EFICIENCIA EN EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1 DISMINUCIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO

1.1 Reducción de pérdidas en las instalaciones: la regla de las cuatro "D"

1.1.1 Pérdidas eléctricas

Las pérdidas en el transporte y la distribución de la energía eléctrica, desde las centrales donde se produce hasta las cargas donde se consume, determinan el rendimiento del sistema. Como es usual, se define el rendimiento como:

$$\eta\% = \frac{\textit{útil}}{\textit{invertido}} \times 100 = \frac{\textit{invertido} - \textit{perdido}}{\textit{invertido}} \times 100$$

Lo *invertido* es la energía entregada al sistema desde las centrales; lo *útil* es la energía que las cargas absorben finalmente. Entonces lo *perdido* es la energía que no llega a las cargas y que se absorbe en forma de calor en los elementos (líneas, transformadores, condensadores y reactancias) que componen el sistema.

La producción de calor siempre es consecuencia del efecto Joule. La energía perdida Q_p en un tiempo t es una función de la resistencia de cada elemento y del cuadrado de la intensidad que lo recorre (consideraremos el valor eficaz de la corriente alterna), multiplicadas por el tiempo:

$$Q_p = f\left(R, I^2\right)t$$

Las unidades de esa función son siempre de energía:

$$\left[\mathrm{J} = \Omega\,\mathrm{A}^2\,\mathrm{s} = \frac{\mathrm{V}}{\mathrm{A}}\,\mathrm{A}^2\,\mathrm{s} = \mathrm{V\,A\,s} = \mathrm{W\,s}\right]$$

La potencia que se pierde por calentamiento en las resistencias de los elementos del sistema es la energía perdida por unidad de tiempo:

$$Q_p = f\left(R, I^2\right)t \quad P_p = \dot{Q}_p = \frac{Q_p}{t} = f\left(R, I^2\right)$$

Vamos a poner un ejemplo: se trata de una línea trifásica que alimenta una carga equilibrada en su extremo. Debemos aportar 180 MJ a la carga, y consideramos que con 25 kW en 2 h podemos lograrlo.

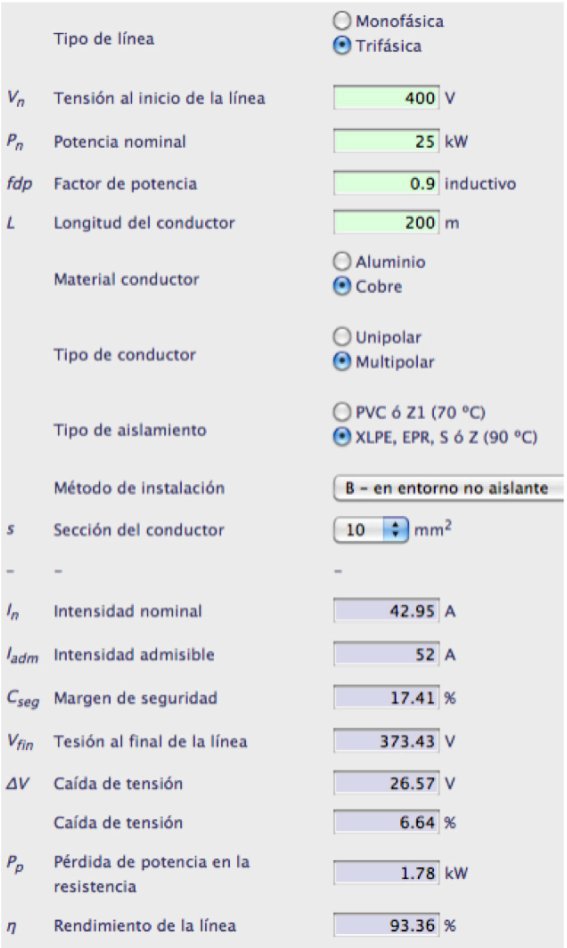


Fig. 1. Cálculo de una línea que alimenta una carga trifásica y elquilibrada

En efecto, $25\,000(\mathrm{W})\cdot 2(\mathrm{h})\cdot 3600\left(\frac{\mathrm{s}}{\mathrm{h}}\right)=180\,\mathrm{MJ}$

Los valores de los parámetros que caracterizan cómo funciona este sistema de transporte de energía eléctrica son los de la fig. 1. Veamos:

En general las cargas se suponen siempre de potencia constante. Por tanto, la intensidad real transportada por la línea resulta ser algo superior a la nominal de la carga:

La intensidad nominal de la carga es la que se deduce de su potencia, tensión y factor de potencia nominales:

$$P_n = \sqrt{3}\,U_n\,I_n\cos\varphi;\quad I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}\,U_n\cos\varphi}\,;$$

Si hacemos el cálculo para una carga de 25 kW con factor de potencia 0.90 inductivo, que consideramos alimentada por una línea cuya tensión nominal son 400 V y su factor de potencia sea 1.00, tenemos:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}\,U_n\cos\varphi} = \frac{25\,000}{\sqrt{3}\cdot 400\cdot 0.90} = 40.093\ \mathrm{A} \qquad (1^{\mathrm{a}})$$

Pero esa intensidad producirá una caída de tensión a lo largo de los 200 m de cable cuyo valor suele calcularse, de forma simplificada, como proporcional a la longitud y la intensidad de la línea, e inversamente proporcional a su sección, con un coeficiente K que introduce la resistividad del material a cada temperatura. Si consideramos cobre (K=56), sustituyendo en las unidades apropiadas tenemos:

$$\Delta e = \frac{\sqrt{3}\,\ell\,I}{K_{56\,Cu}^{35\,Al}\,S} = \frac{\sqrt{3}\cdot 200\cdot 40.093}{56\cdot 10} = 24.80\ \mathrm{V} \qquad (1^{\mathrm{a}})$$

Esto significa que la carga va a estar sometida, realmente, a 400 - 24.80 = 375.20 V al final de la línea, no a 400 V. Lo que a su vez quiere decir que la intensidad que va a absorber demandando sus 25 kW ya no serán sólo 40.093 A, sino algo más, exactamente:

$$I = \frac{P_n}{\sqrt{3}\,U\cos\varphi} = \frac{25\,000}{\sqrt{3}\cdot 375.20\cdot 0.90} = 42.74\ \mathrm{A} \qquad (2^{\mathrm{a}})$$

Pero esa mayor intensidad produce más caída de tensión de la que inicialmente consideramos. Realmente sería una caída de tensión de:

$$\Delta e = \frac{\sqrt{3}\,\ell\,I}{K_{56\,Cu}^{35\,Al}\,S} = \frac{\sqrt{3}\cdot 200\cdot 42.74}{56\cdot 10} = 26.44\ \mathrm{V} \qquad (2^{\mathrm{a}})$$

Lo que indica que realmente la carga trabaja a 400 - 26.44 = 373.56 V. Si efectuamos una tercera iteración, y una cuarta y una quinta, convergeríamos enseguida a la solución mostrada en la fig. 1 (la convergencia siempre es muy rápida): 42.95 A de intensidad por la línea y 373.43 V en la carga.

Pues bien: la potencia perdida en la línea es la diferencia entre la que se entrega al principio y la que la carga obtiene al final. La entregada al principio vale

$$P_{ini} = \sqrt{3}\,U_{ini}\,I\cos\varphi = \sqrt{3}\cdot 400\cdot 42.95\cdot 0.90 = 26\,781\,\mathrm{W}$$

Como al final la carga absorbe 25 000 W, la potencia perdida es

$$P_p = 26\,781 - 25\,000 = 1781\ \mathrm{W}$$

Esa potencia se pierde por el calentamiento por efecto Joule de los hilos que transportan la intensidad calculada. Seguramente sean los tres iguales, y al ser carga trifásica equilibrada

© NRM 2005-2017

podemos ignorar el hilo neutro, por lo que esa potencia perdida también vale

$$P_p = 3R\,I^2$$

Estas pérdidas nunca podrán ser cero si hay resistencia y si hay intensidad, con lo que la eficiencia de la línea nunca será 100%. Pero:

1. ¿Qué ocurriría si la carga no fuera equilibrada, y absorbiera más potencia por una fase que por las otras dos? Hablaríamos de la primera regla "D": el *desequilibrio* entre intensidades.
2. ¿Cómo cambiaría esa eficiencia si el factor de potencia de la carga fuera 1.00? Esto nos lleva a hablar de la segunda regla que comienza por "D": el *desfase* entre la tensión aplicada y la intensidad que luego circula por la carga.
3. Los cálculos los hemos hecho suponiendo tensiones e intensidades sinusoidales, pero ¿cómo afectaría a la eficiencia que la onda de tensión, o la onda de intensidad, o ambas, estuvieran deformadas? Esta tercera regla "D" alude a esa *deformación* de las ondas, lo que se aborda utilizando transformadas de Fourier y aludiendo a sus términos armónicos.
4. ¿Y cómo influye el tiempo que empleamos en transmitir la energía a la carga en la eficiencia del sistema? Esto significa hablar de la cuarta "D", la *distribución* en el tiempo de la energía transmitida

1.1.2 Primera "D": el *desequilibrio* de la carga

Adaptado de:

F. REDONDO QUINTELA, J. M. GARCÍA ARÉVALO y N. REDONDO MELCHOR,
Desequilibrio y pérdidas en las instalaciones eléctricas,
Montajes e Instalaciones, nº 338 abril, pp. 77-82

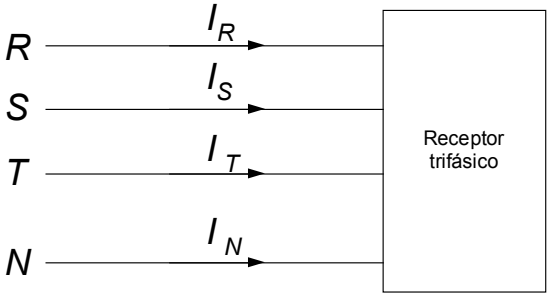
INTRODUCCIÓN

Una característica de los receptores que provoca pérdidas de energía en el sistema eléctrico de distribución trifásica es el desequilibrio de las cargas. Salvo recomendaciones generales de reparto equilibrado dirigidas a los instaladores, no existen normas encaminadas a persuadir al consumidor para que procure el equilibrio de su carga. Quizá sea porque el perjudicado principal es el propio abonado. En lo que sigue se incluyen algunos ejemplos con distintos receptores, comparando las pérdidas que su desequilibrio ocasiona en el sistema eléctrico, y se muestra cómo las menores pérdidas se producen cuando se utilizan receptores trifásicos equilibrados.

LA POTENCIA DE UN RECEPTOR TRIFÁSICO: EL TEOREMA DE LA POTENCIA DE UN MULTIPOLO

La distribución trifásica habitual se realiza mediante líneas de cuatro hilos (tres fases, *R, S* y *T*, y neutro *N*). La potencia activa que absorbe un receptor trifásico es, según el teorema de la potencia de un multipolo aplicado a éste de 4 hilos es

$$P = V_R I_R \cos\varphi_R + V_S I_S \cos\varphi_S + V_T I_T \cos\varphi_T$$



donde V_R, V_S y V_T son los valores eficaces de las tensiones entre cada fase y el neutro.

I_R, I_S e I_T son los valores eficaces de las intensidades de línea, números reales positivos o nulos por tanto, y φ_R, φ_S y φ_T las diferencias de fase entre las tensiones v_R, v_S y v_T y las intensidades i_R, i_S e i_T respectivamente, con independencia de la forma de conexión del receptor trifásico y de su grado

© NRM 2005-2017

de desequilibrio. Incluso si la carga no está conectada al neutro, esté en estrella o en triángulo, o aunque esté formada por diferentes receptores monofásicos conectados entre las fases y entre las fases y el neutro, en cualquier orden y de cualquier forma, la fórmula anterior es válida. Los términos

$$P_R = V_R I_R \cos\varphi_R; \quad P_S = V_S I_S \cos\varphi_S; \quad P_T = V_T I_T \cos\varphi_T$$

se llaman potencia activa entregada al receptor por las fases *R, S* y *T* respectivamente. La potencia que se pierde en las fases y el neutro es $P_P = R_R I_R^2 + R_S I_S^2 + R_T I_T^2 + R_N I_N^2$. Si los conductores tienen la misma resistencia R, $P_P = R(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_N^2)$.

Las recomendaciones de equilibrar la carga suelen justificarse por la conveniencia de que las tensiones de la línea permanezcan también equilibradas, ya que distintos valores de las intensidades de las fases producen caídas diferentes de tensión debidas a las impedancias de los conductores de la línea; pero no suelen citarse las pérdidas de energía como razones que aconsejen el equilibrio de las cargas, ni tampoco las compañías distribuidoras ni la legislación han establecido procedimiento alguno con el fin de persuadir a los consumidores para equilibrarlas, como sí han hecho para disuadir del *consumo de energía reactiva*. Sólo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en su Instrucción MIE BT 017 recomienda el equilibrio. Y, sin embargo, como veremos, la asimetría de las cargas provoca incrementos de las pérdidas.

UN EJEMPLO EXTREMO

Con objeto de mostrar, en una primera aproximación, que los desequilibrios de las cargas incrementan las pérdidas en las líneas de distribución, examinaremos un caso de desequilibrio extremo.

Si de una línea de tensiones equilibradas se absorbe una potencia *P* por una carga trifásica equilibrada de factor de potencia *cosφ*, la intensidad por cada fase vale

$$I_e = \frac{P}{\left|\sqrt{3}\right| U \cos\varphi}$$

U es el valor eficaz de la tensión entre fases de la línea de alimentación. La intensidad del neutro es nula. Por tanto la potencia que se pierde en la línea vale

$$P_{Pe} = 3RI_e^2 = 3R\frac{P^2}{3U^2\cos^2\varphi} = R\frac{P^2}{U^2\cos^2\varphi}$$

Si la misma potencia es absorbida por una carga monofásica del mismo factor de potencia que la trifásica anterior conectada entre dos fases, la intensidad por esas dos fases vale

$$I_m = \frac{P}{U\cos\varphi}$$

Y es nula en el resto de los conductores; por tanto la potencia perdida vale

$$P_{Pm} = 2RI_m^2 = 2R\frac{P^2}{U^2\cos^2\varphi}$$

Es decir, sólo por causa del desequilibrio se ha duplicado la potencia perdida en la línea.

$$\frac{P_{Pm}}{P_{Pe}} = 2$$

Si un receptor monofásico que absorba la misma potencia con el mismo factor de potencia se conecta entre fase y neutro los efectos son peores, ya que entonces la intensidad vale

$$I_{m1} = \frac{P}{V\cos\varphi} = \frac{\left|\sqrt{3}\right| P}{U\cos\varphi}$$

Y la potencia perdida en la línea

$$P_{P1} = 2RI_{m1}^2 = 2R\frac{3P^2}{U^2\cos^2\varphi} = 6R\frac{P^2}{U^2\cos^2\varphi}$$

Resultando que la potencia perdida en la línea se multiplica por seis respecto a la que se pierde cuando la misma potencia se entrega a una carga trifásica equilibrada.

$$\frac{P_{P1}}{P_{Pe}} = 6$$

Se ha supuesto que el conductor neutro tiene la misma resistencia que cada una de las fases, y que la caída de tensión en cada caso no produce desequilibrio ni variación apreciables de las tensiones de los receptores.

© NRM 2005-2017

MINIMIZACIÓN DE LA POTENCIA PERDIDA EN LA LÍNEA DE ALIMENTACIÓN DE UN RECEPTOR TRIFÁSICO

Trataremos, ya de forma general, de averiguar los valores de las intensidades de alimentación de una carga trifásica para suministrarle una potencia P de forma que la potencia perdida en la línea sea mínima. Supondremos siempre las tensiones de la línea equilibradas. Entonces la potencia que absorbe la carga trifásica es $P = V(I_R \cos\varphi_R + I_S \cos\varphi_S + I_T \cos\varphi_T)$. Supondremos además idéntico factor de potencia en la carga de cada fase. Por tanto $P = V\cos\varphi(I_R + I_S + I_T)$ con $\cos\varphi \neq 0$. La potencia que se pierde en la línea es $P_P = R(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_N^2)$.

La solución se obtiene hallando los valores de I_R, I_S, I_T e I_N que mantienen fijo el valor de P y hacen mínimo el valor de P_P. El problema puede resolverse por medio del método de los multiplicadores de Lagrange [7].

Para ello utilizaremos la función auxiliar $F(I_R, I_S, I_T, I_N) = R(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_N^2) + m[V\cos\varphi(I_R + I_S + I_T) - P]$ que es una combinación lineal de la función P_p y la restricción que consiste en mantener P constante. Hallamos sus derivadas parciales respecto a las variables e igualamos a cero:

$$\frac{\partial F}{\partial I_R} = 2RI_R + mV\cos\varphi \qquad 2RI_R + mV\cos\varphi = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial I_S} = 2RI_S + mV\cos\varphi \qquad 2RI_S + mV\cos\varphi = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial I_T} = 2RI_T + mV\cos\varphi \qquad 2RI_T + mV\cos\varphi = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial I_N} = 2RI_N \qquad 2RI_N = 0$$

$$V\cos\varphi(I_R + I_S + I_T) - P = 0$$

Los extremos relativos que satisfacen la restricción se encuentran entre las soluciones del sistema de ecuaciones de la columna derecha. De las tres primeras se obtiene $2RI_R + mV\cos\varphi = 2RI_S + mV\cos\varphi = 2RI_T + mV\cos\varphi$ lo que proporciona las igualdades $I_R = I_S = I_T$. De la cuarta, como $R \neq 0$, se obtiene para el valor de la intensidad en el neutro $I_N = 0$. Y de la quinta el valor eficaz común de las tres intensidades de fase:

$$I_R = I_S = I_T = \frac{P}{3V\cos\varphi} = \frac{P}{\left|\sqrt{3}\right| U\cos\varphi}$$

Para esos valores la potencia perdida vale $P_P = R(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_N^2) = 3RI_R^2$

Es decir, en $I_R = I_S = I_T = \dfrac{P}{\left|\sqrt{3}\right| U\cos\varphi}$, $I_N = 0$ existe un extremo relativo de la potencia perdida, que es un mínimo, pues, si desde esos valores iguales se incrementa cualquiera de las intensidades de fase, por ejemplo I_R hasta $I_R + \Delta I_R$, para que la potencia entregada siga siendo la misma, las otras deben incrementarse en ΔI_s e ΔI_T de manera que

$$V\cos\varphi(I_R + I_S + I_T) = V\cos\varphi(I_R + \Delta I_R + I_S + \Delta I_S + I_T + \Delta I_T)$$

$$I_R + I_S + I_T = I_R + \Delta I_R + I_S + \Delta I_S + I_T + \Delta I_T$$

Es decir, $\Delta I_R + \Delta I_{ST} + \Delta I_T = 0$ y entonces la potencia perdida vale

$$P_P = R\left[\left(I_R + \Delta I_R\right)^2 + \left(I_s + \Delta I_s\right)^2 + \left(I_T + \Delta I_T\right)^2\right] =$$

$$= R\left[I_R^2 + 2I_R\Delta I_R + \left(\Delta I_R\right)^2 + I_S^2 + 2I_s\Delta I_s + \left(\Delta I_S\right)^2 + I_T^2 + 2I_T\Delta I_T + \left(\Delta I_T\right)^2\right] =$$

© NRM 2005-2017

$$= R\left[3I_R^2 + 2I_R\left(\Delta I_R + \Delta I_S + \Delta I_T\right) + \left(\Delta I_R\right)^2 + \left(\Delta I_S\right)^2 + \left(\Delta I_T\right)^2\right] =$$
$$= R\left[3I_R^2 + \left(\Delta I_R\right)^2 + \left(\Delta I_S\right)^2 + \left(\Delta I_T\right)^2\right] > 3RI_R^2$$

Resulta, por tanto, que la forma de obtener una potencia *P* de una línea trifásica de tensiones equilibradas de manera que la potencia perdida sea mínima es por medio de un receptor trifásico que absorba por las fases intensidades de idéntico valor eficaz y por el neutro intensidad nula. Pero esa intensidad es la absorbida por un receptor trifásico equilibrado. Por eso, siempre que sea posible, conviene obtener del sistema eléctrico la potencia que se requiera por medio de receptores trifásicos equilibrados. Para un factor de potencia dado las pérdidas de distribución son así mínimas. Si además el factor de potencia es la unidad, las pérdidas son las más pequeñas posibles. Por ejemplo, si se trata de calentar un horno con una potencia *P*, para minimizar la potencia perdida en la línea de alimentación es preferible hacerlo con tres resistencias iguales conectadas en estrella o en triángulo en vez de calentar con una sola resistencia entre dos fases o entre fase y neutro. Como se ve, la existencia o no de conductor neutro no influye en el valor de la potencia perdida cuando se adopta la solución óptima de receptor trifásico equilibrado.

CONCLUSIONES

Para reducir pérdidas por desequilibrio, siempre que sea posible han de preferirse receptores polifásicos equilibrados a otros desequilibrados o monofásicos que cumplan la misma función.

El reparto de la carga de una instalación entre las fases ha de hacerse procurando que en todas las hipótesis de funcionamiento la intensidad sea la misma en las tres fases. Cargar, por ejemplo, sobre una fase todo el alumbrado de una sección que con frecuencia funcione cuando el resto de la instalación está desconectada, producirá pérdidas por desequilibrio aunque el balance global del reparto resulte equilibrado en toda la instalación.

Una vez realizada una instalación suele ser muy difícil su modificación, por lo que es en el diseño y en su ejecución donde ha de ponerse cuidado para conseguir el continuo funcionamiento equilibrado y, por tanto, el permanente ahorro que le acompaña.

Las mayores pérdidas por desequilibrio se producen en las proximidades de las cargas y, principalmente, en la instalación del abonado. A medida que las líneas alimentan simultáneamente receptores más diversos, los desequilibrios suelen compensarse. Esto es lo que ocurre en la parte del sistema eléctrico alejada de los consumidores. Por tanto el desequilibrio de su carga perjudica al propio consumidor, más cuanto mayor sea la extensión de su instalación.

UN CASO PRÁCTICO (*)

Analicemos el problema planteado por la línea que suministra corriente eléctrica a la iglesia de La Clerecía en Salamanca: parte de un centro de transformación situado en los sótanos de la Universidad Pontificia, cuyas salidas en baja tensión proporcionan 230V entre fases. La línea hasta el cuadro principal de la iglesia mide 180 m y está compuesta por conductores de cobre de 16mm^2 de sección tipo RV-K 0'6/1kV. Supongamos que se celebran misas y actos religiosos en cantidad suficiente como para considerar que la instalación receptora funciona 7 horas diarias a plena carga y que, según el jefe de mantenimiento, la línea "se calienta demasiado". Según aconsejan éste y el electricista, es preciso cambiarla por una de 35mm^2, pero el jefe de compras avisa a un ingeniero para que le asesore.

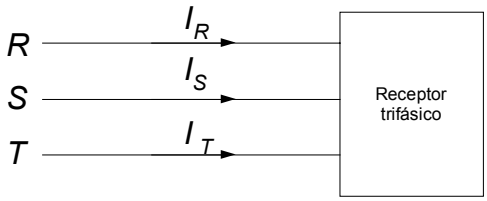
El ingeniero acude a inspeccionar inicialmente el problema provisto tan solo de un voltímetro y pinza amperimétrica, y es capaz de medir la tensión entre fases y la intensidad por cada una en el cuadro de la iglesia, obteniendo los valores que se indican a continuación. Como en el origen de esta línea, en el cuadro de controles del centro de transformación, había un dispositivo electrónico de medida, pudo leer en él que el factor de potencia de la carga era de 0'72 inductivo.

---

* No es un caso exactamente real, pero sí muy similar a uno planteado en la práctica.

© NRM 2005-2017

U_n = 224 V
fdp = 0'72
I_R = 49,00 A
I_S = 56,00 A
I_T = 93,50 A
Long. línea = 180,00 m
Sección cobre = 16 mm^2
€/kWh = 0,19



La potencia absorbida por el multipolo receptor es, tomando el terminal de la fase T como referencia, la suma de las potencias entregadas por el resto de terminales, es decir, $P = U_{RT} I_R \cos\varphi_R + U_{ST} I_S \cos\varphi_S$. Sin embargo, no conocemos el factor de potencia de cada rama, por lo que los resultados van a depender de la pareja de intensidades que tomemos al calcular esa expresión.

Para soslayar este inconveniente es mejor calcular la potencia absorbida tomando como referencia de potenciales un punto distinto del terminal T. Como en adelante consideraremos que la alimentación es un sistema equilibrado de tensiones donde $U_{RT} = U_{ST} = U$, de todos los puntos ficticios de referencia el más útil es el neutro (virtual) de la alimentación, respecto del cual se cumple que $V_R = V_S = V_T = U/\sqrt{3}$.

Ahora, la potencia absorbida por las tres ramas es $P = V_R I_R \cos\varphi_R + V_S I_S \cos\varphi_S + V_T I_T \cos\varphi_T$, expresión que considera ya las tres intensidades conocidas. Y si suponemos, además, que $\cos\varphi_R = \cos\varphi_S = \cos\varphi_T = 0{,}72$, la potencia activa resulta ser

$$P = U/\sqrt{3} \times \left(I_R + I_S + I_T\right)\cos\varphi$$

La expresión para la potencia reactiva se obtiene de forma análoga, y resulta

$$Q = U/\sqrt{3} \times \left(I_R + I_S + I_T\right)\mathrm{sen}\varphi$$

Conocida ya la potencia activa *P*, es posible establecer cuál sería la intensidad mínima que puede proporcionarla

$$I_{mín} = \frac{P}{\left|\sqrt{3}\right| U \cos\varphi}$$

y con ella las pérdidas mínimas en la instalación

$$P_p = 3 R I_{min}^2$$

Las pérdidas reales son $P_{\mathrm{Pr}\,eal} = R(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2)$, con $R = \rho \dfrac{l}{s}$.

Calcular la diferencia y asignarle un precio es ya sencillo. Se obtiene una potencia de la instalación de 18,48 kW y una diferencia de pérdidas en la línea de 0,22 kW respecto de las mínimas teóricas. Es una pérdida constante durante todo el tiempo de funcionamiento de la instalación. Al precio de 0,19 €/kWh (aproximadamente equivalente al de la tarifa 3.0, impuestos y gastos fijos incluidos), las pérdidas anuales debidas al desequilibrio son

$$0{,}22(\mathrm{kW}) \times 7\left(\frac{\mathrm{h}}{\mathrm{día}}\right) \times 30\left(\frac{\mathrm{días}}{\mathrm{mes}}\right) \times 12\left(\frac{\mathrm{meses}}{\mathrm{año}}\right) \times 0{,}19\left(\frac{€}{\mathrm{kWh}}\right) = 107{,}57\ €/\mathrm{año}$$

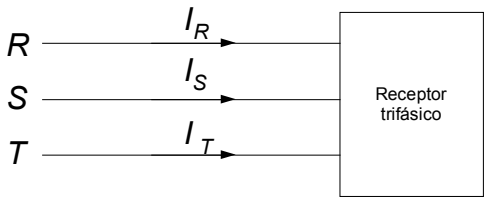
Este coste hubiera sido fácil de evitar, pues se debe sólo al desequilibrio de la carga, derivado de un deficiente diseño de la instalación o de una despreocupada ejecución del proyecto.

Según el Reglamento para Baja Tensión (RBT) la intensidad máxima admisible por el conductor actual de la línea es (ITC 19, tabla 1, fila B2, columna 6) de 70 A para una sección de cable de 16 mm^2. El ingeniero comprueba que si la instalación estuviera equilibrada absorbería solo 66 A por fase, y no habría que cambiar el conductor. De eso informó inmediatamente al jefe de compras, aconsejándole cautela pues los cálculos no habían sido efectuados aún.

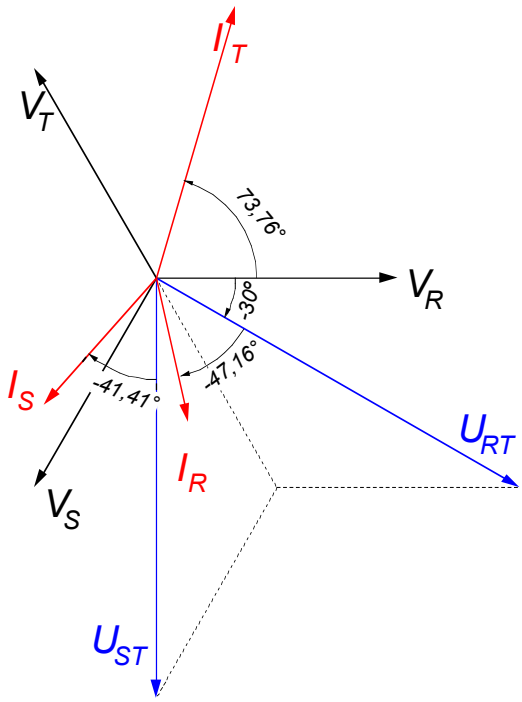
© NRM 2005-2017

El ingeniero era consciente de la arbitrariedad de determinar la potencia de la carga (la iglesia) suponiendo que el factor de potencia de cada fase es igual al de la carga. En una visita posterior llevó un fasímetro, de forma que pudo medir las intensidades y los factores de potencia, respecto de las tensiones compuestas, de dos de las tres fases (la tercera resultaba prácticamente inaccesible para el nuevo aparato)

U_n = 224 V
fdp R= 0'68
fdp S = 0,75
I_R = 49,00 A
I_S = 56,00 A
Long. línea = 180,00 m
Sección cobre = 16 mm^2
€/kWh = 0,19



En su oficina el ingeniero pudo resolver con mayor precisión su problema de determinar la potencia de la carga:



Ahora le convenía tomar como terminal de referencia el correspondiente a la fase T, para que la potencia se calculase así:

$$P = U_{RT} I_R \cos\varphi_R + U_{ST} I_S \cos\varphi_S \text{, con } U_{RT} = U_{ST} = U \text{ .}$$

La potencia reactiva es, por cierto, fácil de calcular también:

$$Q = U_{RT} I_R \operatorname{sen}\varphi_R + U_{ST} I_S \operatorname{sen}\varphi_S \text{, con } U_{RT} = U_{ST} = U \text{ .}$$

Las pérdidas mínimas son también inmediatas:

$$I_{mín} = \frac{P}{\left|\sqrt{3}\right| U \cos\varphi} \text{ ;} \qquad P_p = 3 R I_{min}^2$$

Y las reales $P_{Real} = R(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2)$ con $R = \rho \frac{l}{s}$,

requieren conocer el valor eficaz de la intensidad de la fase restante. Resultaría comodísimo poder medirla, pero ello no es imprescindible: los valores ya conocidos de las otras dos la determinan exactamente, ya que por la 1ª ley de Kirchhoff $\overline{I}_R + \overline{I}_S + \overline{I}_T = 0$ como en el croquis adjunto. Luego $\overline{I}_T = -\overline{I}_R - \overline{I}_S$.

En esta ocasión pudo comprobar que la potencia de la instalación era de 17,32 kW, que la intensidad mínima que requeriría si estuviera equilibrada sería de 60'5 A por fase, que las pérdidas constantes en la situación actual son de 0'64 kW y que equilibrando la instalación no solo no haría falta sustituir el cable sino que se ahorarían unos 308 €/año. Evidentemente el jefe de compras ordenó al de mantenimiento que consiguiera que el electricista equilibrara las cargas en la iglesia, para ajustar las intensidades de las fases a valores lo más parecidos posibles, reduciéndolos desde luego por debajo de los 70A que permite el Reglamento. El electricista cobró 165 €, IVA incluido.

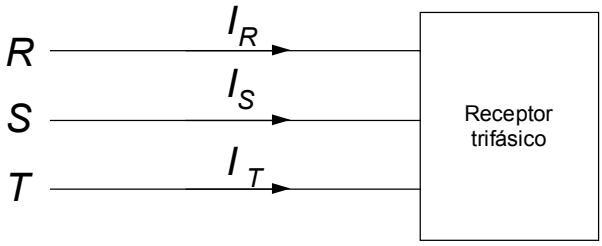
© NRM 2005-2017

Alternativamente puede efectuarse una estimación de la potencia de la instalación y de la repercusión en las pérdidas de su desequilibrio conociendo la potencia activa absorbida, dos intensidades de fase y el factor de potencia de una de ellas.

La potencia puede ser obtenida si el maxímetro de la instalación es del tipo electrónico y proporciona el valor de la potencia absorbida en cada segundo o en un período suficientemente corto. Si el maxímetro es electrodinámico hay que tener en cuenta que indica el valor medio de la potencia en períodos de hasta 15 minutos, que es el intervalo que marca la vigente estructura tarifaria legal, y no es sensible a las puntas que duren segundos o pocos minutos. Para nuestros efectos son incluso preferibles a los anteriores, porque buscamos analizar el comportamiento de la instalación en régimen normal, ignorando puntas transitorias.

Veamos este nuevo caso para estimar las pérdidas de la manera sugerida:

U_n = 230 V
P = 9 kW (maxímetro)
fdp R= 0'70
I_R = 35,00 A
I_S = 19,50 A
Long. línea = 100,00 m
Sección cobre = 6 mm^2
Uso diario= 20 h
€/kWh = 0,19



De nuevo tomamos como referencia de potenciales el terminal de la fase T, con lo que la potencia absorbida por el multipolo receptor es $P = U_{RT} I_R \cos\varphi_R + U_{ST} I_S \cos\varphi_S$, con $U_{RT} = U_{ST} = U$.

Conocemos todas las variables menos un factor de potencia, por ejemplo $\cos\varphi_S$. Pero despejamos su valor y lo calculamos inmediatamente:

$$\cos\varphi_S = \frac{P - U_{RT} I_R \cos\varphi_R}{U_{ST} I_S} = \frac{P - U I_R \cos\varphi_R}{U I_S}.$$

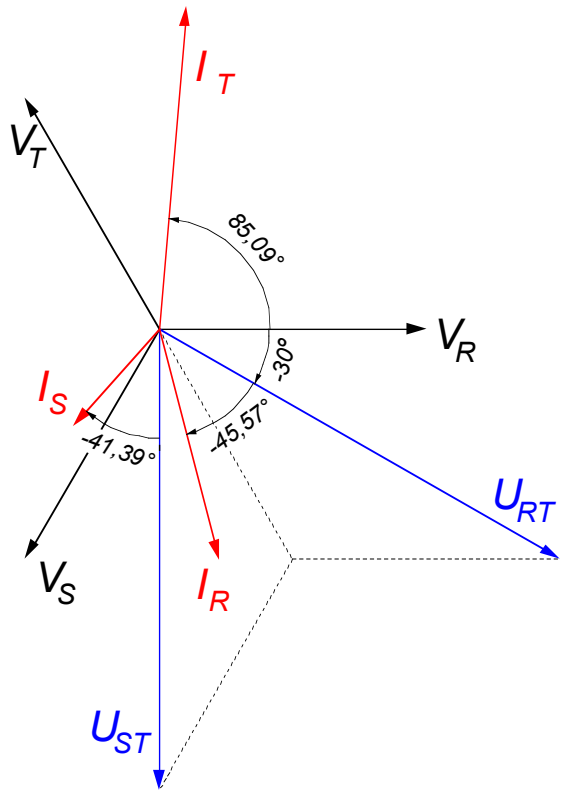
Ahora estamos ya en el caso anterior, y calculamos

$$I_{mín} = \frac{P}{\left|\sqrt{3}\right| U \cos\varphi}; \qquad P_p = 3 R I_{min}^2;$$

$$\overline{I}_T = -\overline{I}_R - \overline{I}_S$$

$$P_{Preal} = R(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2) \qquad \text{con} \qquad R = \rho \frac{l}{s}.$$

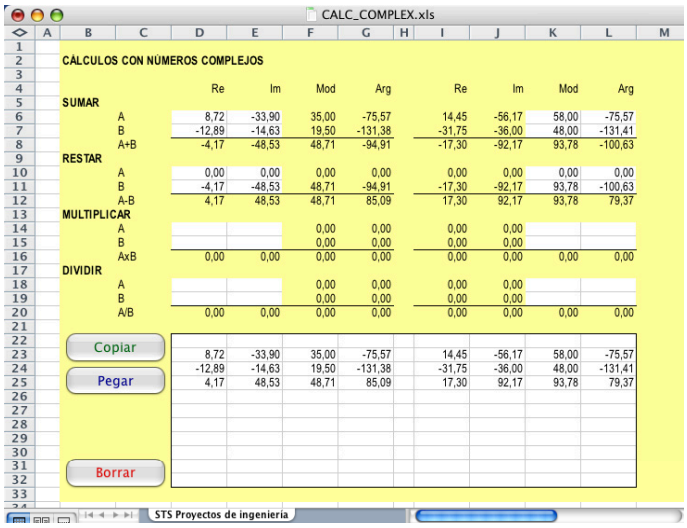
Se obtienen 48,71 A para la intensidad de la fase T y una diferencia entre las pérdidas reales (1,14 kW) y las mínimas teóricas (0,85 kW) de 0,29 kW, que son 401,94 €/año.



© NRM 2005-2017

UN EJERCICIO ÚTIL

Una herramienta interesante para analizar el comportamiento de una red eléctrica es una calculadora que permita realizar fácilmente las operaciones usuales con números complejos. La hoja de cálculo siguiente es un ejemplo de cómo puede llevarse a cabo. Se propone elaborar una hoja similar para poder emplearla en las operaciones de esta sección.



CALC_COMPLEX.xls

CÁLCULOS CON NÚMEROS COMPLEJOS

		Re	Im	Mod	Arg	Re	Im	Mod	Arg
SUMAR									
	A	8,72	-33,90	35,00	-75,57	14,45	-56,17	58,00	-75,57
	B	-12,89	-14,63	19,50	-131,38	-31,75	-36,00	48,00	-131,41
	A+B	-4,17	-48,53	48,71	-94,91	-17,30	-92,17	93,78	-100,63
RESTAR									
	A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	B	-4,17	-48,53	48,71	-94,91	-17,30	-92,17	93,78	-100,63
	A-B	4,17	48,53	48,71	85,09	17,30	92,17	93,78	79,37
MULTIPLICAR									
	A			0,00	0,00	0,00	0,00		
	B			0,00	0,00	0,00	0,00		
	AxB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DIVIDIR									
	A			0,00	0,00	0,00	0,00		
	B			0,00	0,00	0,00	0,00		
	A/B	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Copiar

Pegar

Borrar

8,72	-33,90	35,00	-75,57	14,45	-56,17	58,00	-75,57
-12,89	-14,63	19,50	-131,38	-31,75	-36,00	48,00	-131,41
4,17	48,53	48,71	85,09	17,30	92,17	93,78	79,37

STS Proyectos de ingeniería

HERRAMIENTA PARA AUDITAR LÍNEAS ELÉCTRICAS

Se puede desarrollar una hoja de cálculo que incorpore las operaciones necesarias para resolver los mismos casos que los explicados en los anteriores casos resueltos, pero esta vez para una instalación trifásica de cuatro hilos, es decir, tres fases y neutro, cuya tensión compuesta es U_n = 400V. En concreto, una hoja que permita estas dos opciones:

A. Estimar el coste anual de las pérdidas ocasionadas en una línea que alimenta una instalación desequilibrada, conociendo la media de los valores eficaces de las tres intensidades de fase y la intensidad del neutro, y el factor de potencia de la carga.

B. Estimar el coste anual ocasionado por el desequilibrio de una instalación conociendo la media de los valores eficaces de las tres intensidades de fase y sus factores de potencia.

Esta pequeña hoja puede aplicarse para analizar casos como los resueltos más arriba. También podría utilizarse para alguno como este ([1]):

> Imagínese que va a estimar el problema de calentamiento exagerado de la línea que alimenta un gran restaurante situado en un importante centro comercial, desde el cuadro general ubicado en algún lugar de los sótanos. Digamos que la potencia que absorbe la mayoría del tiempo es del orden de los 120 kW y que la línea tiene al menos 130 m.
>
> De nuevo el caso se le presenta de improviso, cuando en su coche lleva tan solo un multímetro dotado de pinza amperimétrica, que no puede medir factores de potencia. Le llama el abogado del dueño del restaurante, y le encarga un análisis del coste de “reparar la línea para que no se caliente tanto”. Además le comenta que “el electricista ha dado un presupuesto elevadísimo por sustituirla, y hay que hacerlo porque no cumple el Reglamento”. Es preciso, por tanto, informar al abogado de la realidad de la situación, de las medidas a tomar, de su razón, y del coste estimado de las mismas.
>
> Como en los casos precedentes, el ingeniero va dos veces, una sin llevar el fasímetro, y otra llevándolo, para obtener en cada caso los datos que se han dicho. Efectúa cálculos con ambos tipos de datos, usando ambas opciones de la hoja propuesta, y llega a sus conclusiones.
>
> Los resultados suelen plasmarse en un pequeño documento, a modo de informe de la instalación, donde queden claros qué datos se han medido, cuáles se han calculado y cuáles se han supuesto, el método de cálculo seguido y la tabla de datos para su verificación. Se debe terminar con unas conclusiones que describan y valoren con claridad absoluta la actuación propuesta.

[1] Tampoco este es un caso exactamente real, pero se parece mucho a uno que sí que lo fue.

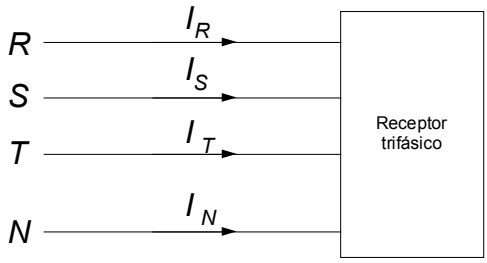
© NRM 2005-2017

Este caso es sustancialmente similar al ya resuelto, con la diferencia de que ahora la instalación distribuye la energía eléctrica a los receptores mediante un sistema trifásico a cuatro hilos en lugar de a tres.

La distribución trifásica habitual se realiza mediante líneas de cuatro hilos (tres fases, *R, S* y *T*, y neutro *N*). La potencia activa que absorbe un receptor trifásico es

$$P = V_R I_R \cos\varphi_R + V_S I_S \cos\varphi_S + V_T I_T \cos\varphi_T \quad [1]$$

donde V_R, V_S y V_T son los valores eficaces de las tensiones entre cada fase y el neutro.



La potencia que se pierde en las fases y el neutro es

$$P_P = R_R I_R^2 + R_S I_S^2 + R_T I_T^2 + R_N I_N^2$$

Si los conductores tienen la misma resistencia *R*

$$P_P = R(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_N^2)$$

La pérdida mínima de potencia en la alimentación se produciría cuando las tres corrientes de fase estuvieran equilibradas (iguales valores eficaces y desfasadas 120º), que es cuando la intensidad por el neutro es cero.

$$I_{mín} = \frac{P}{\sqrt{3}\,U\cos\varphi}\ ; \quad P_{Pmín} = 3RI_{mín}^2$$

La potencia absorbida por el receptor *P* podría aproximarse, si no se pueden averiguar los desfases entre intensidad y tensión de cada fase (y [1] no es aplicable), mediante la expresión

$$P = V\cos\varphi(I_R + I_S + I_T)$$

que tiene el inconveniente de ignorar la intensidad que circula por el neutro, precisamente el efecto más aparente del desequilibrio de la instalación, proporcionando una potencia absorbida inferior a la real. Por ello es conveniente medir o estimar mejor la potencia absorbida, y calcular a partir de ese valor la intensidad mínima que reduciría al máximo las pérdidas.

OPCIÓN A

Se pueden medir los valores eficaces de las tensiones, de las intensidades de las tres fases y la del neutro, y de la facturación eléctrica se obtiene el factor de potencia medio de la instalación.

Una hoja de cálculo para estimar el sobre coste producido por el desequilibrio (valor de la intensidad de neutro no nulo) podría tener el aspecto de la figura.

	A	B	C
2	ETSII Béjar - USAL -		
3	INGENIERÍA ELÉCTRICA		
4	Tecnología Energética		
5			
6	EQUILIBRIO Y PÉRDIDAS EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
7	TRES FASES Y NEUTRO		
8			
9	Conocidas las 4 intensidades y el fdp de la carga		
10		Tensión nominal Un (V) =	400,00
11		Factor potencia carga =	0,80
12		Intensidad fase R (A) =	273,90
13		Intensidad fase S (A) =	224,80
14		Intensidad fase T (A) =	177,80
15		Intensidad neutro N (A) =	89,24
16			
17		Potencia activa P (kW) =	124,98
18		Potencia reactiva Q (kVAr) =	93,74
19			
20		Longitud línea (m) =	130,00
21		Sección línea (mm2) =	95,00
22		Resistencia (Ω) =	0,02
23			
24		Intensidad mínima (A) =	225,50
25		Pérdidas mínimas (kW) =	3,59
26		Pérdidas reales (kW) =	3,89
27		Diferencia (kW) =	0,30
28			
29		Precio medio kWh (€) =	0,19
30		Uso medio diario (h) =	18,00
31		COSTE ANUAL (€) =	369,68

© NRM 2005-2017

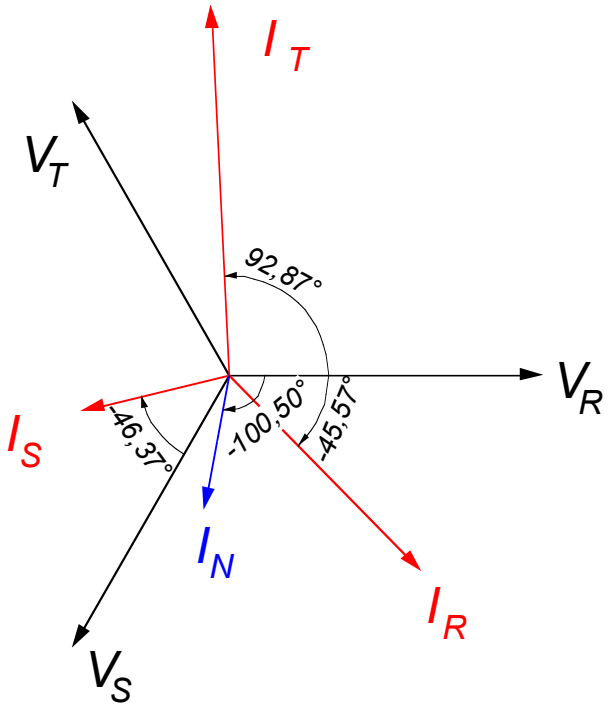
OPCIÓN B

Se pueden medir los valores eficaces de las tensiones, de las intensidades de las tres fases y la del neutro, y mediante un fasímetro se obtienen los desfases de las intensidades de las fases respecto de las tensiones entre fase y neutro.

El croquis fasorial indica la situación reflejada en la hoja de cálculo correspondiente.

El diagrama fasorial muestra cómo la adición de la intensidad del neutro completa el requisito de la 1ª ley de Kirchhoff

$$\overline{I}_R + \overline{I}_S + \overline{I}_T + \overline{I}_N = 0$$



2007EJ_02.xls

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
2	ETSII Béjar - USAL -								
3	INGENIERÍA ELÉCTRICA								
4	Tecnología Energética								
5									
6	EQUILIBRIO Y PÉRDIDAS EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS								
7	TRES FASES Y NEUTRO								
32									
33	Conocidas 3 intensidades y sus 3 fdp								
34		Tensión nominal Un (V) =	400,00	fdp.	arg°-V	arg°-Vr	arg.rad-Vr	Re.	Im.
35		Intensidad fase R (A) =	273,90	0,75	-41,41	-41,41	-0,7227	205,43	-181,17
36		Intensidad fase S (A) =	224,80	0,79	-37,81	-157,81	-2,7544	-208,16	-84,89
37		Intensidad fase T (A) =	177,80	0,89	-27,13	92,87	1,6209	-8,91	177,58
38		Intensidad neutro N (A) =	89,24			82,50	1,4399	11,64	88,48
39									
40		Potencia activa P (kW) =	125,00						
41		Potencia reactiva Q (kVAr) =	92,39						
42		Factor potencia carga =	0,80						
43									
44		Longitud línea (m) =	130,00						
45		Sección línea (mm2) =	95,00						
46		Resistencia (Ω) =	0,02						
47									
48		Intensidad mínima (A) =	224,35						
49		Pérdidas mínimas (kW) =	3,55						
50		Pérdidas reales (kW) =	3,89						
51		Diferencia (kW) =	0,33						
52									
53		Precio medio kWh (€) =	0,19						
54		Uso medio diario (h) =	18,00						
55		COSTE ANUAL (€) =	415,12						
56									

Nota: Debe tenerse especial cuidado al utilizar la función de la hoja de cálculo que permite calcular la arcotangente. Generalmente los resultados no observan el criterio de signos habitual en Ingeniería eléctrica y proporcionan ángulos en cuadrantes que no son los correctos. El programa utilizado en estos ejemplos ha exigido una adaptación mediante la siguiente fórmula:

[D1 ← =SI(A1<0;SI(B1<0;-180+C1*180/PI();180+C1*180/PI());C1*180/PI())]

donde C1 es la celda que contiene la arcotangente de B1/A1 [C1 ← =ATAN(B1/(A1+0,0001))]

Claro que también puede utilizarse la función ATAN2(), disponible en algunas hojas de cálculo, que ofrece los resultados correctos en todos los cuadrantes.

© NRM 2005-2017

1.1.3 Segunda "D": el *desfase* entre tensiones e intensidades

El bajo factor de potencia de los receptores como causa del incremento de pérdidas de energía en la distribución es la única de las influencias perjudiciales que ha merecido un intento generalizado de control por las empresas de distribución de energía eléctrica y por las administraciones de los países desarrollados. En España se penaliza económicamente con el recargo por consumo de energía reactiva a los consumidores cuyos receptores presentan un factor de potencia equivalente en el período de facturación inferior a 0.95.

Este procedimiento, que es de total eficacia en distribución monofásica, puede resultar contraproducente en distribución trifásica, pues la corrección del factor de potencia de un receptor trifásico no garantiza menores pérdidas en el sistema eléctrico, sino que, según los casos, puede aumentarlas. Pero, como el sistema de penalización o bonificación establecido por la legislación española está basado en el valor del factor de potencia de los receptores, su mejora siempre favorece al consumidor, incluso en los casos en que la corrección aumente las pérdidas en el sistema eléctrico.

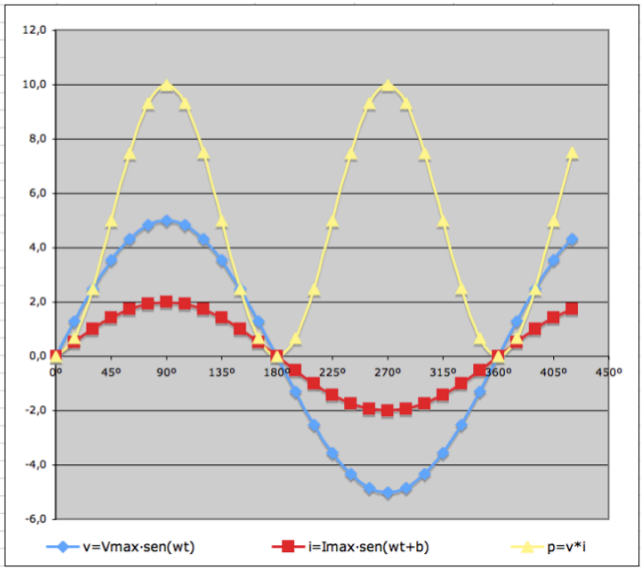
Para comprender la repercusión sobre las pérdidas del factor de potencia, estudiemos el caso de un receptor monofásico utilizando números pequeños fáciles de representar en una misma gráfica:

El receptor es de 5 W. La tensión tiene 5 V de valor máximo y la intensidad 2 A. La potencia instantánea que el recetor absorbe vale

$$p = v \cdot i = V_{max}\text{sen}(\omega t)\, I_{max}\text{sen}(\omega t + b)$$

Dando valores y representando:

Escala: 15º	Vmax = 5,000V	Imax = 2,000A	0º desfase b
wt	**v=Vmax·sen(wt)**	**i=Imax·sen(wt+b)**	**p=v*i**
0º	0,000V	0,000V	0,00W
15º	1,294V	0,518V	0,67W
30º	2,500V	1,000V	2,50W
45º	3,536V	1,414V	5,00W
60º	4,330V	1,732V	7,50W
75º	4,830V	1,932V	9,33W
90º	5,000V	2,000V	10,00W
105º	4,830V	1,932V	9,33W
120º	4,330V	1,732V	7,50W
135º	3,536V	1,414V	5,00W
150º	2,500V	1,000V	2,50W
165º	1,294V	0,518V	0,67W
180º	0,000V	0,000V	0,00W
195º	-1,294V	-0,518V	0,67W
210º	-2,500V	-1,000V	2,50W
225º	-3,536V	-1,414V	5,00W
240º	-4,330V	-1,732V	7,50W
255º	-4,830V	-1,932V	9,33W
270º	-5,000V	-2,000V	10,00W
285º	-4,830V	-1,932V	9,33W
300º	-4,330V	-1,732V	7,50W
315º	-3,536V	-1,414V	5,00W
330º	-2,500V	-1,000V	2,50W
345º	-1,294V	-0,518V	0,67W
360º	0,000V	0,000V	0,00W
375º	1,294V	0,518V	0,67W
390º	2,500V	1,000V	2,50W
405º	3,536V	1,414V	5,00W
420º	4,330V	1,732V	7,50W
		Media en 360º = 5,00W	



La potencia resulta en una onda sinusoidal de la misma frecuencia que la tensión y la intensidad, y cuando estas últimas están en fase, la potencia es siempre positiva o, como mucho, nula.

La media de la potencia absorbida por este receptor en un período completo de la onda (360º) es de 5.00 W, lo que corresponde bien con el valor habitual que proporciona el cálculo con valores eficaces propio de la corriente alterna:

$$P = V\, I \cos\varphi = \frac{V_{max}}{\sqrt{2}}\frac{I_{max}}{\sqrt{2}}\cos 0º = \frac{V_{max}\, I_{max}}{2} = \frac{5(\text{V})\cdot 2(\text{A})}{2} = 5\ \text{W}$$

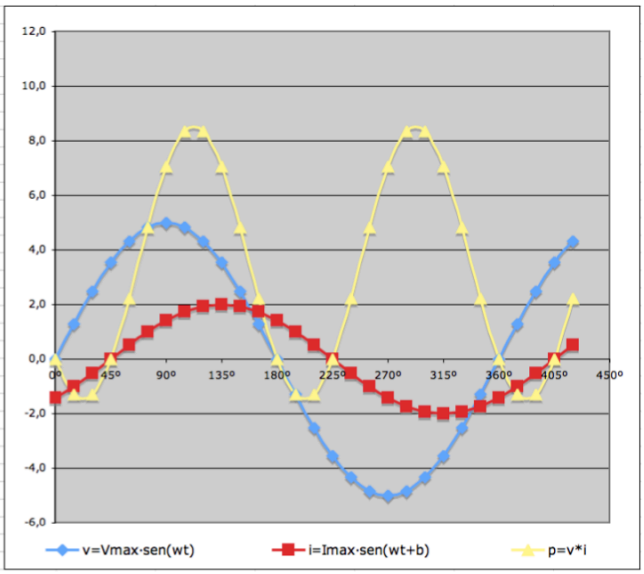
Precisamente se define como potencia de un receptor de corriente alterna la media de la potencia absorbida en un periodo.

Si ahora desfasamos la intensidad respecto de la tensión, por ejemplo 45º en retraso, resulta que la potencia ya no siempre es positiva, lo que quiere decir que el receptor no siempre absorbe potencia de la red, porque a veces la devuelve. Y también comprobamos cómo la

© NRM 2005-2017

potencia media absorbida no es ya la que el receptor necesita, sino menor:

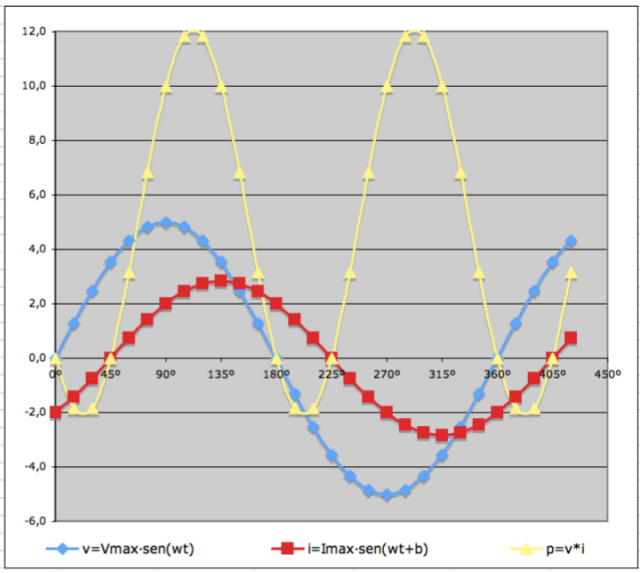
Escala: 15º	Vmax = 5,000V	Imax = 2,000A	-45º desfase b
wt	**v=Vmax·sen(wt)**	**i=Imax·sen(wt+b)**	**p=v*i**
0º	0,000V	-1,414V	0,00W
15º	1,294V	-1,000V	-1,29W
30º	2,500V	-0,518V	-1,29W
45º	3,536V	0,000V	0,00W
60º	4,330V	0,518V	2,24W
75º	4,830V	1,000V	4,83W
90º	5,000V	1,414V	7,07W
105º	4,830V	1,732V	8,37W
120º	4,330V	1,932V	8,37W
135º	3,536V	2,000V	7,07W
150º	2,500V	1,932V	4,83W
165º	1,294V	1,732V	2,24W
180º	0,000V	1,414V	0,00W
195º	-1,294V	1,000V	-1,29W
210º	-2,500V	0,518V	-1,29W
225º	-3,536V	0,000V	0,00W
240º	-4,330V	-0,518V	2,24W
255º	-4,830V	-1,000V	4,83W
270º	-5,000V	-1,414V	7,07W
285º	-4,830V	-1,732V	8,37W
300º	-4,330V	-1,932V	8,37W
315º	-3,536V	-2,000V	7,07W
330º	-2,500V	-1,932V	4,83W
345º	-1,294V	-1,732V	2,24W
360º	0,000V	-1,414V	0,00W
375º	1,294V	-1,000V	-1,29W
390º	2,500V	-0,518V	-1,29W
405º	3,536V	0,000V	0,00W
420º	4,330V	0,518V	2,24W
			Media en 360º = 3,54W



En general un receptor, que suele ser una carga de potencia constante, realmente absorbería sus 5.00 W nominales, y lo haría incrementando la intensidad que circula por él, ya que la tensión la fija la red y es un valor estable.

Si dividimos la intensidad máxima por el coseno del ángulo de desfase que introdujimos antes (cos 45º = √2/2) el receptor vuelve a absorber su potencia nominal:

Escala: 15º	Vmax = 5,000V	Imax = 2,828A	-45º desfase b
wt	**v=Vmax·sen(wt)**	**i=Imax·sen(wt+b)**	**p=v*i**
0º	0,000V	-2,000V	0,00W
15º	1,294V	-1,414V	-1,83W
30º	2,500V	-0,732V	-1,83W
45º	3,536V	0,000V	0,00W
60º	4,330V	0,732V	3,17W
75º	4,830V	1,414V	6,83W
90º	5,000V	2,000V	10,00W
105º	4,830V	2,449V	11,83W
120º	4,330V	2,732V	11,83W
135º	3,536V	2,828V	10,00W
150º	2,500V	2,732V	6,83W
165º	1,294V	2,449V	3,17W
180º	0,000V	2,000V	0,00W
195º	-1,294V	1,414V	-1,83W
210º	-2,500V	0,732V	-1,83W
225º	-3,536V	0,000V	0,00W
240º	-4,330V	-0,732V	3,17W
255º	-4,830V	-1,414V	6,83W
270º	-5,000V	-2,000V	10,00W
285º	-4,830V	-2,449V	11,83W
300º	-4,330V	-2,732V	11,83W
315º	-3,536V	-2,828V	10,00W
330º	-2,500V	-2,732V	6,83W
345º	-1,294V	-2,449V	3,17W
360º	0,000V	-2,000V	0,00W
375º	1,294V	-1,414V	-1,83W
390º	2,500V	-0,732V	-1,83W
405º	3,536V	0,000V	0,00W
420º	4,330V	0,732V	3,17W
			Media en 360º = 5,00W



Sin embargo, ahora se necesitan √2/2 = cos *b* más amperios que antes (de 2.00 A de valor máximo a 2.828 A ahora). Es decir: para comunicar la misma potencia al receptor, sus 5.00 W, es preciso que la línea transporte mayor intensidad. Y eso significa que las pérdidas $R\,I^2$ de la línea van a aumentar, y con ellas la ineficiencia del sistema.

Por esta razón los bajos factores de potencia son indicadores de pérdidas, si bien la mera corrección del factor de potencia no basta para eliminarlas, pues podría incurrirse en desequilibrio de intensidades. Una actuación eficiente debe tener en cuenta ambos aspectos.

© NRM 2005-2017

1.1.4 Tercera "D": deformación de las ondas de tensión e intensidad

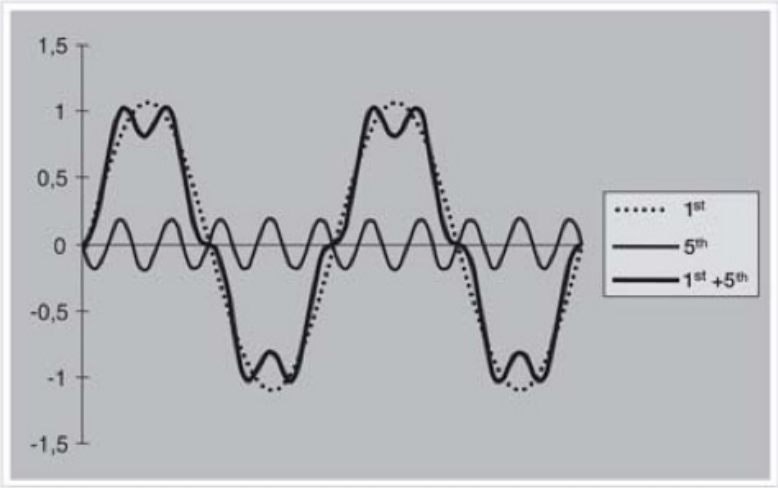
Las ondas de tensión entre fases, o entre fase y neutro, son teóricamente sinusoides perfectas.

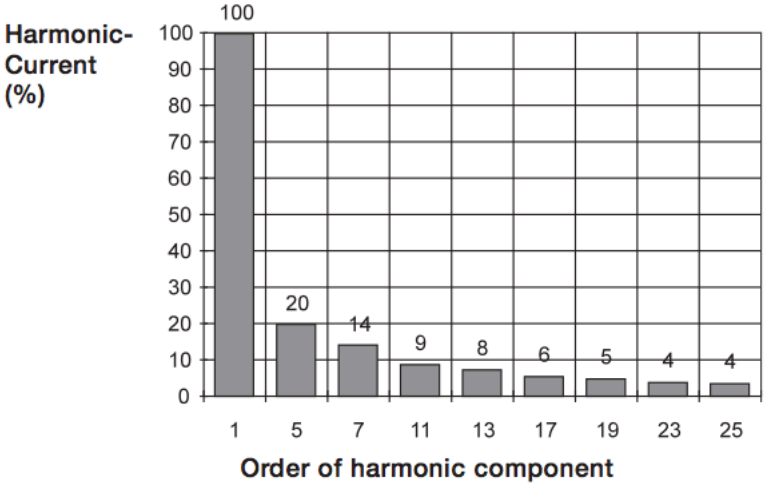
En la práctica, sin embargo, debido a la influencia de los receptores, presentan deformaciones que las apartan considerablemente de esa forma ideal.

El análisis de Fourier permite medir las deformaciones a partir de la descomposición de la onda original en una suma de sinusoides perfectas, que tienen frecuencias múltiplo (impar) de la frecuencia de la onda fundamental.

Al ser las frecuencias de estas otras sinusoides múltiplos de la fundamental, resultan ondas que cortan en cero en las mismas posiciones angulares, por lo que todas constituyen ondas armónicas.

En corriente alterna de 50 Hz la frecuencia de la primera onda armónica relevante, aparte de la fundamental de 50 Hz, es la de frecuencia triple (150 Hz). La segunda es la de frecuencia quíntuple (250 Hz), y así sucesivamente.





Estando claras así las frecuencias, toda descomposición de Fourier de una onda de red cualquiera, por deformada que esté, puede limitarse a indicar solo la amplitud de cada una de esas otras sinusoides armónicas. Generalmente las más relevantes son las de frecuencias bajas, del 5º y el 7º armónico, aunque pueden ser necesarias más ondas armónicas para completar la definición de la onda original.

Hecha la descomposición de Fourier y obtenidas las amplitudes de las ondas armónicas necesarias, lo usual es representar en un diagrama de barras verticales dichas amplitudes en tantos por ciento de la amplitud de la onda fundamental.

También es usual sumar las amplitudes de las ondas armónicas (excepto la fundamental) ent antos por ciento, y dar el resultado de esa suma bajo la forma de *tasa de distorsión armónica* TDH%.

1.1.5 Cuarta "D": distribución en el tiempo de la energía transmitida

Dado que las pérdidas de energía son proporcionales tanto al cuadrado de la intensidad como al tiempo que ésta circula, si para entregar una misma cantidad de energía podemos duplicar el tiempo, las pérdidas de energía se reducen a la mitad porque la potencia perdida es la cuarta parte.

En general, por tanto, interesa absorber la misma energía a lo largo del mayor tiempo posible, empleando para ello cuanto menos potencia mejor.

La estimación del ahorro se obtiene comparando la situación existente (gran potencia, poco tiempo)

© NRM 2005-2017

con la situación optimizada (menos potencia, más tiempo), que son dos energías. La diferencia, multiplicada por el precio del kWh, resulta en el ahorro potencial esperado.

FOUR "D" RULE FOR EFFICIENCY

Distribution (over time): The same amount of energy is more efficiently delivered over longer time periods (minor instant power absorbed)

	Big power, short time	Smaller power, longer time
Energy delivered	$Q = P_1\, t_1$	$Q = P_2\, t_2 = P_1/2 \times 2\, t_1$
Power loss in the line	$P_{Le1} = R \dfrac{P_1^2}{U^2 \cos^2 \varphi}$	$P_{Le2} = R \dfrac{(P_1/2)^2}{U^2 \cos^2 \varphi}$
Ratio	$P_{Le1}/P_{Le2} = 4$	

© NRM 2005-2017

2 DISEÑO EFICIENTE DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

El Ingeniero industrial es competente para diseñar instalaciones eléctricas sin ningún límite, excepto si se trata de instalaciones para transmitir señal en viviendas (infraestructuras comunes de telecomunicaciones -ICT-) que solo pueden legalizar los ingenieros de telecomunicaciones. Una instalación eléctrica es, básicamente, una red para distribuir energía eléctrica, y lo habitual es que sea trifásica y adopte forma ramificada por su facilidad de cálculo, ejecución y manejo posterior.

El diseño energéticamente eficiente requiere, como se vio en la sección anterior, que las tensiones e intensidades de los sistemas trifásicos se mantengan lo más equilibradas posibles. En esta sección se pretende mostrar métodos de diseño y cálculo que consideran el equilibrio en la conexión de cargas y el de intensidades. Además, para garantizar un comportamiento homogéneo de la red, también se procurará equilibrar las caídas de tensión.

2.1.1 Fundamentos teóricos para el diseño de redes ramificadas

Adaptado de:

N. REDONDO MELCHOR, R.C. REDONDO MELCHOR, M.M. REDONDO MELCHOR,
Justificación de cálculos en redes de conducción ramificadas,
Técnica Industrial nº 253, junio 2004, pp. 58-64

PROCESO GENERAL DE CÁLCULO

Una instalación ramificada se diseña describiéndola suficientemente en la Memoria del Proyecto correspondiente, y resumiendo en ella las características principales del material que la compondrá. Ese material ha de ser calculado de forma verificable por terceros, y el habitual anejo de Cálculos ha de contener los datos suficientes como para poder reconstruir el cálculo con facilidad. El anejo de Cálculos, por supuesto, ha de venir firmado por el proyectista, que es la forma legalmente prevista para asignar la responsabilidad sobre ellos al autor del Proyecto. Firmar solo la Memoria no constituye una práctica adecuada, pues podrían plantearse dudas acerca de la responsabilidad en caso de instalaciones mal calculadas. El problema se agravaría si el proyectista utilizó un programa comercial que solo ofrece resultados, esencialmente no verificables sin un nuevo cálculo desde el principio.

Las instalaciones ramificadas son particularmente fáciles de calcular empleando instrumentos informáticos sencillos, como una hoja de cálculo. La hoja de cálculo, impresa e incluida en el Proyecto, ofrecerá todos los datos necesarios al ulterior verificador, y solo requiere una introducción adecuada que explique las fórmulas usadas en cada una de sus columnas.

En general, una instalación ramificada, como las eléctricas, hidráulicas o para distribución de gas, requiere calcular secciones de las conducciones –cables o tuberías– en función de dos variables distintas: caídas de tensión e intensidades admisibles, en el caso de las eléctricas, y pérdidas de carga y presiones en los nudos en las otras. Influyen además otros factores, que son o bien datos para el proyectista o bien resultados de criterios de diseño impuestos por la práctica o fruto de un análisis de costes y beneficios. El esquema de la figura 1 resume esta situación.

El proceso de cálculo de estas instalaciones siempre requiere analizar tramo a tramo el valor que va adquiriendo una de las dos variables, acumularlo progresivamente mientras se recorre la red "aguas abajo", y luego analizar la otra variable acumulando sus valores en los tramos yendo "aguas arriba". Este doble proceso de análisis y acumulación de datos, una vez "aguas abajo" y otra "aguas arriba", es complicado de hacer cuando la instalación está muy ramificada, pues en las confluencias de distintas ramas hay que considerar cuidadosamente la suma de todos los valores que cuelgan "aguas abajo" y, recíprocamente, al ir "aguas arriba" no se pueden mezclar datos de ramas distintas.

En los apartados que siguen se aborda, con más detalle, el anterior proceso de cálculo en una de las instalaciones mencionadas. El objetivo es mostrar cómo una moderna hoja de cálculo permite resolver de manera simple el problema de la doble acumulación con tal de identificar bien los distintos tramos de la red, a la vez que constituye la manera ideal de presentar los datos de forma totalmente

© NRM 2005-2017

verificable. Este método es fácilmente aplicable a instalaciones de redes de cualquier tipo.

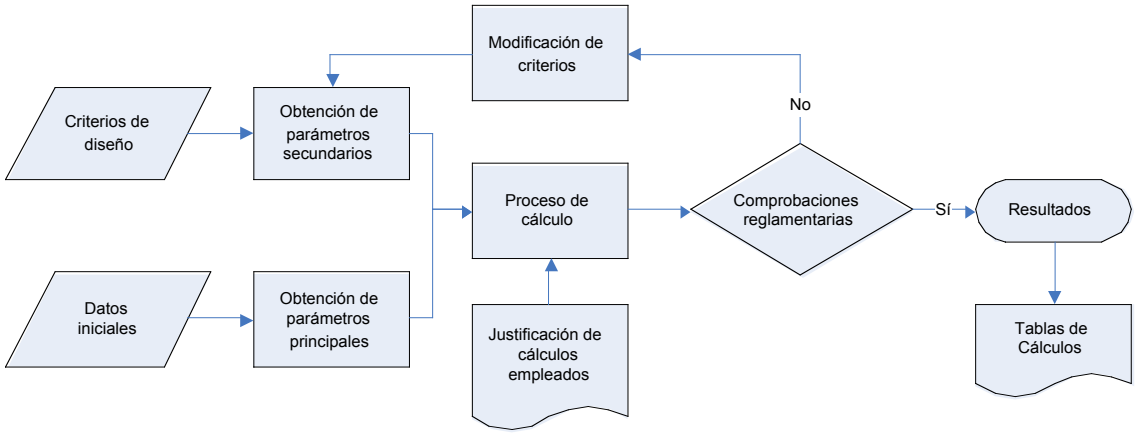


Fig. 1. Procesos básicos de cálculo

CÁLCULO DE UNA INSTALACIÓN RAMIFICADA PARA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN

La figura 2 reproduce el esquema de una instalación eléctrica de distribución canalizada, en la que los nudos son arquetas de derivación de ramales, las identificadas con letras, o arquetas de acometida para la toma de un usuario, identificadas con números. En este caso se indica también la fase –R, S o T– a la que se conectan los suministros monofásicos, o las tres –RST– en caso de suministros trifásicos. La potencia nominal de cada acometida se indica en la Tabla 1. En la figura aparecen también las distancias entre nudos de la red.

En general, los criterios de diseño y los datos iniciales suelen ser los de la Tabla 2. En ella también se indica qué parámetros principales y secundarios se derivan de ellos, para ser incorporados al proceso de cálculo.

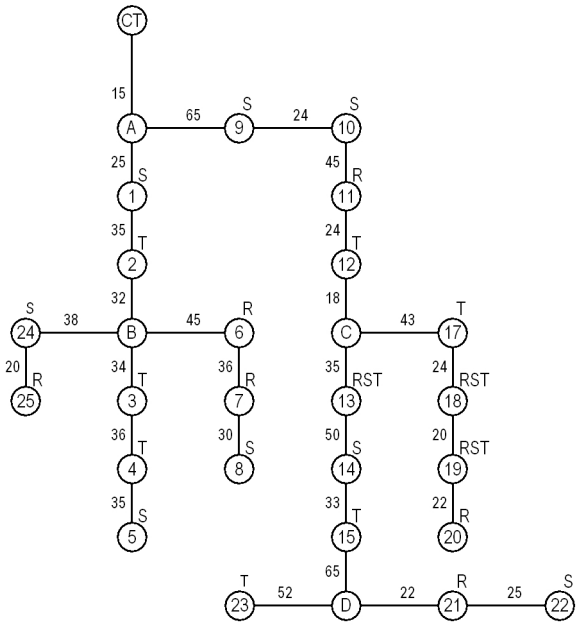


Fig. 2. Esquema de la red de suministro eléctrico ramificada

Tabla 1
Cargas por nudo

Nudo	kW	Nudo	kW
A		C	
1	5,750	13	20,000
2	5,750	14	14,490
B		15	5,750
3	9,200	D	
4	9,200	17	9,200
5	5,750	18	20,000
6	5,750	19	17,000
7	14,490	20	9,200
8	5,750	21	5,750
9	5,750	22	5,750
10	9,200	23	5,750
11	9,200	24	9,200
12	9,200	25	9,200

Una vez determinados todos los parámetros de la instalación, se procede a incorporarlos al procedimiento de cálculo. Este ha de permitir obtener las secciones de los conductores para lograr satisfacer las comprobaciones finales en función de la normativa vigente o de otros criterios impuestos por el proyectista. En este caso, se fija como requisito que la caída de tensión máxima entre el origen de la instalación y cualquier otro punto, medida entre fase y neutro, por ejemplo, se

© NRM 2005-2017

encuentre dentro de un rango específico respecto de la tensión simple. También se requiere que el desequilibrio de las corrientes de fase en el origen sea mínimo, y que las caídas de tensión máximas en cada fase sean similares.

CÁLCULOS DE CAÍDAS DE TENSIÓN

Los cálculos deben conducir a la determinación de las secciones de los conductores que cumplen las disposiciones reglamentarias vigentes, las normas particulares de la empresa distribuidora, y quizá también otros criterios de índole económica. La normativa general se encuentra, en este caso, en el nuevo Reglamento para baja tensión, que impone dos límites a la instalación: la caída de tensión entre el inicio y cualquier otro punto de la red no puede superar cierto valor, ni la densidad de corriente en cualquier tramo puede superar límites máximos.

Tabla 2. Parámetros para instalaciones de distribución eléctrica o alumbrado público

Datos iniciales	Obtención	Parámetros principales	Criterios de diseño	Consideraciones	Parámetros secundarios
Necesidades de suministro	Mínimo reglamentario y análisis de necesidades	Suministro mono-trifásico Potencia nominal P_n (kW)	Tipo de conductores	Según disponibilidad, coste, otras ventajas	Resistividad (Ωm) Intensidad admisible I_a(A)
Factor de potencia de las cargas	Conocido o estimado	cos φ	Coeficiente de simultaneidad por tramo	Modificación de las intensidades por tramo	Intensidad de cálculo por tramo I_c (A)
Tipo de instalación	Requisitos urbanísticos o ambientales	Coeficientes correctores (entubamiento)	Desequilibrio de fases admisible	Cálculo de toda la red	Desequilibrio de intensidades de fase Desequilibrio de caídas de tensión
Trazado de la red	Análisis de planos	Longitudes de los tramos L (m)	Secciones de los conductores	Según Reglamento Baja Tensión	Caída de tensión admisible Intensidad de corriente admisible
Parámetros de la red de suministro	Consulta a la empresa distribuidora	Tensión compuesta U_N (V) Potencia de cortocircuito S_{cc} (MVA)			

Líneas cortas con carga equilibrada al final

El análisis habitual de las caídas de tensión se introduce a partir de las líneas monofásicas compuestas de dos conductores idénticos, y los resultados se extrapolan después a líneas trifásicas de tres conductores idénticos. Así, la formulación más general para la caída de tensión desde el inicio (1) al final (2) de una línea monofásica que alimenta una carga situada en ese extremo es

$$\Delta V = V_1 - V_2 = 2RI\cos\varphi + 2XI\,\mathrm{sen}\,\varphi + V_1 - \sqrt{V_1^2 - \left(2XI\cos\varphi - 2RI\,\mathrm{sen}\,\varphi\right)^2}$$

En la práctica el desfase entre las tensiones al inicio y al final ($\bar{V}_1$ y $\bar{V}_2$ respectivamente) es despreciable, de forma que los dos últimos sumandos de la ecuación anterior significan muy poco frente a los dos primeros. Entonces suele ponerse

$$\Delta V = 2RI\cos\varphi + 2XI\,\mathrm{sen}\,\varphi$$

que es la expresión habitual para líneas cortas monofásicas de media tensión.

Cuando se trata de líneas monofásicas de baja tensión ocurre que la reactancia de los conductores X es significativamente menor que su resistencia R, y además el seno de φ suele ser bajo. Por ello se

© NRM 2005-2017

puede despreciar también el último sumando anterior y reducir la expresión a

$$\Delta V = 2RI\cos\varphi$$

que es la aplicable a la caída de tensión de líneas monofásicas de baja tensión, despreciando su reactancia. Si se quiere compensar de algún modo esta omisión, para quedar del lado de la seguridad, lo que puede hacerse es prescindir del término $\cos\varphi$, y utilizar entonces

$$\Delta V = 2RI$$

Si las líneas anteriores fueran trifásicas y alimentaran receptores situados en su extremo, trifásicos y equilibrados, entonces las expresiones que se obtienen son totalmente similares, sustituyendo 2 por √3. Se supone siempre que los 2 ó 3 cables que componen la línea son iguales.

Así se llega a las fórmulas que resume la tabla siguiente:

Línea con carga solo al final		Caída de tensión
Monofásica	Línea corta MT	$\Delta V = 2I\left(R\cos\varphi + X\,\mathrm{sen}\,\varphi\right)$
	Línea BT	$\Delta V = 2\,R\,I$
Trifásica (equilibrada)	Línea corta MT	$\Delta U = \sqrt{3}I\left(R\cos\varphi + X\,\mathrm{sen}\,\varphi\right)$
	Línea BT	$\Delta U = \sqrt{3}\,R\,I$

Si las líneas alimentan varias cargas, *todas situadas en su final*, suele tomarse como intensidad la suma aritmética de sus valores eficaces. Aunque el resultado difiere del real, que habría que calcular mediante la suma fasorial de dichas intensidades, nos ofrece un dato más desfavorable y preferible, por tanto, desde el punto de vista de la seguridad de la instalación, pues la suma aritmética es siempre mayor, o a lo sumo igual, que el módulo de la suma fasorial.

Por último, la resistencia responde a la expresión $R = L(\mathrm{m})\dfrac{\rho(\Omega\mathrm{m})}{S(\mathrm{m}^2)}$, donde ρ es la resistividad del conductor, S es su sección y L su longitud. Para líneas de BT tenemos entonces que

$$\Delta V = 2L\frac{\rho}{S}I \qquad \text{si son monofásicas, o bien}$$

$$\Delta U = \sqrt{3}L\frac{\rho}{S}I \qquad \text{si son trifásicas.}$$

La resistividad del cobre a 20ºC es de 1'78x10^{-8} Ωm, y la del aluminio de 2'85x10^{-8} Ωm. Su conductividad es la inversa, de forma que

$$K_{Cu} = \frac{1}{\rho_{Cu}} = \frac{1}{1{,}78\cdot 10^{-8}\,\Omega\mathrm{m}} = 56\cdot 10^{6}\,\frac{\text{Siemens}}{\mathrm{m}} \qquad K_{Al} = \frac{1}{\rho_{Al}} = \frac{1}{2{,}85\cdot 10^{-8}\,\Omega\mathrm{m}} = 35\cdot 10^{6}\,\frac{\text{Siemens}}{\mathrm{m}}$$

Sustituyendo esos valores en las fórmulas anteriores, por ejemplo en la expresión trifásica,

$$\Delta U = \sqrt{3}L\frac{\rho}{S}I = \frac{\sqrt{3}L(\mathrm{m})I(\mathrm{A})}{K\left(\frac{\text{Siemens}}{\mathrm{m}}\right)S\left(\mathrm{mm}^2\,\frac{\mathrm{m}^2}{10^6\,\mathrm{mm}^2}\right)},$$

de forma que la caída de tensión entre los extremos de una línea de conductores idénticos por la que circula una corriente de valor eficaz I es

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}L(\mathrm{m})I(\mathrm{A})}{K_{\substack{56\text{-}Cu\\35\text{-}Al}}S(\mathrm{mm}^2)} \text{ si la línea es B.T. trifásica, y}$$

© NRM 2005-2017

$$\Delta V = \frac{2L(\mathrm{m})I(\mathrm{A})}{K_{\substack{56\text{-}Cu\\35\text{-}Al}}S(\mathrm{mm}^2)}$$ si la línea es B.T. monofásica,

siendo:

ΔU = Caída de tensión compuesta (ΔV caída de tensión simple) en voltios
L = Longitud de la línea en metros.
I = Intensidad de la línea en amperios.
K = Conductividad del metal en mega Siemens / metro
S = Sección del conductor en mm^2.

Con estas fórmulas suelen determinarse las secciones que consiguen mantener las caídas de tensión por debajo del límite prefijado.

Nota: La ventaja de verificar así las secciones es la sencillez de los cálculos. Pero recuérdese que un procedimiento riguroso exigiría, además, repetirlo varias veces efectuando el cálculo iterativo que se explicó en la sección 1.1.1, p. 20.

Redes ramificadas de distribución

Las redes, frecuentemente subterráneas, de distribución de energía eléctrica en B.T. a zonas industriales o residenciales, son normalmente trifásicas con neutro distribuido y puesto a tierra a intervalos frecuentes, de acuerdo con el esquema TT. Las acometidas a cada punto de suministro se efectúan derivando en "T" un pequeño ramal hacia la caja de protección del cliente, o bien dando entrada y salida en dicha caja a la línea de distribución general, de donde arranca la instalación interior del consumidor. Una instalación de alumbrado público es similar, pero aquí seguiremos con el caso de las redes de distribución.

Para calcular las caídas de tensión desde el origen —normalmente el centro de transformación que alimenta cada circuito— se suele proceder tramo a tramo, considerando cada porción entre dos acometidas o derivaciones como una línea completa, y asignando como su carga la suma aritmética de todas las cargas que cuelgan aguas abajo del tramo. Las caídas de tensión de cada tramo se van acumulando aguas abajo y así se conoce el valor que alcanzan a final de cada uno, localizando y evaluando después las más desfavorables.

Ocurre que la derivación de acometida a cada cliente puede ser trifásica o monofásica, a solicitud del consumidor. Si se solicita un suministro trifásico, la carga asignada a ese nudo equivale a tres intensidades idénticas que se suman a las debidas al resto de la red en todos los tramos aguas arriba. Pero si el suministro es monofásico no ocurre así.

El suministro monofásico se proporciona habitualmente conectando la acometida entre una fase y el neutro de la línea de distribución general. Las empresas distribuidoras tienen obligación de garantizar un suministro monofásico de al menos 5.750W en cualquier caso, pudiendo llegar al máximo de 14.490W –art. 6 ITC-BT 10–. Suponiendo el caso más habitual de tensión compuesta U_n=400V y una tensión simple entre fase y neutro de V_n=230V, para un factor de potencia típico de 0'85 inductivo de la instalación del cliente suministrado, la intensidad que sobrecarga la fase a la que se conecta va de 29'4 a 75'4A, mientras que las otras dos no sufren incremento alguno.

Habitualmente este hecho no se tiene en cuenta en el diseño de la red: para calcular las caídas de tensión en el tramo se supone que todas las cargas son trifásicas y equilibradas –incluso las monofásicas–, que con su potencia nominal dan lugar a tres intensidades idénticas y desfasadas 120º y que, por ello, la intensidad por el neutro siempre es cero. Así se aplica la fórmula de la sección anterior para líneas B.T. trifásicas y equilibradas, tramo a tramo, y se llega a un resultado aproximado de la caída de tensión en cada tramo que se da por suficiente.

El desequilibrio, sin embargo, suele ser permanente y de un valor nada desdeñable, lo que implica que ni la intensidad por el neutro es cero en cada tramo, ni la fórmula para líneas trifásicas

© NRM 2005-2017

equilibradas puede ser usada sin más. El procedimiento más riguroso que aquí describimos se basa en obtener las cuatro intensidades del tramo —fases y neutro— y evaluar con ellas la caída de tensión en él. Las sumas de intensidades serán fasoriales, −tomando $\vec{V}_R$ como origen de fases− lo que acerca el modelo aún más a la realidad, y también será fasorial la expresión de la caída de tensión que se obtenga. Solo al final de las operaciones se calcula el valor eficaz del resultado, para compararlo con el porcentaje máximo que permite el Reglamento. A continuación se resume el procedimiento concreto:

2.1.2 Procedimiento de cálculo

Para determinar la sección de los conductores de una red ramificada deben tenerse en cuenta necesariamente las siguientes consideraciones:

a) Intensidad máxima admisible por el cable.
b) Caída de tensión máxima en cualquier punto de la red.
c) Intensidad máxima admisible durante un cortocircuito.
d) Pérdidas en los conductores por calentamiento de los mismos.

De todos estos criterios, el que exige cálculos más laboriosos es el de hallar las caídas de tensión en cualquier punto de la red, que resulta, por otra parte, el decisivo en la inmensa mayoría de los casos. Las intensidades máximas se conocen por simple comparación con tablas existentes. Las pérdidas generalmente se obtienen con facilidad a partir de los cálculos intermedios efectuados para hallar las caídas de tensión, y rara vez resultan decisivas para aceptar o no determinadas secciones. Veamos a continuación, entonces, un procedimiento riguroso de cálculo de dichas caídas de tensión.

Hablando del esquema unifilar de la red ramificada, llamaremos *tramo* a cada segmento comprendido entre dos *nudos*. Un *nudo* es, bien una bifurcación, bien un punto de suministro. En el segundo caso le corresponde una o varias *cargas*. Cada tramo se designará por su nudo inicial y final, cuidando de que no haya dos nudos iguales, porque se construiría así una red cerrada sobre sí misma que no se puede resolver con el método que sigue.

Las redes ramificadas se diseñan calculando las intensidades $\vec{I}_{R_i}, \vec{I}_{S_i}, \vec{I}_{T_i}, \vec{I}_{N_i}$ que circulan por las fases y el neutro en cada tramo *i*. Se obtendrán sumando las intensidades absorbidas de cada fase por todas las cargas aguas abajo, es decir, las situadas en el nudo final del tramo y en cualquiera de los nudos siguientes, yendo hacia los brazos de la red. Así, la intensidad de una fase en el tramo *i* será la suma fasorial de las intensidades absorbidas por las cargas a ella conectadas aguas abajo, cuyo valor eficaz se calcula a partir de su potencia y su factor de potencia. La intensidad del neutro en ese tramo es la suma fasorial de las tres intensidades de fase en dicho tramo, es decir, $\vec{I}_{R_i} + \vec{I}_{S_i} + \vec{I}_{T_i} = \vec{I}_{N_i}$. Este valor se tendrá en cuenta para elegir la sección de los conductores por los criterios de intensidad admisible y de calentamiento (criterio a veces llamado *económico*).

En adelante llamaremos caída de tensión en cada tramo a la diferencia entre el fasor de la tensión al inicio del tramo y el fasor de la tensión en su final. Esas tensiones pueden ser entre fases, o entre fase y neutro: para una instalación de tres hilos, la caída de tensión entre la fase R y la S para el tramo *i*, por ejemplo, vale $\vec{e}_{RS_i} = \vec{Z}_{R_i}\vec{I}_{R_i} + \vec{Z}_{S_i}\vec{I}_{S_i}$; y en una instalación de cuatro hilos, la caída de tensión entre la fase R y el neutro, por ejemplo, para el tramo *i* vale $\vec{e}_{RN_i} = \vec{Z}_{R_i}\vec{I}_{R_i} + \vec{Z}_{N_i}\vec{I}_{N_i}$. Generalmente la impedancia de cada tramo (por ejemplo, $\vec{Z}_{R_i}$) puede aproximarse a una resistencia de valor $\bar{R}_{R_i} = \rho_i \dfrac{L_i}{S_i}$ porque, con las longitudes manejadas aquí, los efectos capacitivos e inductivos representan poco frente a los resistivos, y el error es despreciable.

Las caídas de tensión en cada tramo deben acumularse, esta vez aguas abajo, para obtener la caída de tensión entre el principio y el punto más desfavorable de la red, que es el valor que hay que contrastar con los límites reglamentarios.

© NRM 2005-2017

2.1.3 Aplicación del procedimiento y tablas

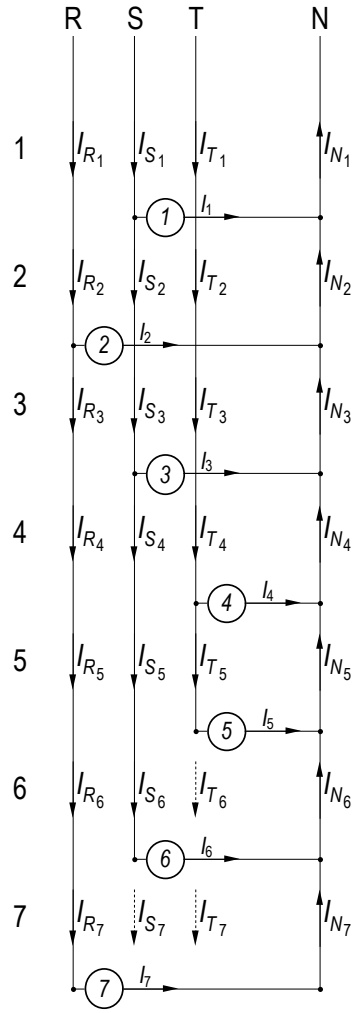
Como se ha visto, para resolver una red ramificada hay que acumular las intensidades aguas arriba, y las caídas de tensión hay que acumularlas aguas abajo, siguiendo en ambos casos las bifurcaciones que impone la red.

El procedimiento de cálculo descrito hasta aquí se lleva a cabo de la manera que se indica a continuación, por medio de una hoja de cálculo. Primero se explica la forma de actuar a partir de un ejemplo simplificado, y después se darán los detalles de los cálculos efectivamente realizados.

Es preciso observar que, para implementar estos cálculos en una hoja automática, es necesario emplear la función SUMAR.SI –o SUMASI, o sus variantes en cada idioma, dependiendo del programa–, que funcionará siempre que los tramos de la red hayan sido escrupulosamente identificados como se dijo más arriba. Las funciones SUMAR.SI o equivalentes están disponibles en las hojas de cálculo habituales en ofimática al menos desde el año 1998.

EJEMPLO DE ANÁLISIS

El cálculo de las intensidades de cada tramo en el esquema siguiente, que es una suma fasorial en la que hay que ir acumulando valores aguas abajo, se obtiene muy fácilmente si se va de abajo a arriba. Así se ha construido la tabla que lo acompaña:



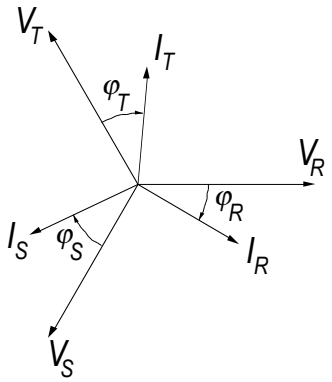
Red de cuatro hilos.
Las intensidades son fasores.

Tramo	$\vec{I}_R$	$\vec{I}_S$	$\vec{I}_T$
1	$\vec{I}_2+\vec{I}_7$	$\vec{I}_1+\vec{I}_3+\vec{I}_6$	$\vec{I}_4+\vec{I}_5$
2	$\vec{I}_2+\vec{I}_7$	$\vec{I}_3+\vec{I}_6$	$\vec{I}_4+\vec{I}_5$
3	$\vec{I}_7$	$\vec{I}_3+\vec{I}_6$	$\vec{I}_4+\vec{I}_5$
4	$\vec{I}_7$	$\vec{I}_6$	$\vec{I}_4+\vec{I}_5$
5	$\vec{I}_7$	$\vec{I}_6$	$\vec{I}_5$
6	$\vec{I}_7$	$\vec{I}_6$	0
7	$\vec{I}_7$	0	0

De la tabla se obtiene inmediatamente cualquier intensidad de tramo, pues por ejemplo $\vec{I}_{S_3}=\vec{I}_3+\vec{I}_6$ (en la fila del tramo 3, columna S), etc. Pero la tabla sirve para ilustrar la ley o fórmula recurrente que da la manera de calcular cualquier intensidad de tramo: es la intensidad de la carga conectada en su final, si la hay, más la calculada para el tramo anterior.

La suma de las intensidades ha de ser fasorial. Nosotros hemos empleado el sistema de la figura adjunta, con la tensión simple $\vec{V}_R$ como origen de fases. Se escribirán, según él, cada intensidad de cada fase, bien sea de una carga, bien de un tramo, y ya están listas para sumar. La expresión general correspondiente a cada fase es:

© NRM 2005-2017



Sistema fasorial adoptado con la tensión entre R y N al inicio como origen de fases

$$\vec{I}_R = I_R\underline{|-\varphi_R} = I_R\cos(-\varphi_R) + \mathrm{j}I_R\,\mathrm{sen}(-\varphi_R)$$

$$\vec{I}_S = I_S\underline{|-120^\circ-\varphi_S} = I_S\cos(-120-\varphi_S) + \mathrm{j}I_S\,\mathrm{sen}(-120-\varphi_S)$$

$$\vec{I}_T = I_T\underline{|120^\circ-\varphi_T} = I_T\cos(120-\varphi_T) + \mathrm{j}I_T\,\mathrm{sen}(120-\varphi_T)$$

Por cierto que, como ya se vio, la intensidad en el neutro en cada tramo es simplemente:

$$\vec{I}_{N_i} = \vec{I}_{R_i} + \vec{I}_{S_i} + \vec{I}_{T_i}$$

Las caídas de tensión en cada tramo se obtienen ahora de:

$$\vec{e}_{RN_i} = \vec{Z}_{R_i}\vec{I}_{R_i} + \vec{Z}_{N_i}\vec{I}_{N_i}$$
$$\vec{e}_{SN_i} = \vec{Z}_{S_i}\vec{I}_{S_i} + \vec{Z}_{N_i}\vec{I}_{N_i}$$
$$\vec{e}_{TN_i} = \vec{Z}_{T_i}\vec{I}_{T_i} + \vec{Z}_{N_i}\vec{I}_{N_i}$$

La tensión simple al final de cada tramo es la tensión que había al principio menos la caída de tensión anterior, es decir:

$$\vec{V}_{final} = \vec{V}_{inicial} - \vec{e}_{fase-neutro} \quad : \quad \begin{array}{l} \vec{V}_{final-RN_i} = \vec{V}_{inicial-RN_i} - \vec{e}_{RN_i} \\ \vec{V}_{final-SN_i} = \vec{V}_{inicial-SN_i} - \vec{e}_{SN_i} \\ \vec{V}_{final-TN_i} = \vec{V}_{inicial-TN_i} - \vec{e}_{TN_i} \end{array}$$

Como se ve, para calcular la tensión en los puntos más desfavorables, es decir, los más alejados de la alimentación, es preciso conocer la tensión en cada uno de los nudos anteriores. Esto se consigue analizando todos los nudos, esta vez siguiendo la red aguas abajo.

Finalmente, es preciso comparar la mínima tensión resultante con el valor permitido por el Reglamento para Baja Tensión, que viene fijado en un porcentaje del valor eficaz de la tensión nominal. Como hemos trabajado para obtener las tensiones simples (entre fase y neutro), entonces debemos seguir considerando tensiones simples, y por tanto debe cumplirse que:

$$V_{final} \geq V_{nominal}\frac{e\%_{máx}}{100}, \quad con \quad V_{final} = \left|\vec{V}_{final}\right| = \sqrt{\mathrm{Re}\left[\vec{V}_{final}\right]^2 + \mathrm{Im}\left[\vec{V}_{final}\right]^2}$$

Así, por ejemplo, donde se exige no superar una caída de tensión máxima del 3%, se entiende que si la tensión nominal simple de la red vale 230V, el valor límite es 0’03 x 230 = 6’9V, luego no se aceptarán tensiones menores de

230 - 6’9 = 223’1V.

Todo el procedimiento anterior resulta muy complicado de resolver manualmente. Pero si se utiliza una hoja de cálculo, la tarea se simplifica hasta niveles increíbles. Es lo que se ha hecho en la hoja de cálculo que ahora se explica en la tabla adjunta. El aspecto de nuestro modelo se muestra también en la imagen.

© NRM 2005-2017

Cálculos efectuados en las tablas de resultados

P_NOM	COS_FI	FS	(A) min	LONG	FASE	Config.	C. corr.	Cu/Al	SECC	Ø TUBO	I RBT	%seg	e_V	e_%	Pot.	I_NOM

P_NOM: es la potencia nominal en kW de la carga asignada a ese circuito

COS_FI: el factor de potencia de esa carga

FS: el factor de incremento de la intensidad de la carga a efectos de diseño de secciones; o también el coeficiente de simultaneidad

(A) min: calibre calculado para la protección de ese circuito, en amperios

LONG: longitud del cableado, en metros

FASE: fase o fases a la que se conecta cada circuito

Config.: columna de la tabla 1 de la ITC-BT 19 que corresponde a la combinación de cable y canalización que corresponde a ese circuito

C.corr: coeficiente adicional, útil para contemplar la coexistencia de varios circuitos por conducción, etc., según ITC-BT 19

Cu/Al: cable de cobre o aluminio, respectivamente

SECC: sección del conductor, en mm2

ØTUBO: diámetro mínimo del tubo para el circuito considerado, en mm, según la tabla 5 de la ITC-BT-20, para canalizaciones empotradas

I RBT: máxima intensidad admisible según el Reglamento para Baja Tensión

%seg: margen de reserva hasta la máxima intensidad admisible por el cable

e_V: caída de tensión al final de este circuito, en voltios

e_%: caída de tensión al final de este circuito, en relación con la tensión de la acometida. Es el valor que hay que comparar con el máximo reglamentariamente admisible

P: potencia activa asignada al circuito o cuadro de distribución, en kW

Q: potencia reactiva asignada al circuito o cuadro de distribución, en kVAr

I_NOM: máxima intensidad simultánea, en la fase más cargada, de ese circuito o cuadro, en A [valores negativos indican factores de potencia capacitivos o en adelanto; valores positivos indican factores de potencia inductivos o en retraso, o cargas meramente resistivas]

Intensidades en cada tramo									Resist.	Tensión en cada nudo FIN			
Fase R		Fase S		Fase T		Neutro		Imax	tramo	Fase R + N	Fase S + N	Fase T + N	Valores eficaces
R_RE	R_IM	S_RE	S_IM	T_RE	T_IM	N_RE	N_IM	(A)	L/KS	ac_R_Re	ac_R_Im	ac_S_Re	ac_S_Im	ac_T_Re	ac_T_Im	e_V_R	e_V_S	e_V_T

R_RE: es la parte real de toda la intensidad que circula por la fase R en ese tramo, calculada acumulando las intensidades absorbidas por todas las cargas conectadas a la fase R aguas abajo.

R_IM: idem, para la parte imaginaria de la fase R.

S_RE, S_IM: idem, para la fase S.

T_RE, T_IM: idem, para la fase T.

N_RE, N_IM: idem, para el neutro.

Imax (A): valor eficaz de la mayor intensidad que circula por el tramo, que puede ser cualquiera de las cuatro intensidades calculadas para él. Se utiliza para considerar el calibre de la protección que puede asociarse al circuito en ese punto.

L / KS: impedancia del tramo, en ohmios (Ω). Asimilada a una resistencia de longitud *L* (m), conductividad *K* (56_{Cu}, 35_{Al}) y sección *S* (mm^2).

ac_R_Re: parte real de la tensión al final del tramo, calculada a partir de la parte real tensión del tramo inmediatamente anterior aguas arriba y las caídas de tensión debidas a las

© NRM 2005-2017

intensidades I_R e I_N del propio tramo.

ac_R_Im: idem, para la parte imaginaria de la fase R.

ac_S_Re, ac_S_Im, ac_T_Re, ac_T_Im: idem, para el resto de fases.

e_V_R: valor eficaz de la tensión simple (entre fase y neutro) en la fase R al final del tramo, en voltios. Es el valor que hay que comparar con el máximo reglamentariamente admisible.

e_V_S, e_V_T: idem, para las fases S y T, respectivamente.

Calc_Red_400V.xls

TECNOLOGÍA ENERGÉTICA
ANÁLISIS DE REDES DE 400V Y CUATRO HILOS
©NRM 2006

CARGA SIMULTÁNEA

	FASE R	FASE S	FASE T	FASE RST
Nº recep.	103	99	101	24
Pnom kW	161,22	169,93	169,56	481,08
Inom (A)	657	650	651	N 4
e_V	9,30	8,04	9,04	
e_%	4,03	3,48	3,91	
Fase act.	Sí	Sí	Sí	

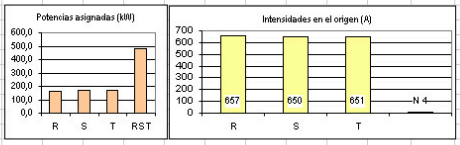
	SECC	SECC	SECC	SECC
mm2	1,5	2,5	4	6
m	1533	1189	4693	249

	kVA	kW	kVAr
Snom	452	450	-44
Qnom BatCond			195
fdp inst.	1,00		IND

Un (V) =	400
Vn (V) =	231
Δe fijo (V) =	0,00
e% max ≤	4,50

NIV	INI	FIN	P_NOM	COS_FI	FS	(A) min	LONG	FASE	Config.	C. corr.	Cu/Al	SECC	Ø TUBO	I RBT	%seg	e_V	e_%	Valores result. (kW) P	(kVAr) Q	(A) I_NOM
0	ACOM	CT			1,00											0,00	0,00	919,4		
0	CT	L1			1,00	250										0,00	0,00	214,8		
0	CT	L2			1,00	400										0,00	0,00	207,5		
0	CT	L3			1,00	160										0,00	0,00	127,7		
0	CT	L4			1,00	250										0,00	0,00	369,3		
0	CT	BAT. CONDENSD.	0,10	0,00	1,00	400	5	RST	1	1,00	56	150	-	425	33,8	0,00	0,00	0,1	-195,0	-281
0	L1	C.GEN.EDIF.B			0,55	160	130		1	0,77	56	95	75	257,3	54,4	2,64	1,14	214,8		
0	L2	C.CLIMATIZACIÓN	250,00	0,86	0,83	400	130	RST	1	0,77	56	240	-	422,4	17,6	2,89	1,25	207,5	123,1	348,26
0	L3	CONMUTACIÓN			1,00	160	130		1	0,77	56	70	63	215	53,8	3,10	1,34	127,7		
0	L4	C.GEN.EDIF.A			0,55	250	75		1	0,77	56	95	75	257,3	27,7	2,53	1,10	369,3		
1	CONMUTACIÓN	C.S.S.EDIF.A			0,65	160	80		8	1,00	56	70	63	202	79,2	3,90	1,69	48,5		
1	CONMUTACIÓN	C.S.S.EDIF.B			0,55	160	3		8	1,00	56	70	63	202	70,9	3,15	1,36	79,3		
2	C.GEN.EDIF.A	C.ALU.EXTERIOR			1,00	10	45		8	1,00	56	6	25	44	87,7	3,25	1,41	3,3		
2	C.GEN.EDIF.A	C.COCINA			0,60	125	39		8	1,00	56	50	63	159	28,4	4,11	1,78	127,5		
2	C.GEN.EDIF.A	C.COMEDOR			0,90	25	24		8	1,00	56	6	25	44	57,3	4,30	1,86	10,9		
2	C.GEN.EDIF.A	C.FITNESS			0,65	20	28		8	1,00	56	4	25	34	80,7	3,76	1,63	4,4		
2	C.GEN.EDIF.A	C.RECEPCION			0,65	20	19		8	1,00	56	4	25	34	53,4	3,70	1,60	12,0		
2	C.GEN.EDIF.A	C.SEMISOT.2			0,20	20	12		8	1,00	56	4	25	34	89,8	2,82	1,22	6,6		

Calc_Red_400V.xls



	FASE RST	24	481,08	N 4

	kVA	kW	kVAr
Snom	452	450	-44
Qnom BatCond			195
fdp inst.	1,00		IND

Un (V) =	400
Vn (V) =	231
Δe fijo (V) =	0,00
e% max ≤	4,50

SECC	Ø TUBO	I RBT	%seg	e_V	e_%	Valores result. (kW) P	(kVAr) Q	(A) I_NOM	Intensidades en cada tramo: Fase R R_RE	Fase R R_IM	Fase S S_RE	Fase S S_IM	Fase T T_RE	Fase T T_IM	Neutro N_RE	Neutro N_IM	Imax (A)	Resist. tramo L/KS	Tensión en cada nudo FIN: Fase R + N ac_R_Re	Fase R + N ac_R_Im	Fase S + N ac_S_Re	Fase S + N ac_S_Im	Fase T + N ac_T_Re	Fase T + N ac_T_Im	Valores eficaces e_V_R	e_V_S	e_V_T
				0,00	0,00	919,4			654	-67	-379	-528	-271	592	3	-3	657	0,00000	230,9	0,0	-115,5	-200,0	-115,5	200,0	230,9	230,9	230,9
				0,00	0,00	214,8			104	-55	-95	-59	-4	106	5	-8	117	0,00000	230,9	0,0	-115,5	-200,0	-115,5	200,0	230,9	230,9	230,9
				0,00	0,00	207,5			300	-178	-304	-171	4	348	0	0	348	0,00000	230,9	0,0	-115,5	-200,0	-115,5	200,0	230,9	230,9	230,9
				0,00	0,00	127,7			84	-51	-79	-42	4	99	10	6	99	0,00000	230,9	0,0	-115,5	-200,0	-115,5	200,0	230,9	230,9	230,9
				0,00	0,00	369,3			166	-65	-146	-115	-32	179	-11	-1	186	0,00000	230,9	0,0	-115,5	-200,0	-115,5	200,0	230,9	230,9	230,9
150	-	425	33,8	0,00	0,00	0,1	-195,0	-281	0	281	244	-141	-244	-141	0,0	0,0	281	0,00060	230,9	-0,2	-115,6	-199,9	-115,3	200,1	230,9	230,9	230,9
95	75	257,3	54,4	2,64	1,14	214,8			104	-55	-95	-59	-4	106	5	-8	117	0,02444	228,3	1,5	-113,3	-198,3	-115,5	197,6	228,3	228,4	228,9
240	-	422,4	17,6	2,89	1,25	207,5	123,1	348,26	300	-178	-304	-171	4	348	0,0	0,0	348,3	0,00967	228,0	1,7	-112,5	-198,4	-115,5	196,6	228,0	228,0	228,0
70	63	215	53,8	3,10	1,34	127,7			84	-51	-79	-42	4	99	9,5	6,3	99,3	0,03316	227,8	1,5	-113,2	-198,8	-115,9	196,5	227,8	228,8	228,1
95	75	257,3	27,7	2,53	1,10	369,3			166	-65	-146	-115	-32	179	-11,3	-1,2	186,0	0,01410	228,8	0,9	-113,3	-198,4	-114,9	197,5	228,8	228,4	228,5
70	63	202	79,2	3,90	1,69	48,5			34	-20	-31	-17	2	42	5,1	5,1	42,0	0,02041	227,0	1,8	-112,6	-198,6	-116,1	195,5	227,0	228,3	227,4
70	63	202	70,9	3,15	1,36	79,3			50	-31	-48	-25	2	57	4,4	1,2	58,8	0,00077	227,8	1,5	-113,1	-198,8	-115,9	196,5	227,8	228,7	228,1
6	25	44	87,7	3,25	1,41	3,3			5	-2	-4	-3	0	5	0,0	-0,6	5,4	0,13393	228,1	1,3	-112,7	-197,9	-114,8	196,9	228,1	227,7	228,0
50	63	159	28,4	4,11	1,78	127,5			107	-17	-74	-87	-38	107	-4,8	3,6	113,9	0,01393	227,3	1,1	-112,2	-197,2	-114,3	195,9	227,3	226,9	226,8
6	25	44	57,3	4,30	1,86	10,9			12	-9	-13	-6	-8	17	-9,0	2,7	18,8	0,07143	228,5	1,4	-111,6	-198,1	-113,7	196,1	228,5	227,4	226,6
4	25	34	80,7	3,76	1,63	4,4			5	-4	-6	-3	0	2	-0,7	-4,8	6,6	0,12500	228,2	2,0	-112,4	-197,4	-114,8	197,9	228,2	227,2	228,7
4	25	34	53,4	3,70	1,60	12,0			10	-7	-15	-6	2	14	-3,0	0,4	15,8	0,08482	228,2	1,5	-111,8	-197,9	-114,8	196,3	228,2	227,2	227,4
4	25	34	89,8	2,82	1,22	6,6			1	0	-2	-3	0	2	-0,6	-1,8	3,5	0,05357	228,7	1,1	-113,1	-198,1	-114,8	197,5	228,7	228,1	228,5

Aspecto de la hoja de cálculo que implementa el proceso descrito.

Merece la pena destacar dos cuestiones importantes:

1. Muchas de las fórmulas descansan en la función de hoja de cálculo SUMAR.SI —o SUMASI, dependiendo del programa—, que con los usos que aquí se le han dado permite ir acumulando valores de una columna "aguas arriba" o "aguas abajo" siguiendo perfectamente la estructura ramificada de la red. Para ello solo es necesario, pero a la vez imprescindible, introducir escrupulosamente los tramos con la notación aquí seguida, es decir, numerando cada nudo de forma única –no importa si con números, con letras, o con cualquier combinación de ambos–, e indicando en una columna el nudo origen de un tramo y en otra su

© NRM 2005-2017