mínimos establecidos por la ley deberán calcularse sobre la base de las tablas indicadas en las normas de cada país.

Para determinar estos niveles debemos utilizar un luxómetro y se expresan en lux, por ejemplo: permitir movimiento seguro: 100 lux; realizar trabajos simples e inspección general: 100-200 lux.

Para efectuar esta tarea debemos considerar que también se define el valor mínimo de iluminación en función del tipo de edificio, el local y la tarea visual.

El flujo luminoso es emitido en forma de cono. La forma en que se distribuye la luz en el espacio se denomina intensidad luminosa.



El luxómetro es un instrumento que nos permite medir la iluminancia real.

Deslumbramiento

Toda iluminación artificial, ya sean lámparas incandescentes, fluorescentes, lámparas de bajo consumo, de descarga, etcétera, debe ir acompañada de pantallas o luminarias que protejan la visión de las personas en forma directa para evitar deslumbramientos. Este fenómeno se produce cuando miramos una luz más intensa de la que el ojo está preparado para recibir en ese momento.

Por lo tanto, tenemos que asegurar que podamos canalizar la luz hacia el lugar que nos interesa sin molestar al observador.



TIPOS DE LÁMPARAS

Analizaremos los distintos tipos de lámparas de iluminación disponibles, así podremos elegir la adecuada para la función requerida.

El espectro electromagnético contiene diferentes tipos de radiaciones, todas con la misma velocidad de propagación c (la velocidad de la luz que vale 300.000 km/s), pero con diferentes longitudes de onda λ y frecuencias de vibración f , siendo:

$$c = f\lambda$$

En alumbrado, se utiliza la parte del espectro comprendida entre los 380 y los 760 nm (nanómetros). Este rango se denomina **margen de radiaciones visibles o espectro visible**. En el extremo inferior (menor longitud de onda), tenemos la luz violeta y la ultravioleta, mientras que, en el extremo superior, tenemos la luz roja e infrarroja.

Ambos extremos poseen aplicaciones especiales. La luz ultravioleta se utiliza para lograr la pigmentación de la piel, realizar la esterilización de elementos, fotograbado, curado de resinas (en aplicaciones odontológicas); la luz infrarroja produce calor y se la emplea como fuente calefactora en criaderos de pollos, para realizar el secado industrial de pinturas o en aplicaciones médicas.

La radiación en el margen visible nos produce la impresión luminosa y la impresión de color. Las diferentes longitudes de onda, además de darnos la impresión de color, nos darán distintas impresiones de luminosidad. Esto es así debido a la sensibilidad del ojo humano, que tiene su máximo de poder para una longitud de onda de $\lambda = 555$ nm.

Cuando hablamos de lámparas de iluminación, nos referimos a elementos que transforman la energía eléctrica en energía lumínica, acompañada en mayor o menor medida de energía calórica.

Cada lámpara tiene, de acuerdo a sus características, usos y funciones especiales para los que ha sido diseñada. Alumbrar espacios abiertos, iluminar un cuadro en una galería de arte, la recepción de una oficina, una pequeña área de trabajo sobre un escritorio son necesidades cotidianas de alumbrado, que se satisfacen con diferentes tipos de lámparas y de artefactos.

Lámparas incandescentes

Una **lámpara incandescente** se halla compuesta por un bulbo o ampolla de vidrio, dentro del que hay un filamento que se pone incandescente por efecto Joule cuando una



Por su bajísimo consumo y larga vida, las lámparas LED reemplazaron, en la actualidad, a casi todos los otros tipos de lámparas, que sobreviven en instalaciones antiguas o usos especiales.

corriente circula a través de él. Los extremos del filamento están conectados a los contactos del casquillo o culote metálico al que va pegada la ampolla de vidrio.

De acuerdo a la potencia de la lámpara, será el tamaño de la ampolla a fin de permitir la disipación del calor generado por el filamento. La ampolla está llena de gas inerte, generalmente kriptón, a fin de evitar que el filamento se vaporice. Al principio, el filamento era de carbono, pero luego se lo reemplazó por otros materiales; el más utilizado es el tungsteno (o wolframio).

Lámpara incandescente con filamento de carbono.





El casquillo sirve para mantener la lámpara firmemente sujeta al portalámparas; los de rosca vienen en tres diámetros denominados E14 (Mignon), E27 (Standard) y E40 (Goliath). También los hay de tipo bayoneta, con uno o dos contactos destinados a los extremos de uno o dos filamentos independientes, y el otro extremo de los filamentos conectado al cuerpo de la bayoneta. Las lámparas incandescentes pueden ser clasificadas de varias formas:

- ♦ Por el cristal: claras, opalina, reflectoras, de colores, etcétera.
- ♦ Por la forma: hongo, gota, vela, etcétera.

Los tipos de casquillos se utilizan en diversas clases de lámparas. Aquí vemos un casquillo E14 en una bombilla halógena.



Lámparas incandescentes de colores.

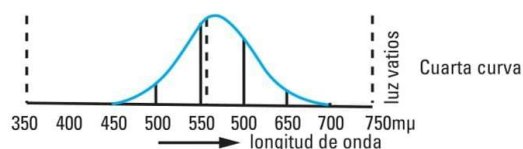
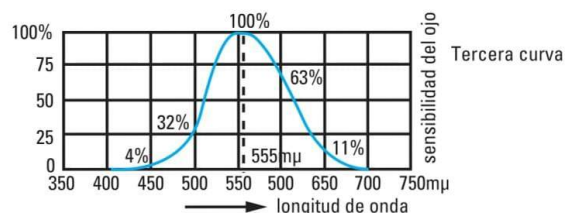
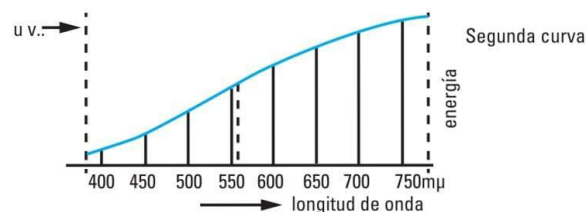
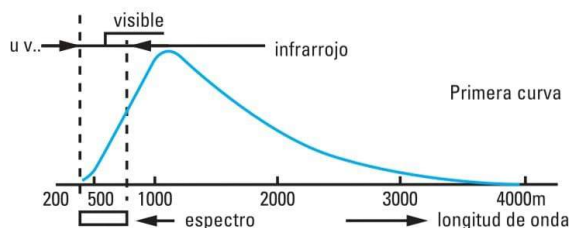
Una lámpara incandescente genera luz a partir de un filamento metálico, que se calienta al circular una corriente a través de él.

Energía, longitud de onda, sensibilidad y luz

- ♦ La primera curva representa la radiación de energía en función de la longitud de onda para una lámpara incandescente.
- ♦ La segunda curva muestra en detalle la curva inicial, pero en el espectro visible.
- ♦ La tercera curva es la de la sensibilidad del ojo humano.
- ♦ La cuarta curva es la luz en función de la longitud de onda. Podemos ver que la distribución espectral de la energía de una lámpara incandescente es continua, tiene todas las longitudes de onda. En el espectro visible, posee el 9 % de la energía radiada.

Por definición, un watt de luz es un watt de energía radiada en la longitud de 555 nm que es donde el ojo tiene una sensibilidad del 100 %. En 600 nm, un watt de energía radiada equivale a 0,63 watts de luz. Por lo que ese 9 % de la energía no será el 9 % de luz, sino que corresponderá a una cifra menor. La cuarta curva nos muestra la distribución del flujo luminoso en el espectro visible.

En la práctica, no se habla de watts de luz, sino que hablamos de **lumen** para referirnos al flujo luminoso: 1 watt de luz es igual a 683 lúmenes. El rendimiento de una fuente de luz se expresa en lúmenes por watt consumido (lm/W) y recibe el nombre de **flujo luminoso específico**.





Las diferentes tareas que desarrollan los seres humanos requieren distintos niveles de iluminación mínimos, de acuerdo a recomendaciones y normas de seguridad e higiene. Así tenemos diversas zonas de actividades, las que analizamos en la tabla que se encuentra a la derecha.

Por lo tanto, al elegir una lámpara incandescente para alumbrar una determinada área, se debe tener en cuenta no solamente la energía radiada, sino también los requerimientos de iluminación de la tarea que se desarrollará en el lugar.

Además, también se deben considerar las características del artefacto por utilizar. En general, los fabricantes proporcionan las curvas correspondientes de los artefactos con la lámpara instalada. Son las denominadas **curvas isolux**.

Lámparas fluorescentes

Las **lámparas fluorescentes** son lámparas de descarga de vapor de mercurio a baja presión. Se distinguen de las incandescentes por su mayor eficiencia energética.

Su funcionamiento se basa en la descarga de electrones desde un extremo del tubo hacia el otro a través de una nube de gas de vapor de mercurio ionizado.

El proceso es el siguiente: en ambos extremos del tubo fluorescente se tienen sendos filamentos de tungsteno, que se conectan en serie a través de un elemento denominado **arrancador** o **cebador**. Los otros extremos de los filamentos se conectan uno hacia el neutro de la línea de

Ejemplo de zona de actividades

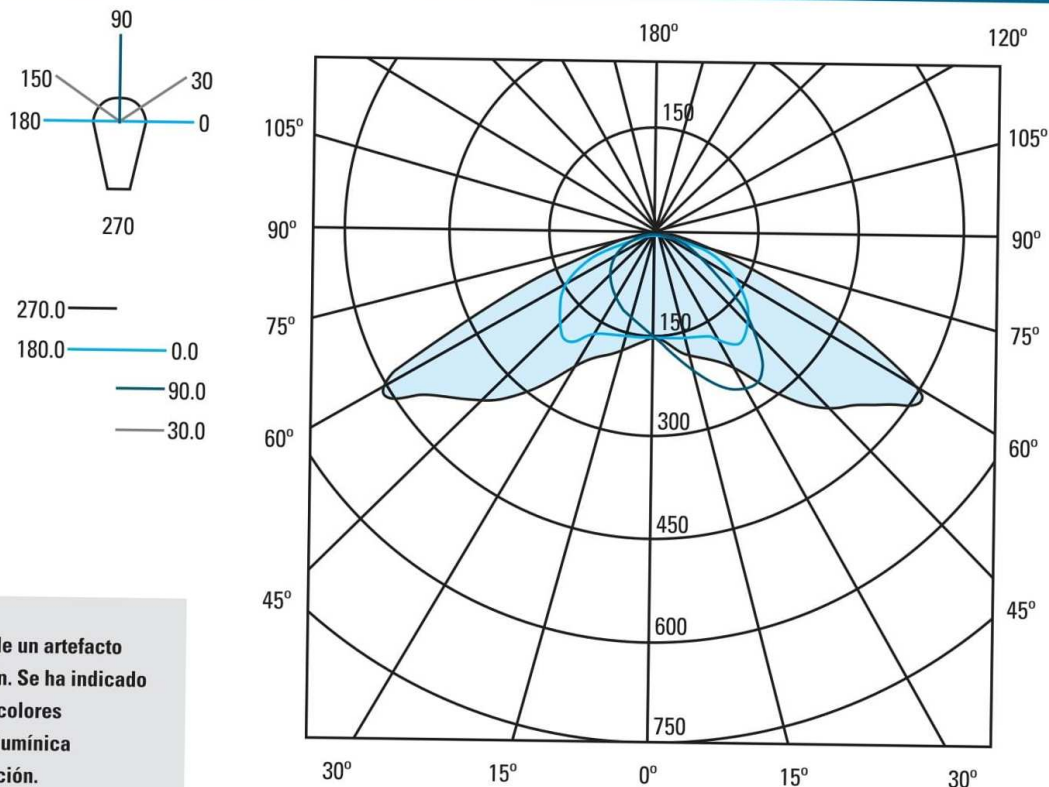
Iluminancia recomendada

Pasillos exteriores, plataformas, estacionamientos cerrados.	50 lux
Zona de circulación en industrias, depósitos y almacenes.	150 lux
Trabajos medios manuales y a máquina, montaje de automóviles, imprentas, oficinas en general, almacenes y tiendas.	500 lux
Trabajos finos manuales y a máquina, montaje de máquinas para oficinas, trabajos con colores, salas de dibujo, especialmente artístico.	1000 lux
Trabajos minuciosos y muy precisos (instrumentación, relojería, zona de cirugía de un quirófano).	≥ 2000

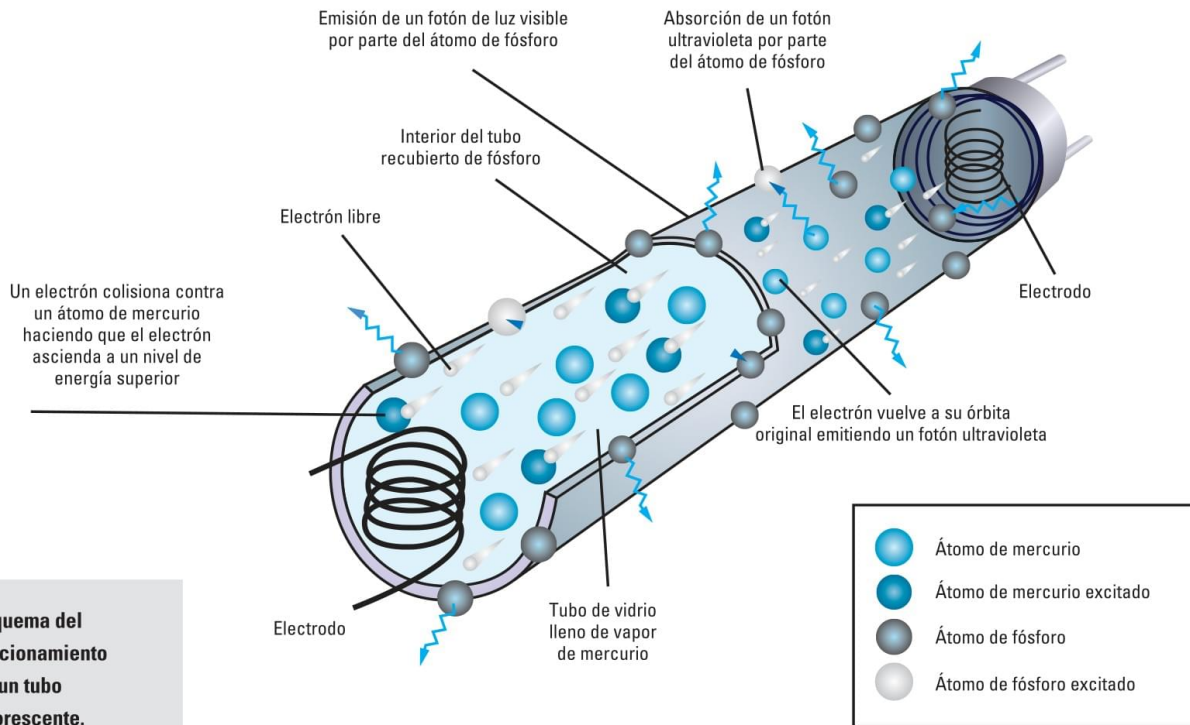
Actividades y su iluminancia recomendada.

alimentación y el otro hacia la fase, a través de un equipo auxiliar denominado **balasto** (bobina de cobre en torno a un núcleo de acero).

El arrancador es una ampolla con gas, que posee adentro un elemento bimetalico y en paralelo un capacitor; al aplicar tensión al conjunto, el gas del arrancador se ioniza calentando el bimetálico, que se cierra para permitir el pasaje de electricidad a través de los filamentos. Al ponerse incandescentes, estos ionizan el gas dentro del tubo.



Curva isolux de un artefacto de iluminación. Se ha indicado en diferentes colores la intensidad luminosa en cada dirección.



Esquema del funcionamiento de un tubo fluorescente.

Cuando la electricidad pasa por el bimetálico, el gas dentro de la ampolla se enfría, por lo que el bimetálico se abre y la electricidad deja de circular. Este efecto hace que en el balasto, por la ley de inducción de Faraday, aparezca un pico de alta tensión que es aplicado al tubo de iluminación, lo que termina de ionizar el gas que hay en su interior. El gas ionizado permite el pasaje de electrones con una menor resistencia a la presentada por los filamentos y el bimetálico, por lo que la circulación de electricidad se realiza a través del gas que emite luz ultravioleta; esta actúa sobre el recubrimiento fluorescente interior del tubo de vidrio que forma el cuerpo de la lámpara y lo hace emitir luz visible.

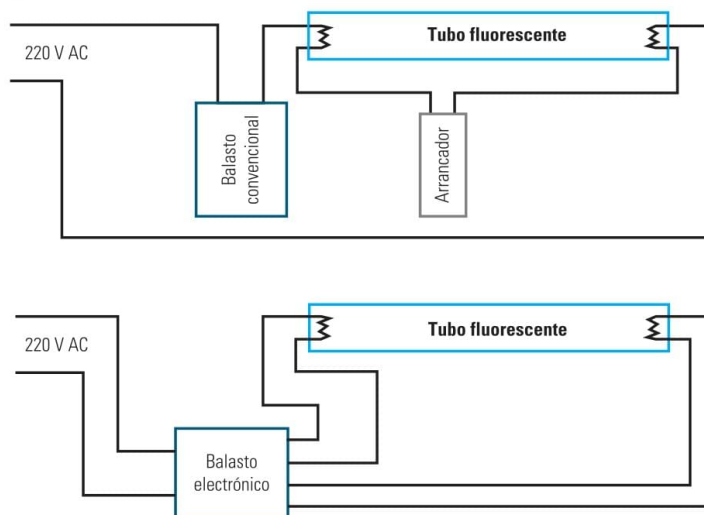
En la actualidad, hay equipos electrónicos que son utilizados para encender tubos fluorescentes, que coexisten con los balastos normales o inductivos, y los arrancadores. Estos equipos se conectan a la red de alimentación de 220 V y poseen dos salidas, una para cada extremo del tubo de iluminación, que en una primera etapa entregan una baja tensión para calentar los filamentos y comenzar el proceso de ionización del gas y, luego, entregan pulsos de alta tensión y alta frecuencia, para mantener activo y encendido el tubo de iluminación. Las lámparas fluorescentes no dan luz en forma continua como lo hace una lámpara incandescente, sino que mues-

Conexión de lámparas fluorescentes

Los tubos fluorescentes deben ser conectados mediante un equipo auxiliar a la línea de 220 V. En cada extremo del tubo, se tienen dos contactos que alimentan un filamento en cada extremo.

Los filamentos se conectan en serie entre sí mediante un arrancador o cebador. No es necesario cebador en el caso de usarse un balasto electrónico, porque todo se halla dentro de él.

Dos posibles conexiones para alimentar un tubo fluorescente.





tran un parpadeo o efecto estroboscópico debido a que las descargas dentro del gas tienen la frecuencia de la línea de alimentación. Por este motivo, no es aconsejable su uso en talleres con máquinas rotativas de baja velocidad, pues el operador las puede llegar a ver detenidas cuando no lo están, y esto puede provocar accidentes. Asimismo, el uso prolongado de este tipo de artefactos para determinadas tareas suele ocasionar dolor de cabeza. Tampoco es recomendable su uso en estudios de grabación de video, pues las frecuencias presentadas por las cámaras pueden coincidir con las frecuencias del parpadeo de las lámparas.

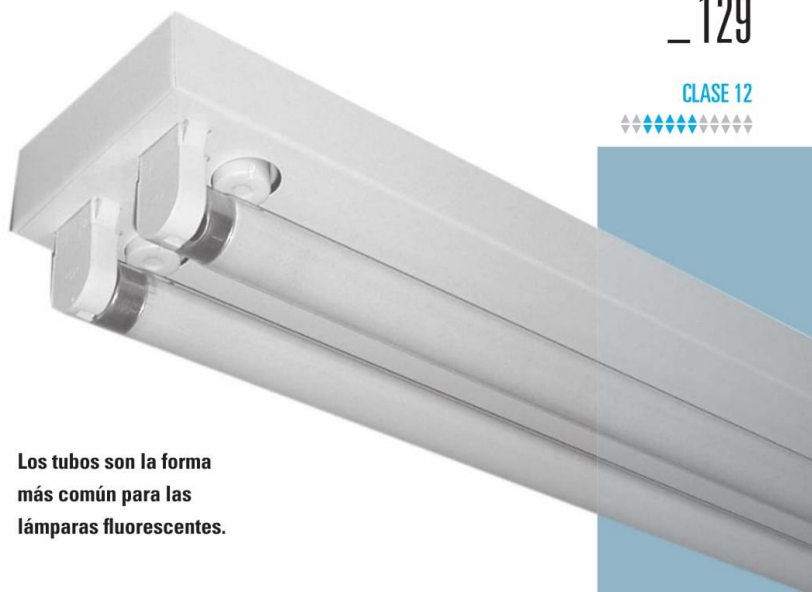
El efecto de parpadeo es invisible al ojo humano con los balastos electrónicos, pues la frecuencia de alimentación de estos al tubo es del orden de los 20 kHz, y queda muy por encima de la capacidad de percepción del ojo y de la frecuencia de trabajo de las cámaras de video. Tampoco se recomienda utilizarlos en talleres.

Por ser una **luz difusa** no es recomendable para la ejecución de tareas finas en las que sea necesario ver detalles, tales como orfebrería, lectura, tareas escolares, dibujo, etcétera.

Las lámparas fluorescentes poseen una vida útil equivalente a entre 5 y 75 veces la de una lámpara incandescente.

Entre las propiedades más importantes de una lámpara fluorescente encontramos las siguientes:

- ♦ El rendimiento luminoso puede estimarse entre los 50 y 90 lúmenes por watt.
- ♦ La vida útil de una lámpara fluorescente es de entre 5 y 75 veces la de una lámpara incandescente, dependiendo del tipo de equipo auxiliar que se utilice (balasto inductivo o electrónico) y la cantidad de encendidos/apagados a los que sea sometida por día.
- ♦ Dependiendo del material de recubrimiento interior del tubo de vidrio, será el color de la luz emitida, que puede ir desde el blanco frío hasta un blanco cálido, que es indicado mediante la temperatura de color. Para el blanco frío, corresponden temperaturas de color del orden de los 5.000 K, mientras que, para el blanco cálido, corresponden temperaturas de color del orden de los 2.750 a 3.000 K



Los tubos son la forma más común para las lámparas fluorescentes.

Si bien este tipo de lámparas tienen muchas ventajas respecto de las lámparas incandescentes, presentan un grave problema: deben ser tratadas con sumo cuidado en el momento de su descarte por fin de la vida útil. El vapor de mercurio contenido en ellas es un gas cancerígeno, por lo que deben ser tratadas como material peligroso cuando se las manipula, para evitar la rotura del tubo de vidrio que lo contiene hasta que sean tratadas en las correspondientes plantas de reciclado.

Lámparas de vapor

Hasta este momento, hemos analizado las lámparas incandescentes y las de vapor de mercurio de baja presión o fluorescentes. Conoceremos ahora las lámparas de vapor de mercurio en alta presión, y las de sodio en baja y alta presión.

Las lámparas de vapor de mercurio en alta presión y las de sodio de alta presión son las que presentan niveles de flujo luminoso elevado, que las hace aptas y especialmente destinadas al alumbrado de calles y espacios públicos.

Las **lámparas de vapor de mercurio** consisten en un tubo de descarga de cuarzo con vapor de mercurio en su interior. En ellas, se ha recubierto con material fluorescente el lado interior de la cubierta exterior de vidrio a fin de mejorar el espectro lumínico radiado. Como equipo auxiliar, utilizan un balasto igual que las fluorescentes, pero no necesitan arrancador o cebador. Una clase particular de estas lámparas son las mezcladoras, que combinan una incandescente con una de vapor de mercurio de alta presión.

Su vida útil es muy larga (aproximadamente 25.000 horas), y el color de la luz es blanco frío.



En esta imagen vemos una lámpara de vapor de sodio.



Lámparas LED

Las lámparas LED son la fuente de iluminación del siglo XXI. Gracias a su bajísimo consumo y larga vida, este tipo de lámparas han reemplazado, en la actualidad, a casi todos los otros tipos de lámparas, que sobreviven solo en instalaciones antiguas o para usos especiales. La sigla **LED** significa *Light-Emitting Diode*, es decir, diodo emisor de luz. Su principio de funcionamiento es el de un diodo, formado por la unión ("juntura") de dos tipos de semiconductores: uno de tipo n (negativo), que contiene un exceso de electrones, y otro semiconductor de tipo p (positivo), que contiene un exceso de "huecos". Cuando se aplica un determinado voltaje a la juntura, los electrones se recombinan con los huecos, liberando energía bajo la forma de fotones.

Dado que los diodos LED necesitan corriente continua de determinado voltaje, las lámparas LED incluyen los circuitos necesarios para convertir la corriente alterna de la red.



A los fines prácticos, las lámparas LED están disponibles en todos los formatos necesarios para reemplazar a las tradicionales.



Una lámpara LED diseñada para reemplazar a una dicroica.

A pesar de que los LED comenzaron a fabricarse comercialmente en los años 60, fue recién en los 90 cuando la introducción de LED blancos de alta potencia permitió su uso en iluminación. La vida útil de las lámparas LED es significativamente mayor a otras en uso, como podemos ver en la tabla de esta página.

Las lámparas LED no requieren tiempo de calentamiento (como sí necesitan las fluorescentes) y no son afectadas por el apagado y encendido frecuente. A su vez, las LED se fabrican, hoy en día, en todos los formatos necesarios para reemplazar las lámparas tradicionales, incluyendo presentaciones especiales como las dicroicas o las lámparas "perfume". Hay lámparas LED de diferentes temperaturas de color, desde las de 2.200 K, similares a una lámpara incandescente, hasta 7.000 K, de luz fría.

La iluminación de las lámparas LED es más direccional que la de las lámparas tradicionales, es decir, su haz de luz es más angosto.

	Tipo de lámpara	Vida útil	Eficiencia
	Incandescente	1.000 horas (aprox. 1 año)	14 Lumens / Watt
	Halógena	3.000 horas (aprox. 3 años)	25 Lumens / Watt
	"Bajo consumo" (Fluorescente compacta)	8.000 horas (aprox. 8 años)	61 Lumens / Watt
	LED	25.000 horas (aprox. 25 años)	>100 Lumens / Watt

Lámparas halógenas

Una **lámpara halógena** es una lámpara de vapor de mercurio de alta presión a la que se le ha añadido, en la ampolla de descarga, halogenuros metálicos (de sodio, de talio, de indio), que mejoran el espectro de radiación. La luz emitida por la lámpara de descarga de vapor de mercurio sin recubrimiento interno en la ampolla exterior es de color azul verdoso; los halogenuros agregados aportan, en el espectro radiado, colores rojo, amarillo, verde. Por el agregado de los halogenuros también son llamadas **lámparas de mercurio halogenado**.

En el tubo de descarga, además de mercurio y los halogenuros metálicos, se tiene argón; este se ioniza rápidamente y permite la creación del arco eléctrico. El calor generado por el arco eléctrico vaporiza el mercurio y los halogenuros, y, a medida que aumentan la temperatura y la presión en el tubo, se estabiliza la radiación de luz.

Para estas lámparas es necesario el empleo de un equipo auxiliar pues las tensiones de arranque están en el orden de los 1.500 a 5.000 V.

Al igual que las lámparas de vapor de mercurio, existen dos tipos: uno de ellos utiliza equipo auxiliar, y el otro combina una lámpara de filamento de tungsteno con una lámpara de vapor de mercurio con halogenuros agregados. La vida útil de estas lámparas es de aproximadamente 15.000 horas, y su eficiencia es de 60 a 96 lm/W.

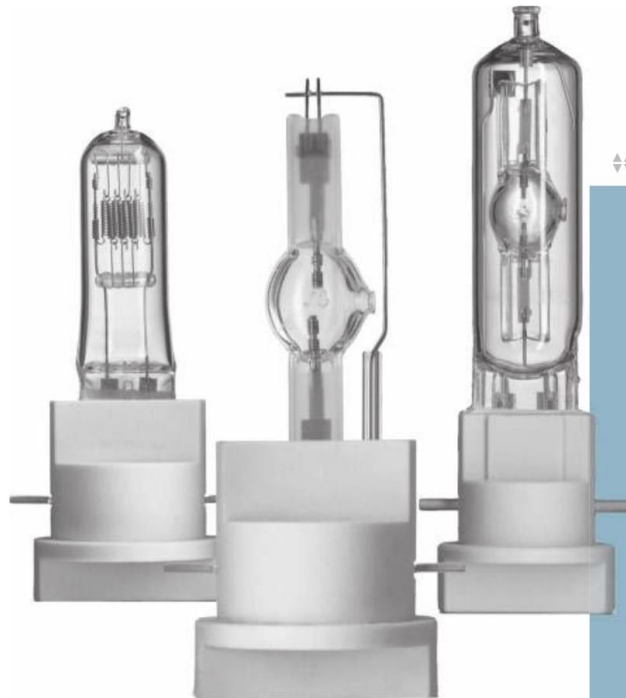


Lámpara de mercurio halogenado.

Cosφ

Todas las lámparas vistas hasta este momento, salvo las incandescentes, necesitan equipos auxiliares que son mayoritariamente inductivos.

Por este motivo, y tal como hemos visto en clases anteriores, tendremos una componente reactiva importante. Pensemos que, en general, el conjunto lámpara-equipos producen un cosφ del orden de 0,225 a 0,250, lo que implica la necesidad de instalar capacitores junto a cada artefacto de iluminación a fin de corregir el cosφ para llevarlo a valores del orden de 0,90.



Distintos tipos de lámparas halógenas.

Por no tener recubrimiento fluorescente en la cara interior de la ampolla exterior, la emisión de luz ultravioleta debe ser tenida en cuenta, si bien es baja como en toda lámpara de vapor de mercurio de alta presión.

Las lámparas halógenas se recomiendan en la iluminación de eventos deportivos, estudios de cine y televisión, etcétera.

Lámparas bipín

Hemos visto que, además de las lámparas de mercurio halogenado o lámparas halógenas, que requieren un equipo auxiliar, hay otras más comunes para uso doméstico ya que combinan un filamento de tungsteno y una ampolla de gas con halogenuros.

Estas lámparas poseen características que las hacen aptas para uso domiciliario pues, si bien algunas requieren de un equipo auxiliar, trabajan en baja tensión. Son básicamente una ampolla con gas inerte y halogenuros metálicos junto a un filamento de tungsteno. Nos referimos a las **lámparas bipín, dicroicas y cuarzos**.

Pueden trabajar en baja tensión (12 V) o en 220 V. Su vida útil es de 5.000 horas, y su eficiencia lumínica es de 15 a 30 lm/W. Las lámparas de baja tensión necesitan un transformador (a inducción o electrónico) que les entregue 12 V CA. Veremos a continuación las lámparas bipín.



Se denomina así a un tipo de lámpara compuesta de una ampolla con gas inerte y halogenuros metálicos, con un filamento de tungsteno en su interior. El cuerpo es una ampolla de cuarzo que contiene el gas y los halogenuros. El nombre se debe a la forma de los contactos de la lámpara, que son dos pequeños alambres duros o pines.

Es necesario tener cuidado al manipularlas pues la grasa de la mano deteriora la ampolla de cuarzo y puede provocar su rotura al ser calentada por la acción del filamento. Por no tener espejos, irradian luz en una cuasiesfera (detrás del zócalo está el punto sin iluminación). Se las utiliza para iluminar ambientes con un buen nivel de efecto de color.



Imagen de una lámpara bipín.

Artefacto de iluminación domiciliar que emplea lámparas bipín.



Cuarzo

Las lámparas de cuarzo son un caso particular de bipín pues sus contactos son axiales (están en el eje de la lámpara). Existen lámparas de 60, 75, 100, 150, 200, 300 y 500 W. Son empleadas, generalmente, en artefactos de tipo reflector a fin de alumbrar e iluminar zonas o áreas importantes pero pequeñas en comparación con las iluminadas por las halógenas convencionales.

Las bipín son lámparas que, a pesar de su baja potencia en watts, dan buenos niveles de iluminación en ambientes hogareños.

Lámparas dicroicas

Las **lámparas dicroicas** son, básicamente, un bipín al que se le ha adicionado un cuerpo reflector con propiedades dicroicas. Pueden trabajar en baja tensión (12 V) o en 220 V. Su vida útil es de 5.000 horas, y su eficiencia lumínica es de 15 a 30 lm/W. Las lámparas de baja tensión necesitan un transformador (a inducción o electrónico) que entregue a la lámpara 12 V CA. **Dicroísmo**, en el campo de la óptica, posee dos significados relacionados, pero diferentes:

- ♦ Es la propiedad de algunos materiales de dividir un haz de luz policromática (muchos colores) en varios haces monocromáticos con diferentes longitudes de onda (no es el efecto que produce el prisma en la descomposición de la luz).
- ♦ Es la propiedad de algunos materiales que, al recibir un rayo luminoso con distintos planos de polarización, absorben a cada uno de ellos en diferente medida luego de la reflexión en su superficie.

Como dijimos, las lámparas dicroicas son un bipín al que se le ha agregado un espejo dicroico, que es aquel que tiene la propiedad de reflejar selectivamente la luz en función de su longitud de onda. El espejo dicroico se encarga de dejar pasar alguna longitud de onda y refleja otras. La luz blanca es, en realidad, la unión de todo el espectro luminoso visible, y el espejo dicroico la descompone dejando pasar algunos colores y reflejando otros.

El cuerpo del espejo dicroico de una lámpara dicroica es un cuerpo de vidrio que lleva impreso un patrón de cuadrados, círculos o escamas. Los óxidos metálicos que se utilizan para conformar el espejo se vaporizan con un rayo de electrones, y el color que resulta está determinado por la composición del óxido empleado.

Debemos considerar que estos óxidos crean efectos iridiscentes. Se tienen así tres colores visibles, uno el reflejado, otro el transmitido y un tercer color que es el que se observa al mirar la pieza a 45°. Los colores observados son puros, saturados y parece que se originan en el interior del espejo dicroico.



Ejemplo de lámpara dicróica.

El ángulo de apertura del haz de luz es de, a lo sumo, 60° y por eso se indican para la iluminación sectorial. Desarrollan una elevada temperatura (del orden de los 300°, por lo que se debe tener cuidado al manipularlas).

Lámparas de bajo consumo

Se denominan **lámparas de bajo consumo** a un conjunto de lámparas que, comparadas con las incandescentes, para igual nivel de iluminación, tienen menor consumo eléctrico. Esta denominación agrupa algunos tipos de lámparas de vapor de mercurio de baja presión (fluorescentes) y lámparas halógenas (bipín, dicróicas y cuarzos). Comenzaremos por analizar los diferentes tipos, comparando su eficiencia lumínica con la lámpara incandescente.

Las lámparas fluorescentes compactas se han desarrollado, aprovechando la tecnología de los tubos fluorescentes, para obtener un reemplazo directo de las lámparas incandescentes. Como la luminosidad emitida por una lámpara fluorescente depende de la superficie que irradia luz, esta se aumenta mediante el doblado y plegado del tubo de vidrio.

Además, las mejoras en la tecnología fluorescente hacen que el rendimiento luminoso aumente hasta los 80 lm/W. El equipo auxiliar (balasto y arrancador) se ha reemplazado por un pequeño dispositivo electrónico ubicado en la base de la lámpara. Este se compone de un rectificador de onda completa, un oscilador amplificador de corriente, un transformador y un capacitor que originan una tensión alterna de amplitud necesaria y de una frecuencia entre los 20 y los 60 kHz. De esta forma, se elimina el efecto estroboscópico ya visto en los tubos fluorescentes.

Al aplicar electricidad a una lámpara de este tipo, los filamentos ubicados en los extremos del tubo plegado se calientan por la corriente que circula por ellos; el aumento de temperatura provocado ioniza el gas (argón o neón) dentro del tubo, generando un plasma entre los filamentos.

Por este plasma se origina el flujo de electrones en los filamentos, que establece las condiciones necesarias para que el balasto electrónico genere una chispa que dará comienzo al arco eléctrico entre los filamentos. Llegado a este punto, los filamentos se apagan (se enfrían, dejan de estar incandescentes) y se transforman en electrodos que mantienen el arco durante todo el tiempo que la lámpara esté encendida.

Como el gas se ha ionizado, el movimiento de los iones es mayor y más acelerado que el de las moléculas del gas. Este movimiento lleva a los iones a chocar contra los átomos de vapor de mercurio, provocando que se exciten y comiencen a emitir luz ultravioleta. La emisión ultravioleta provoca el efecto fluorescente en el recubrimiento interno del tubo doblado y plegado de la lámpara, que emite la luz en el espectro visible.

Las lámparas de bajo consumo son aquellas que, a igual iluminación brindada, consumen menor potencia eléctrica.



Como toda lámpara que contiene vapor de mercurio, debe manipularse con el cuidado correspondiente y, una vez cumplida su vida útil, debe ser tratada como residuo tóxico.

En cuanto al color de la luz, podemos encontrar lámparas de luz blanca fría, blanca cálida, amarilla antiinsectos y decorativas de colores variados (rojo, azul, verde, etcétera).

Otra generación de lámparas de bajo consumo para reemplazar a las lámparas incandescentes fue desarrollada a partir de lámparas halógenas, más exactamente a partir de las bipín.

Estas nuevas lámparas de bajo consumo son exactamente iguales a las incandescentes por fuera pero, en su interior, en lugar de un filamento tienen una lámpara bipín que se alimenta con una tensión de 220 V.

Lámparas halógenas en el cuerpo de las lámparas incandescentes.

Incandescente	Halógena	Bajo consumo	Led
25 w	-	-	5 w
40 w	28 w	8 w	6 w
60 w	42 w	12 w	8 w
75 w	53 w	15 w	11 w
100 w	70 w	20 w	12 w
110 w	-	23 w	16 w

Tabla comparativa de consumos de los diferentes tipos de lámparas para igual nivel de iluminación.

Las nuevas lámparas de bajo consumo tienen una apariencia similar a las incandescentes, pero en su interior no poseen un filamento, sino una lámpara bipín.

De esta forma, se ha logrado también una lámpara que no necesita modificar las instalaciones existentes para las lámparas incandescentes y que, por su formato y características luminosas, se les asemeja, con la diferencia de que son de bajo consumo.

Existe una nueva generación de lámparas de bajo consumo desarrolladas a partir de la electrónica: los **leds**, que son diodos emisores de luz.

Las lámparas de led se han desarrollado para reemplazar a todas las lámparas anteriores, ya que mejoran el consumo eléctrico. Encontramos reemplazos para tubos fluorescentes, para lámparas halógenas, para incandescentes, etcétera. La tecnología led exige que, para lograr un adecuado nivel de iluminación, se usen leds de alta potencia, y agrupamiento de leds. Asimismo, los led deben ser operados con tensión continua, por lo que es necesario disponer de un equipo auxiliar que convierta la alterna en continua. Este equipo está dentro de la propia lámpara del mismo modo que los balastos electrónicos están dentro de las de vapor de mercurio de bajo consumo.



Diferentes tipos de lámparas de led.



FUNCIONAMIENTO Y DIMENSIONADO

A continuación, veremos cómo dimensionar un sistema de iluminación teniendo en cuenta sus efectos y la corrección del $\cos\phi$ de la instalación.

Comenzaremos por analizar la mejora del $\cos\phi$, teniendo en cuenta que la gran mayoría de las lámparas denominadas de bajo consumo, de vapor (mercurio o sodio) y las halógenas requieren el empleo de un equipo auxiliar inductivo. Luego veremos diferentes tipos de artefactos de iluminación. Esta muestra será solo ejemplificativa, pues los fabricantes cambian permanentemente sus diseños en pos de una mejora del rendimiento lumínico y de la mejora de los costos. Por último, analizaremos y explicaremos paso a paso, mediante un ejemplo, cómo dimensionar la iluminación de un local.

Mejora de $\cos\phi$

Si recordamos cómo es el circuito eléctrico completo del conjunto balasto-lámpara, veremos que se indica la instalación de un capacitor para corregir el factor de potencia del

conjunto formado por la lámpara y su equipo auxiliar. Pero ¿cuál es el valor correcto del capacitor por instalar? Para ello se debe tener en cuenta el factor de potencia del equipo auxiliar indicado por el fabricante. Los mismos fabricantes, en las especificaciones técnicas de sus equipos, ya indican el valor del capacitor para cada equipo auxiliar evitando así la posibilidad de no corregir en forma adecuada, o de sobre corregir con la consiguiente aparición de sobretensiones en la línea.

Siempre se debe instalar el capacitor cuyo valor y características son los indicados por el fabricante del equipo auxiliar.

Balastos para lámparas de sodio a alta presión

Tensión de línea = 220V, $f = 50\text{Hz}$; $\Delta t = 75^\circ$, $t_w = 120^\circ\text{C}$. Factor de potencia sin corregir

Lámpara W	I línea A	F_p	C μF	Dimensiones en mm				
				A	B	C	D	E
70	0,98	0,41	10	80	73	70	94	108
100	1,2	0,44	12,5	80	77	70	94	108
150	1,8	0,43	20	90	90	72	98	115
250	3	0,42	33	100	95	80	112	125
400	4,45/4,60	0,43	44	118	107	95	130	150

Balastos para lámparas de mercurio halógeno (Haluros metálicos)

Tensión de línea = 220V, $f = 50\text{Hz}$; $t_w = 120^\circ\text{C}$. Factor de potencia sin corregir

Lámpara W	I línea A	F_p	C μF	Dimensiones en mm				
				A	B	C	D	E
70	0,98	0,41	10	80	67	70	94	107
150	1,8	0,44	20	90	87	72	98	115
250 HQI	3	0,42	33	100	85	80	112	125
250 HPI	2,25	0,57	16	100	85	80	112	125
400 (1)	3,5	0,51	33	100	105	85	112	125

Datos técnicos de equipos auxiliares para cada tipo de lámpara y valor del capacitor necesario para corregir el factor de potencia.



En el caso de no contar con la información del fabricante o desconocer el origen de un equipo auxiliar instalado, se conocerá siempre la potencia y el tipo de lámpara que se está utilizando. En este caso, lo recomendable para determinar el valor del capacitor adecuado que se empleará es el uso de reglas calculadoras, que, en función de la lámpara utilizada y teniendo en cuenta las características de los equipos normalizados existentes en plaza, dan el valor del capacitor recomendado.

Artefactos

De acuerdo con el destino de empleo, se tendrán diferentes tipos de artefactos. En general todos los artefactos cuentan con:

- ◊ Un cuerpo destinado a contener todos los componentes, en el que se instala el equipo auxiliar y el portalámpara. Además, contiene el sistema de fijación.
- ◊ Una superficie reflectora que orienta la radiación luminosa de la lámpara hacia el plano que se debe iluminar.
- ◊ Una cubierta transparente, translúcida o de tipo enrejado difusor (louver) destinada a evitarles reflejos molestos a las personas.

Para el alumbrado público (calles, avenidas, rutas o espacios abiertos), se usan equipos que, en general, utilizan lámparas de vapor (mercurio o sodio) o de mercurio halogenado.



Artefacto destinado al alumbrado público.

Para iluminación de interiores, existen diferentes requerimientos, ya que no es lo mismo pensar en iluminar un salón de fiestas, una oficina, un dormitorio, una cocina o el living de una casa.



Artefacto destinado a la iluminación de interiores.

Así por ejemplo, debemos diferenciar entre:

- ◊ Iluminación general, destinada a establecer la visibilidad básica necesaria para el desempeño de las tareas diarias.
- ◊ Iluminación localizada, destinada a establecer la iluminación necesaria solo en el área visual del plano de trabajo.

Al desarrollar un proyecto de iluminación, se debe tener en cuenta, además de la estética (concordancia del artefacto que se empleará con las características del local por iluminar), los factores técnicos que determinarán el aporte de iluminación de cada tipo de artefacto al lugar puntual de estudio. La forma en que un conjunto artefacto-lámpara irradia luz, dependerá de la forma de la superficie reflectora o espejo. Esta se construye generalmente de aluminio, que puede ser brillante o semimate, pulido a espejo y anodizado, liso o texturado (gofrado o martillado).

Si se desea tener un artefacto tipo reflector, se utilizará un espejo liso, pulido y brillante. Si se desea tener una iluminación más general y difusa, se usarán espejos con terminaciones tipo gofrado.

La forma de distribución de la luz de una luminaria dependerá casi exclusivamente del espejo o reflector. Por su forma, podemos clasificar a los reflectores o espejos en:

Cálculo de capacitores para iluminación

Como no siempre se dispone de información respecto de las características exactas de los equipos instalados para iluminación, ya sea de oficinas o grandes espacios, las herramientas de cálculo son de gran ayuda.

Estas consisten en dos piezas, una exterior fija y una interior deslizable.

La pieza fija indica los diferentes tipos de lámparas que utilizan equipo auxiliar de bajo factor de potencia (tubos fluorescentes, vapor de mercurio, mercurio halogenado, sodio de alta presión).

Para cada lámpara se tienen dos pequeñas ventanas, una para la potencia de la lámpara considerada y otra para el capacitor necesario para esa lámpara con el equipo auxiliar. La pieza móvil contiene todos los valores posibles de cada tipo de lámpara y el valor del capacitor adecuado para cada caso, por lo que, al ir deslizando la móvil dentro de la fija, van apareciendo en las ventanas las potencias de las diferentes lámparas y el valor del capacitor necesario que se empleará en cada uno de los casos.



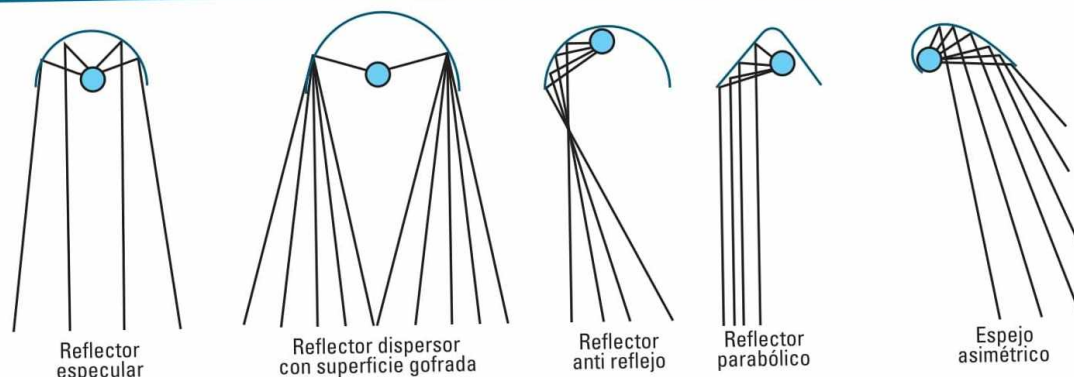
- ◊ circulares,
- ◊ parabólicos,
- ◊ elípticos.

A partir de estas formas básicas, existen combinaciones realizadas por los diferentes fabricantes de acuerdo a lo que deseen lograr con su artefactos.

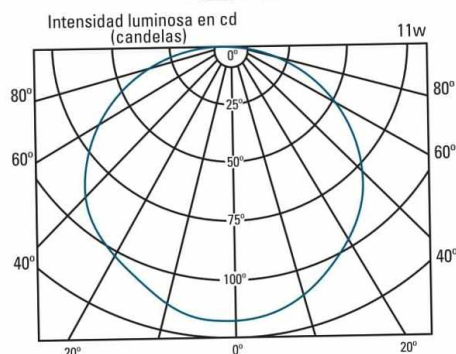
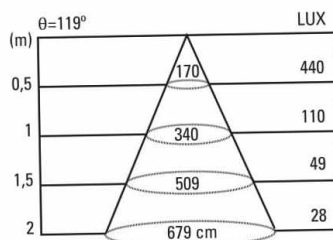
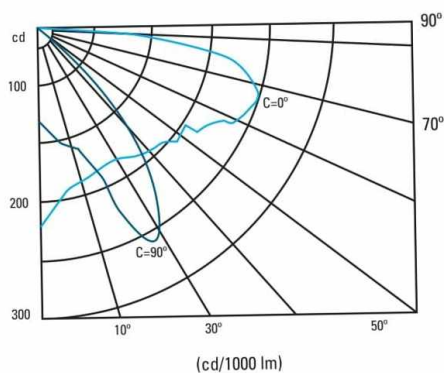
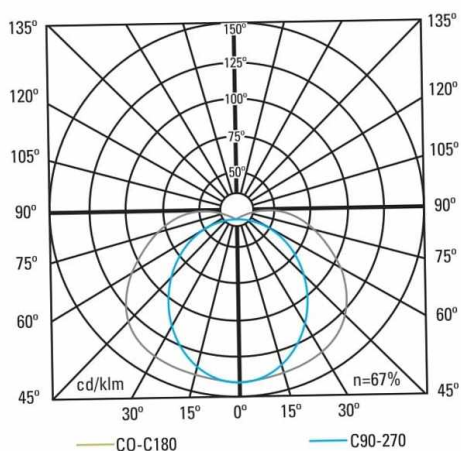
Si una lámpara emite por ejemplo 25.000 lm, y el artefacto solamente entrega 5.000 lm, la diferencia se debe al espejo o a un defecto de diseño, ya sea por el material o su construcción.

Otro elemento importante por considerar al elegir el artefacto de iluminación es la forma en la que el conjunto artefacto-lámpara emitirá la luz hacia la superficie que se quiere iluminar.

Para ello se utilizan las curvas isolux de radiación lumínica y las curvas de distribución luminosa, que son proporcionadas por los fabricantes de los artefactos de iluminación. Las curvas de distribución luminosa son el resultado de medir la distribución luminosa en diferentes planos verticales, caracterizado cada uno por el ángulo formado entre el pla-



Diferentes formas de espejos y emisión de sus rayos de luz.

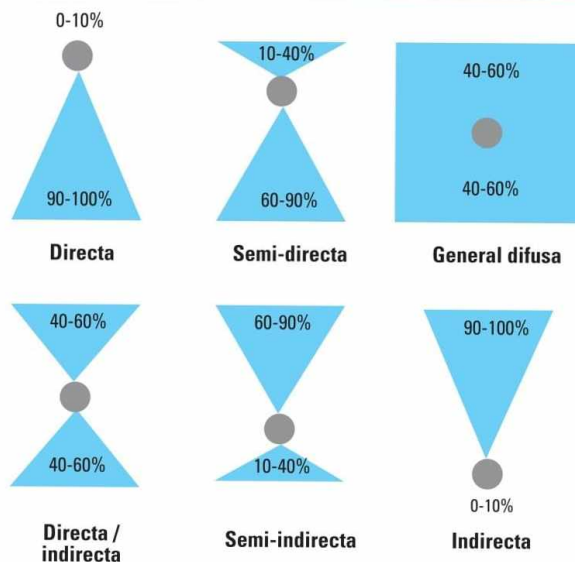


Curvas de distribución luminosa de diferentes artefactos y lámparas que indican el nivel de intensidad luminosa en función del ángulo de apertura y la distancia desde el artefacto.



no y el eje principal de la luminaria o artefacto. Esta curva de distribución polar se representa generalmente para dos planos: el transversal y el longitudinal (a 0° y a 90° del eje principal). Si la representación es a color, generalmente el plano transversal es rojo, y el longitudinal, azul; si es blanco y negro, uno es lleno y el otro es punteado. Casi siempre se hacen para un flujo luminoso de 1000 lm y, de acuerdo al valor real de la lámpara, se debe ajustar en el cálculo.

Si se tiene una distribución única (en todos los ángulos tenemos la misma), se dice que se está ante un sólido fotométrico cuyo eje de simetría es vertical.



Gráfica de distribución de flujo luminoso de los artefactos: directa, semidirecta, general difusa, directa-indirecta, semi-indirecta e indirecta.

El siguiente elemento por considerar es el rendimiento (se lo indica con la letra η eta) de un artefacto de iluminación. El rendimiento nos indica qué porcentaje de la luz emitida por la lámpara llega realmente a iluminar el objeto de interés. En la disminución del rendimiento, entran en juego elementos tales como los espejos y reflectores, las cubiertas de vidrio o acrílico, los difusores o louvers.

Clasificación de los artefactos

De acuerdo a la forma de distribución del flujo luminoso, se tienen diferentes grupos de artefactos.

Tenemos así seis grupos de artefactos, denominados de luz directa, semidirecta, difusa, directa indirecta (el flujo es 50 % directo y 50 % indirecto), semi-indirecta e indirecta.

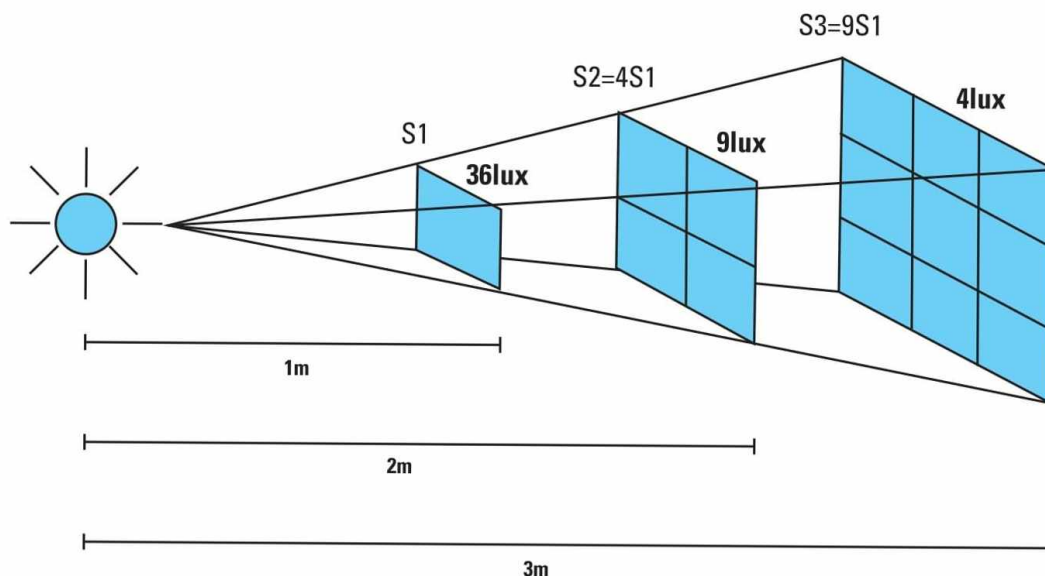
Leyes para aplicar

La **ley de la inversa de los cuadrados** dice: "La iluminación es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia existente entre la fuente de luz y la superficie iluminada". Esta ley vale solamente si se trata de fuentes puntuales, si las superficies consideradas son perpendiculares a la dirección del flujo, y cuando la distancia que separa el plano considerado del artefacto es grande en relación al tamaño de la fuente. La distancia debe abarcar al menos cinco veces la dimensión máxima del artefacto de iluminación.

$$E = \frac{I}{D^2}$$

La **ley del coseno** dice: "La iluminación es proporcional al coseno del ángulo de incidencia". Este ángulo es el formado por la dirección del rayo incidente y la normal a la superficie en el punto de incidencia.

Ley de la inversa de los cuadrados.





$$E = \frac{I}{D^2} \cos \alpha$$

También podemos expresarla como:

$$E = \frac{I}{H^2} (\cos \alpha)^3$$

Válido para planos horizontales. Si en cambio tenemos un plano vertical, se expresa:

$$E = \frac{I}{H^2} (\cos \alpha)^2 \sin \alpha$$

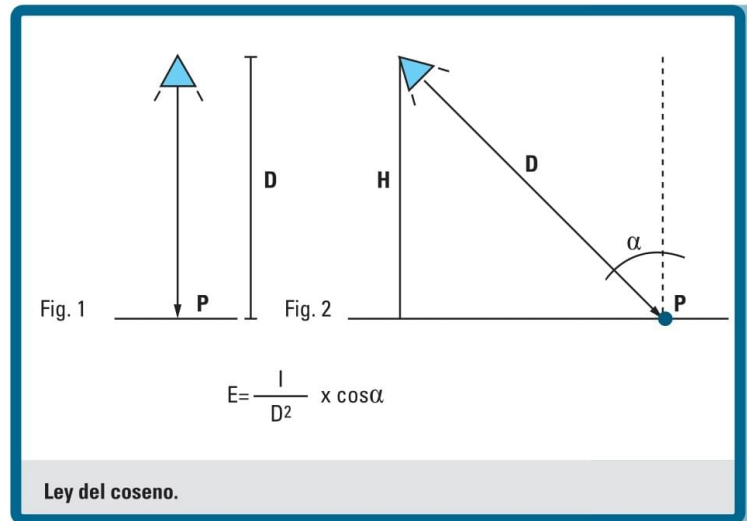
Los valores obtenidos de E serán en lux.

Nivel de iluminación

Existen diferentes métodos para calcular la iluminación en un plano de trabajo, en una superficie cualquiera dentro de un local o en la vía pública. Debemos tener en cuenta las siguientes definiciones.

- ♦ **Plano de trabajo:** superficie horizontal donde se desarrolla la tarea laboral. En el caso de las oficinas, será la superficie de los escritorios; si se trata de la vía pública, es el nivel del pavimento.
- ♦ **Nivel mínimo recomendado:** es el nivel mínimo indicado, es dependiente de las leyes en cada país.

Analizaremos ahora los métodos de cálculo más comunes. El **método del punto por punto** se basa en la cantidad real de luz que se produce en un punto del área o plano de trabajo. Para poder aplicar este método, se debe conocer la forma en que el artefacto de iluminación distribuye el flujo luminoso que emite la fuente de luz, es decir, se debe contar con la curva de distribución luminosa del artefacto y verificar que se cumpla la ley de la inversa de los cuadrados. Las fórmulas para el cálculo del nivel de iluminación en un punto de una superficie horizontal o vertical son, básica-



mente, las que se han visto al tratar la ley del coseno y la ley de la inversa de los cuadrados. Para el plano horizontal es:

$$E_{PH} = \frac{I}{H^2} (\cos \alpha)^3$$

Para el plano vertical es:

$$E_{PV} = \frac{I}{H^2} (\cos \alpha)^2 \sin \alpha$$

Resulta:

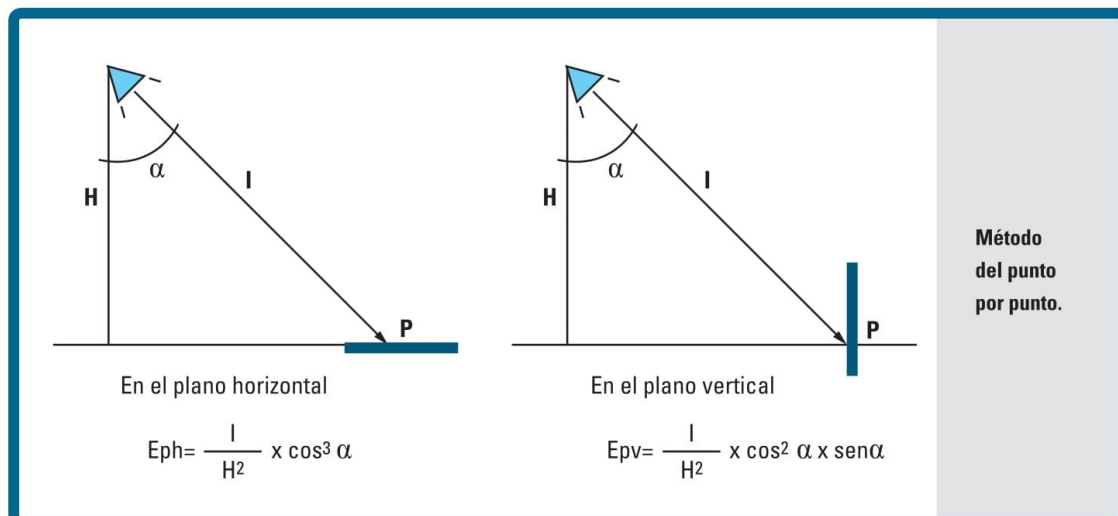
E_{PH} = nivel de iluminación en un punto de una superficie horizontal (en lux).

E_{PV} = nivel de iluminación en un punto de una superficie vertical (en lux).

I = intensidad luminosa en una dirección dada (en candelas = cd).

H = altura de montaje de la luminaria normal al plano horizontal que contiene al punto donde se calcula E_{PH} .

α = ángulo formado por el rayo de luz y la vertical que pasa por el artefacto de iluminación.





Este método de cálculo no es otra cosa que la aplicación en forma simultánea de las dos leyes vistas. Este método le permite al técnico en iluminación determinar la iluminancia en un punto específico del local en estudio. También es el que utilizan las aplicaciones de cálculo de iluminación para verificar, puntualmente, los valores de iluminancia sobre una grilla preestablecida, luego de que ese mismo programa ha realizado el cálculo de iluminancia promedio del local por alguno de los métodos del flujo luminoso. También es la forma por la cual se podrán obtener, con dichos programas, los valores promedio, mínimos y máximos de iluminancia dentro del local.

El **método de las cavidades zonales** calcula el nivel medio de iluminación en interiores. Además de este método, existen otros para calcular el nivel medio de iluminación en interiores (método del flujo luminoso, método del rendimiento de un artefacto de iluminación).

Analizaremos el método de las cavidades zonales, porque este es más utilizado y por el cual se diseñan los informes fotométricos de los artefactos de iluminación en la mayoría de los laboratorios.

El método divide el local en estudio en cavidades: la cavidad cielorraso, la cavidad local y la cavidad piso. Esta forma de analizar por separado cada volumen de cada uno de los tres sectores de un local, hace que los resultados de los cálculos realizados tengan una precisión mayor.

A los efectos del cálculo, el método se puede simplificar estudiando solamente la cavidad local, pues las otras dos, cielorraso y piso, influyen poco en el resultado final.

Para calcular el nivel medio de iluminación en el local, se utiliza la siguiente fórmula:

$$E_m = \frac{F_t C_u F_m}{S}$$

En donde:

E_m = nivel medio de iluminación sobre el plano de trabajo (en lux).

F_t = flujo luminoso total instalado en el local (en lumen).

C_u = coeficiente de utilización de la instalación.

F_m = factor de mantenimiento o depreciación de la instalación.

S = superficie total del local (m^2).

Analizaremos a continuación los elementos de la fórmula no vistos hasta el momento.

Coeficiente de utilización de la instalación

Para analizar el **coeficiente de utilización del local**, se debe calcular previamente el **índice del local**. Considerando que el coeficiente de utilización de la instalación es el que permite conocer el comportamiento de un artefacto de iluminación determinado en un local específico, lo primero que debemos saber son las características del mencionado local.

En este punto, el método de las cavidades zonales difiere de otros métodos. Como se ha dicho, con el fin de determinar el coeficiente de utilización de la instalación, solo se considerará aquí el índice K1 o índice local (en el método completo, el índice cielorraso se denomina K2 y el de piso K3). El índice del local K1 se calcula mediante la siguiente fórmula:

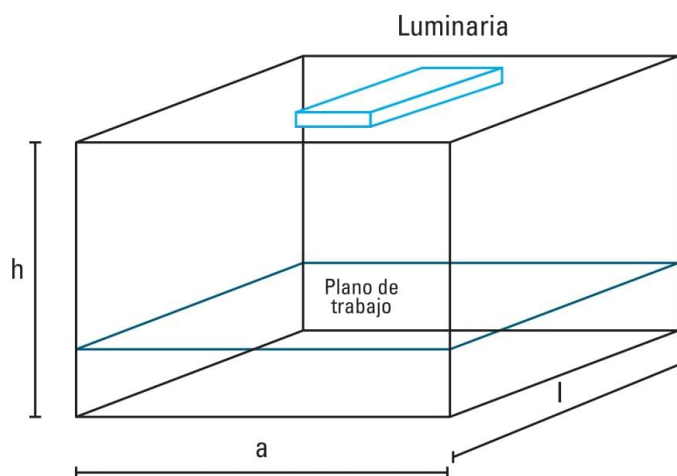
$$K1 = 5h_m \frac{a + l}{al}$$

En donde:

h_m = altura de montaje sobre el plano de trabajo.

a = ancho del local en metros.

l = largo del local en metros.



Conformación y dimensiones del local en estudio.

Necesitamos calcular el índice del local para realizar un análisis del comportamiento de un artefacto de iluminación.

El resultado de este cálculo será un número entre 1 y 10 para la mayoría de los locales, aunque pueden existir casos de locales atípicos cuyo índice de local K1 podrá ser inferior a 1 y también superior a 10.

Cuanto menor sea el número K1, mayor será la superficie del local con respecto a su altura, y viceversa.

Factor de mantenimiento (F_m)

Las condiciones de mantenimiento de una instalación de alumbrado son de gran importancia en el resultado final de un proyecto de iluminación y, de hecho, se lo incluye en la fórmula de cálculo (F_m = factor de mantenimiento).

Todos los elementos que contribuyen a obtener un nivel de iluminación esperado sobre un plano de trabajo en un local sufren con el tiempo una cierta degradación.

Las lámparas tienen pérdidas en el flujo luminoso emitido, por envejecimiento, por acumulación de polvo sobre su superficie, por efecto de la temperatura, etcétera. Las pantallas reflectoras y los louvers de los artefactos pierden eficiencia. Las paredes y cielorrasos se ensucian, y disminuye su poder reflectante. Algunos de estos factores son controlables por sistemas de mantenimiento, y otros no lo son.

La **IESNA** (*Illuminating Engineering Society of North America*) considera que, para determinar el factor de mantenimiento (F_m) de una instalación, hay ocho factores: cuatro de ellos no controlables por los sistemas de mantenimiento y cuatro controlables.

Los no controlables son: la temperatura ambiente, la variación de la tensión, el factor de balasto y la depreciación de la superficie del artefacto de iluminación.

Los controlables son: la depreciación de las superficies del local por suciedad, la depreciación por flujo luminoso de la lámpara, el reemplazo de las lámparas y la depreciación del artefacto de iluminación por suciedad.

El análisis de cada uno de estos factores da como resultado un valor que se desprende de tablas y curvas. Este valor será 1, si las condiciones son óptimas, o menor que 1 en la me-

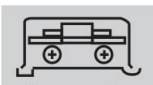
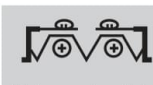
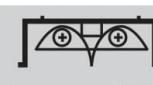
Las lámparas, debido a causas como el envejecimiento, pueden presentar pérdidas en el flujo luminoso que emiten.

didada en que no lo son. El producto de estos ocho factores da como resultado el **factor de mantenimiento** de la instalación (F_m). Los manuales de IESNA se pueden adquirir en www.iesna.org.

Casi siempre, si al realizar el proyecto y según el tipo de trabajo que se desarrollará se establece que un local deberá tener un determinado valor (por ejemplo 400 lux) como nivel de iluminación general, significa que esta iluminancia deberá ser la mínima que se registre a lo largo de la vida útil del sistema de iluminación; por lo que se dice que será una " E_m mantenida" o una " E_m con mantenimiento", es decir, la iluminancia media en servicio con un mantenimiento asociado. Este factor se incluye en la fórmula para el cálculo del flujo luminoso total necesario como una "reserva o incremento" de la iluminancia inicial para que, a medida que dicho nivel decaiga por los múltiples factores que hacen al desgaste de la instalación, se mantenga como valor inicial el requerido. Para locales limpios y aceptablemente conservados, se adopta habitualmente un factor de mantenimiento de 0,8 o, lo que es lo mismo, se tiene un margen de reserva de aproximadamente el 25 %.

Coefficiente de utilización (C_u)

El **coeficiente de utilización** del local es el término que define el comportamiento que tendrá un artefacto de iluminación en un determinado local, y su valor está íntimamente relacionado con el índice del local. También dependerá en

Ciudad de mantenimiento	Factor de mantenimiento (F_m) según tipo de artefacto		
	 Con acrílico	 Tubos a la vista	 Louver parabólico
Bueno	0,70	0,70	0,75
Regular	0,65	0,60	0,70
Malo	0,60	0,50	0,65

Ejemplos de algunos valores del factor de mantenimiento (F_m) para artefactos con tubos fluorescentes.



gran medida del color y la textura de las paredes, en especial en locales pequeños.

El laboratorio de luminotecnía, como parte del protocolo de ensayo que elabore, entregará una tabla de coeficientes de utilización del modelo ensayado. Esa tabla estará construida a partir de la curva de distribución luminosa y, por consiguiente, del rendimiento del artefacto de iluminación. A igualdad de flujo luminoso instalado e igual superficie del local, una luminaria de alto rendimiento tendrá un coeficiente de utilización mayor (más cercano a 1) que una de bajo rendimiento.

La iluminación de un ambiente debe ser una tarea planificada para que permita desarrollar con normalidad la actividad prevista en él.

Capas de iluminación

Las capas de iluminación son tres, cada una cumple su propio rol:

1. La iluminación general servirá como base para el modelado del espacio. Deberá ser uniforme y con bajo nivel de iluminación, para que permita la circulación dentro del local. Deberá ser difusa y envolvente, y no producirá sombras duras sobre paredes ni otras superficies ocasionadas por los elementos de decoración.
2. La iluminación de las áreas de trabajo es la destinada a dar los niveles de iluminación necesaria para las tareas que se desarrollen. Puede ser independiente o combinada con otra. Se la debe utilizar junto a la iluminación general para evitar contrastes de luminosidad bruscos entre el plano de trabajo y el entorno.
3. La iluminación de destaque es la encargada de generar un punto de atención dentro de la habitación. Ese centro deberá ser único, para que sea el primer elemento donde se dirija la mirada y, en su entorno, se continuará armando la decoración. No es aconsejable destacar varios puntos con la misma intensidad y efectos similares, ya que se corre el riesgo de generar una sensación sobrecargada y sin sentido estético.

Reflectancia de cavidad de techo	80				70				50			30			10		
Reflectancia de pared	70	50	30	10	70	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10
Índices del local	Coeficientes de utilización																
1	0,58	0,56	0,53	0,51	0,56	0,54	0,52	0,50	0,52	0,50	0,49	0,50	0,48	0,47	0,48	0,47	0,46
2	0,53	0,49	0,45	0,42	0,52	0,48	0,45	0,42	0,45	0,43	0,41	0,45	0,42	0,40	0,43	0,41	0,39,00
3	0,49	0,44	0,40	0,36	0,48	0,43	0,39	0,36	0,41	0,38	0,35	0,40	0,37	0,35	0,38	0,36	0,34
4	0,45	0,39	0,35	0,32	0,44	0,38	0,35	0,31	0,37	0,34	0,31	0,36	0,33	0,30	0,35	0,32	0,30
5	0,42	0,35	0,31	0,27	0,41	0,35	0,30	0,27	0,33	0,30	0,27	0,31	0,29	0,27	0,31	0,29	0,26
6	0,39	0,32	0,27	0,24	0,38	0,31	0,27	0,24	0,30	0,27	0,24	0,30	0,26	0,24	0,29	0,26	0,23
7	0,36	0,29	0,25	0,22	0,35	0,29	0,25	0,22	0,28	0,24	0,21	0,27	0,24	0,21	0,27	0,23	0,21
8	0,34	0,27	0,22	0,20	0,33	0,27	0,22	0,20	0,25	0,22	0,19	0,25	0,21	0,19	0,24	0,21	0,19
9	0,31	0,24	0,20	0,17	0,31	0,24	0,20	0,16	0,23	0,20	0,17	0,23	0,19	0,17	0,22	0,19	0,17
10	0,29	0,22	0,18	0,16	0,29	0,22	0,14	0,14	0,22	0,18	0,16	0,21	0,18	0,15	0,21	0,18	0,15

Tabla de cálculo de coeficientes de utilización (C_u)

RedUSERS PREMIUM

Acceso libre e ilimitado a todas las publicaciones digitales de nuestra editorial para leer online y offline.

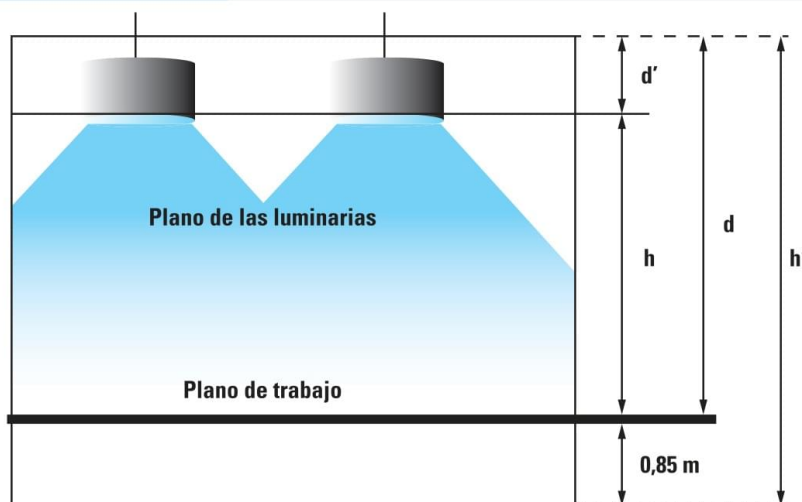
Suscríbete: usershop.redusers.com



PASO A PASO

Determinar el nivel de iluminación

01 Primero determinamos las dimensiones (ancho, largo y altura) del local que queremos iluminar, teniendo en cuenta su superficie, la ubicación del plano de trabajo a 0,85 m (o la altura que corresponda por la tarea que se desarrollará) desde el piso, y el plano de luminarias respecto del techo.



Dimensiones del local (S)

A: ancho

L: longitud

S: superficie = $A \times L$

h' : altura total

h : distancia entre plano de trabajo y plano de las luminarias

d' : distancia del plano de las luminarias al techo

$d = h + d'$

$h' = d' + h + 0,85 = d + 0,85$

02 A continuación, de acuerdo a los materiales y colores de las superficies del techo, piso y paredes, determinamos los índices de reflexión y de absorción. La absorción de cada superficie será la diferencia entre la reflexión y el 100 %.

Grado de reflexión de algunos colores y materiales

Color	% Refl. material	Color	% Refl. material
Blanco	70% - 75%	Crema claro	70% - 80%
Amarillo claro	50% - 70%	Verde claro	45% - 70%
Gris claro	45% - 70%	Celeste claro	50% - 70%

03 La tabla de niveles medios se realiza con el único fin de ejemplificar algunos valores; se deberá tomar el valor correcto (mínimo necesario) para la tarea específica que se desarrollará en el local considerado.

Nivel de iluminación necesario (E) en lúmenes: es la iluminación media requerida por el ambiente que se iluminará

Muy baja	50	Zonas de tráfico, almacenes, etcétera.
Baja	100	Áreas de descanso.
Poca	200 / 300	Dormitorios, cocina.
Media	500	Oficinas, sala de lectura.
Alta	750 / 1000	Dibujo técnico, trabajo mecánico de precisión.
Muy alta	1500	Fabricación de relojes.

Hemos visto que existen dos métodos básicos, el del punto por punto y el de las cavidades zonales o de los lúmenes. El método del punto por punto es usado generalmente por programas de computación y se lo emplea para verificar en detalle los niveles de iluminación en cada punto de la cuadrícula del ambiente de interés. El método de las cavidades zonales es más fácil de efectuar y lo analizaremos a continuación. La finalidad de este método es proporcionar la iluminación media del local, determinando el flujo luminoso necesario para cumplir con esa iluminación media.

PASO A PASO (continuación)

Determinar el nivel de iluminación

04 Calculamos el valor de la constante K1 del local en función de sus dimensiones.

$$K1 = 5 \times h' \times (A + L) / S$$

En donde:

h' = altura de montaje del artefacto sobre el plano de trabajo.

A = ancho del local en metros.

L = largo del local en metros.

S = superficie del local en metros cuadrados.

05 Teniendo el valor de K1, determinamos el coeficiente de utilización (C_u). Supongamos que $K1 = 3$, que el techo tiene un coeficiente de reflexión del 70 % y las paredes tienen un coeficiente de reflexión del 50 %. En el cruce de fila y columna se determina $C_u = 0,43$.

Reflectancia de cavidad de techo	80				70			
Reflectancia de pared	70	50	30	10	70	50	30	10
Índices del local								
1	0,58	0,56	0,53	0,51	0,56	0,54	0,52	0,50
2	0,53	0,49	0,45	0,42	0,52	0,48	0,45	0,42
3	0,49	0,44	0,40	0,36	0,48	0,43	0,39	0,36
4	0,45	0,39	0,35	0,32	0,44	0,38	0,35	0,31

06 Una vez conocido el valor de E_m establecido (paso 3) para la tarea por desarrollar y el valor de C_u calculado, y habiendo determinado el factor de mantenimiento F_m de acuerdo a lo que se realizará realmente (con un mantenimiento normal se puede adoptar $F_m = 0,7$), con estos valores, calculamos el valor F_t , flujo luminoso total de las luminarias que se instalarán en el local.

$$E_m = (\varphi_t \times C_u \times F_m) / S$$

En donde:

E_m = es el nivel mínimo establecido para la tarea a desarrollar en el local.

φ_t = flujo total de la luminaria a instalar.

C_u = coeficiente de utilización.

F_m = factor de mantenimiento.

S = superficie del local en metros cuadrados.

07 El artefacto ha sido elegido por sus características estéticas, por lo que ahora se debe establecer la cantidad de artefactos necesarios (N). El valor ($n \times \varphi_i$) en general es brindado por el fabricante para el conjunto artefacto-lámparas necesario; si no, se lo incluye en forma individual. El valor de N debe ser redondeado hacia arriba y buscando lograr un número tal de artefactos que sean distribuibles en forma simétrica.

$$N = F_t / (n \times F_i)$$

En donde:

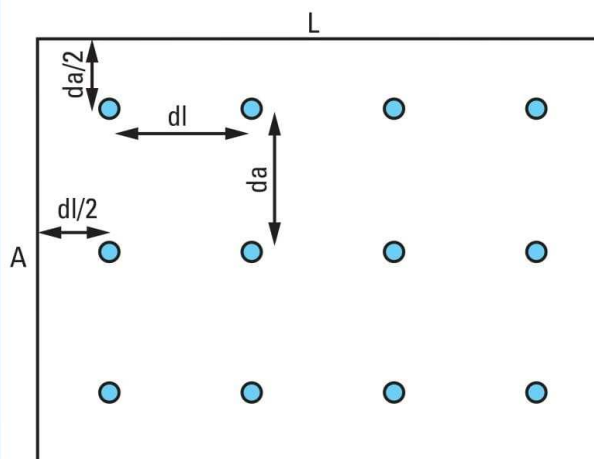
N = es el número de luminarias.

F_t = es el flujo luminoso total.

F_i = es el flujo luminoso de una lámpara (dato del fabricante).

n = es el número de lámparas por luminaria (dato de diseño del artefacto).

08 Habiendo determinado N en el paso anterior, los distribuimos en el local teniendo en cuenta que cada artefacto estará en el centro de una porción de la superficie. Si por ejemplo $A = 3$ m, $L = 4$ m y hemos determinado cuatro artefactos como cantidad necesaria, la superficie de $A \times L = S = 12$ m² nos indica que cada artefacto estará en el centro de un sector de 3 m², es decir, cada artefacto estará en el centro de un sector de 1,5 m x 2 m.



¡AQUÍ PUEDES ENCONTRARLO!

USERSHOP

Simple, rápido y eficiente

Lo retiras en el Local
o te lo enviamos por
correo a tu domicilio

Todos los productos
USERS y USERSLife
a un clic de distancia

Múltiples medios
de pago

Ofertas y combos
exclusivos



¡TE ESPERAMOS!



usershop.redusers.com



+54-11-4110-8700



+52-55-8421-9660



usershop@redusers.com

CURSO VISUAL Y PRÁCTICO

TÉCNICO ELECTRICISTA

**Este libro forma parte
de un completo curso
de 24 clases en 4 volúmenes.**
¡Adquiera toda la colección en
usershop.redusers.com!



> CLASE 1

Fundamentos de electrotecnia

Presentación de la obra, energía eléctrica y energía potencial, efectos de la corriente eléctrica en los materiales.

> CLASE 2

Corriente continua

Caída de potencial, leyes de tensión y corriente, conexión de resistencias.

> CLASE 3

Magnetismo

Campo magnético, efectos de los campos magnéticos, materiales y circuitos magnéticos.

> CLASE 4

Corriente alterna

Fuerza electromotriz, corriente alterna en elementos pasivos, efectos de la corriente alterna.

> CLASE 5

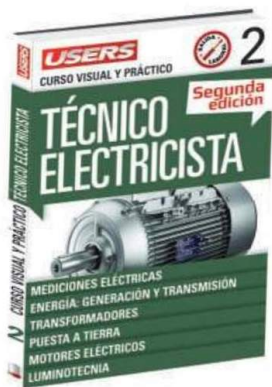
Circuitos serie y paralelos

Circuitos en serie, circuitos en paralelo, resonancia.

> CLASE 6

Sistemas trifásicos

Generación trifásica, sistema triángulo, diagramas de secuencia, potencia.



> CLASE 7

Mediciones eléctricas

Sistemas de medición, instrumentos de medida, medidores de energía.

> CLASE 8

Generación, transmisión y difusión

Tipos de fuentes de energía, fundamentos de transformación de tensión.

> CLASE 9

Transformadores

Fundamento del transformador, pérdidas, tipos de transformadores.

> CLASE 10

Puesta a tierra

Concepto, criterios de diseño, mantenimiento de sistemas de puesta a tierra.

> CLASE 11

Motores eléctricos

Motores asíncronos, motores trifásicos, motores monofásicos, motor universal.

> CLASE 12

Luminotecnia

Iluminación, tipos de lámparas, determinación del nivel de iluminación.



> CLASE 13

Seguridad eléctrica

Parámetros de riesgo, influencias en el cuerpo humano, tipos de contacto.

> CLASE 14

Protecciones eléctricas y tableros

Fusibles, interruptores termomagnéticos, tableros eléctricos.

> CLASE 15

Canalización y conductores

Clasificación, tipos de conductores aprobados, dimensionamiento de conductores.

> CLASE 16

Circuitos en instalaciones eléctricas

Líneas, armónicos, corriente de cortocircuitos.

> CLASE 17

Reglamentación de instalaciones eléctricas

Planos y croquis, materiales normalizados, grado de electrificación para viviendas, clasificación de zonas.

> CLASE 18

Reglamentación de instalaciones eléctricas en locales especiales

Locales comerciales, establecimientos educacionales, locales de ambiente peligroso.



> CLASE 19

Proyecto de instalación en viviendas

Planillas del proyecto de instalación, de esquema de tableros, de distribución ambiental de bocas y cajas.

> CLASE 20

Ejemplo de proyecto de instalación

Memoria descriptiva, especificaciones técnicas, reglas de instalación.

> CLASE 21

Normativas

Introducción a la normalización, tipos de normas, control de calidad.

> CLASE 22

Instalación de portones eléctricos y CCTV

Instalación y mantenimiento de portones automatizados, instalación de circuito CCTV y cámaras IP.

> CLASE 23

Instalación de centrales telefónicas y porteros eléctricos

Conceptos básicos de telefonía, montaje de equipos, mantenimiento y reparación.

> CLASE 24

Generación alternativa

Energía solar, clasificación de sistemas fotovoltaicos, grupos electrógenos.



PROFESORES EN LÍNEA
profesor@redusers.com

**SERVICIOS
PARA LECTORES**
usershop@redusers.com

ISBN 978-987-46518-2-2



9 789874 651822 >