CAPITULO 2

8.- SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES Y PUESTOS DE TRANSFORMACIÓN

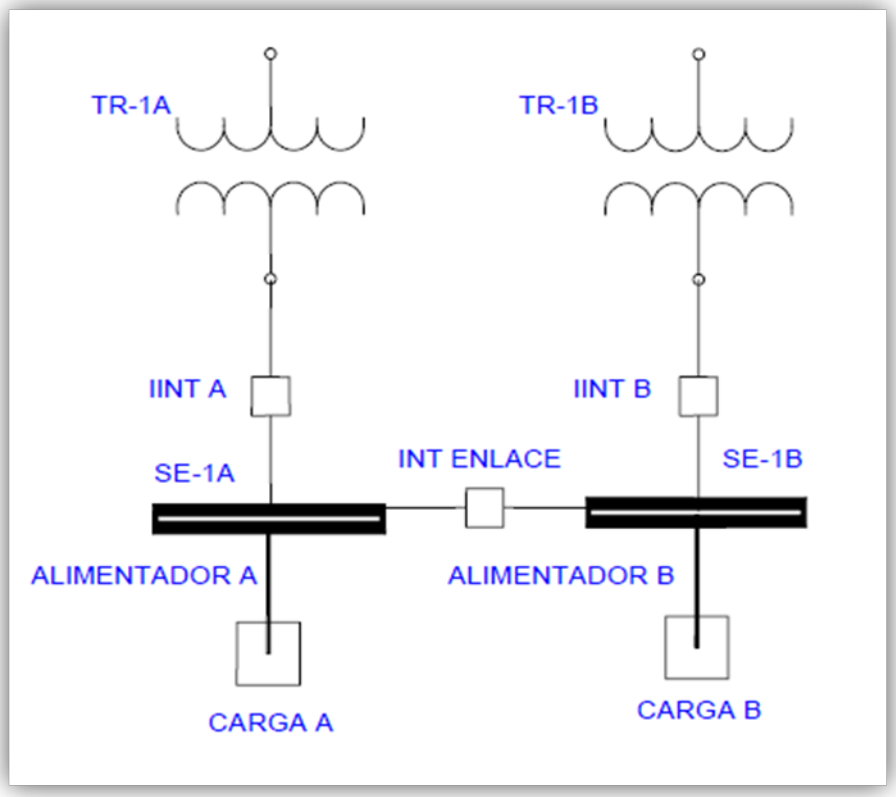
A su vez el objetivo de este capítulo es conocer los diferentes métodos que utilizan los sistemas de puesta a tierra para los centros de transformación y distribución.

8.1.- Sistema de puesta a tierra en las subestaciones de distribución

En las subestaciones de distribución de 13.8/4.16 kV, generalmente se tienen dos transformadores de potencia conectados en delta/estrella c/u. La operación normal de los transformadores es operarlos en forma independiente, aunque se tiene la opción de cerrar el interruptor de enlace para trabajarlos en paralelo. Un esquema típico de una subestación de distribución se muestra en la figura de abajo.

FIGURA 13.- Imagen típica de una subestación de distribución

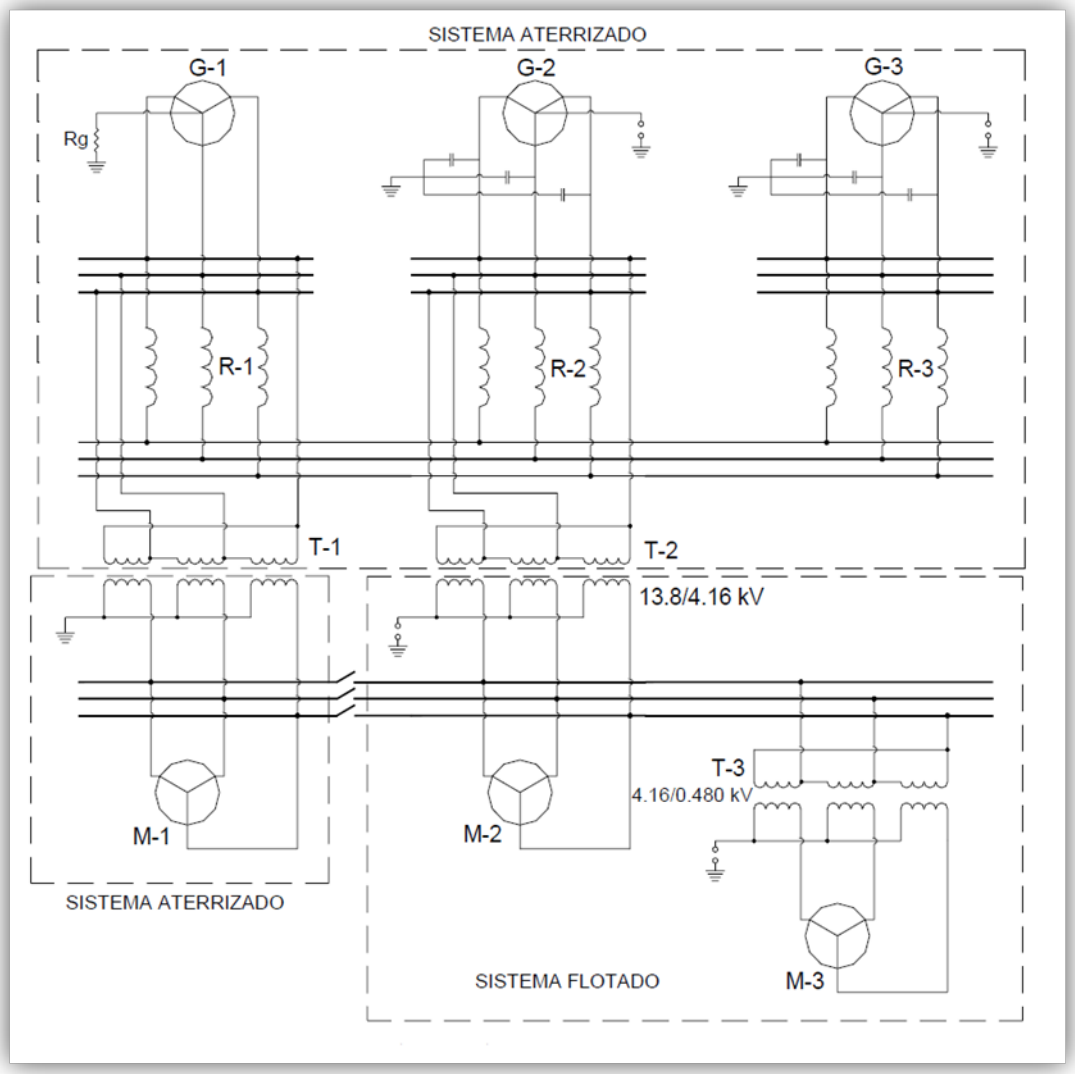
FIGURA 14.-Arreglo típico de una subestación industrial



En este esquema, un transformador es capaz de alimentar la carga total de los dos transformadores.

El lado primario de los transformadores de potencia conectados al sistema de generación aterrizado en un solo punto, constituye un sistema aterrizado. Del lado secundario (4.16 kV), los transformadores pueden conectarse sólidamente a tierra o a través de resistencias de bajo valor (1.5 a 10Ω). Generalmente la operación de los transformadores es que cada uno alimente su carga en forma radial con el interruptor de enlace abierto. La capacidad de cada transformador es que pueda alimentar la carga total de los dos transformadores. En algunos centros industriales, un transformador es aterrizado y el otro se encuentra flotado, por consiguiente, se tienen dos sistemas diferentes de puesta a tierra.

FIGURA 15.- Sistema eléctrico industrial donde se indican las zonas aterrizadas y las zonas flotantes no aterrizadas.



Para el sistema que queda flotado, aún cuando se presente una falla a tierra no existirá circulación de corriente al neutro. En este esquema es importante conocer los parámetros de las reactancias de secuencia positiva, negativa y cero (X1, X2 Y X0). De acuerdo con la magnitud y polaridad de la relación X0/X1 del circuito equivalente en el punto de falla, se pueden presentar sobre tensiones hasta seis o más veces la tensión de fase a tierra en las fases no falladas. Una segunda falla posterior a una falla a tierra, se puede presentar debido a que estas sobre tensiones debilitan paulatinamente a los aislamientos hasta presentarse una segunda falla.

El problema de los sistemas no aterrizados es la dificultad para localizar el punto de falla y las sobre tensiones mencionadas. Para estos sistemas, se dan recomendaciones para efectuar la puesta a tierra con alta resistencia.

Debido a la capacitancia a tierra, en realidad el sistema no es completamente aislado, se han dado casos de fallas a tierra con arco sin que se detecte la falla hasta que se produce una falla entre fases provocando severos daños materiales.

Por consiguiente, se recomienda aterrizar el neutro con una alta resistencia tal que permita una circulación de corriente mayor a la corriente capacitiva.

Del circuito equivalente de secuencia cero de este arreglo, la resistencia a tierra y la capacitancia del sistema quedan en paralelo y si las dos impedancias son iguales (Rg y C) la constante de tiempo es un radián, permitiendo la descarga automática de la energía almacenada en el sistema.

La selección del valor de la resistencia dependerá de la corriente de carga capacitiva, la cual puede medirse directamente en el circuito eléctrico o calcularse.

Típicamente el límite de la corriente de falla a tierra es del orden de 10 A. Las ventajas de utilizar una alta resistencia en comparación con un sistema flotado, son las siguientes:

- Se reducen las sobre tensiones en las fases no falladas

- La magnitud de la corriente de falla a tierra es mínima tal que no se presentan daños en el punto de falla

- Se puede localizar el punto de falla a tierra

- La corriente de falla no es suficiente para operar la protección, permitiendo continuar el servicio.

8.2.- Factores fundamentales para sistemas de puesta a tierra en subestaciones y puestos de transformación

8.2.1.- Resistencia de tierra

Es la resistencia que nos ofrece el terreno hacia la corriente en un sistema de puesta a tierra, esta resistencia depende de la resistividad del terreno y área de los conductores.

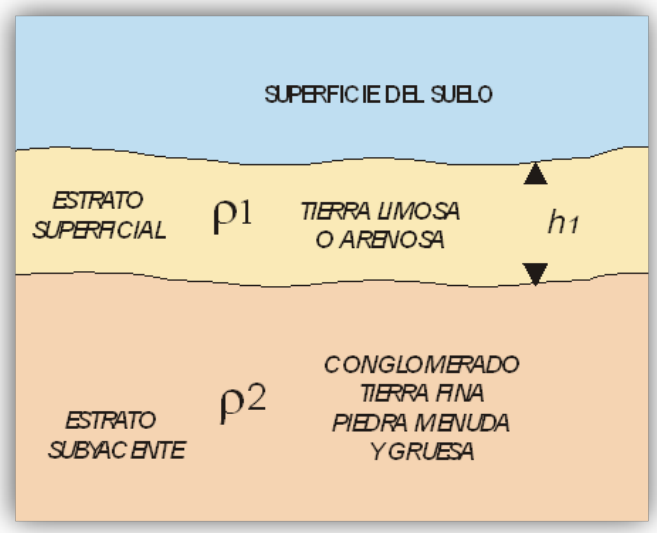
FIGURA 16.- Medición típica del electrodo puesta a tierra

8.2.2.- Resistividad del terreno

Es la propiedad del terreno que se opone al paso de la corriente eléctrica, la resistividad varía de acuerdo a las características del terreno.

La resistividad del terreno se define como la resistencia que presenta 1 m3 de tierra, y resulta de un interés importante para determinar en donde se puede construir un sistema de puesta a tierra.

FIGURA 17.- Capas y composición del terreno



Los factores que determinan la resistividad del suelo son:

- La humedad
- La naturaleza de los suelos
- La temperatura del terreno
- La concentración de sales disueltas
- La compactación del terreno
- La estratificación del terreno

8.2.3.- Naturaleza de los suelos

- Se determina de acuerdo a su composición, Esta se refiere a que la resistividad varía según el tipo de terreno, es decir se tiene una resistividad más elevada en un terreno rocoso que en uno donde haya arena.

TABLA 1.- Naturaleza del terreno

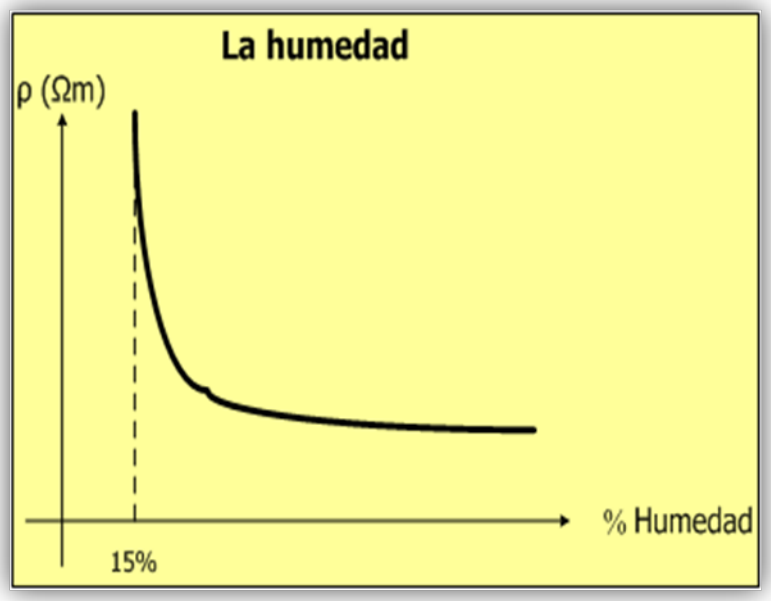
NATURALEZA DEL TERRENO	VALOR MEDIO DE LA RESISTIVIDAD Ω - m
TERRENOS CULTIVABLES Y FÉRTILES, TERRAPLENES COMPACTOS Y HÚMEDOS.	**50**
TERRENO CULTIVABLES, POCO FÉRTILES, TERRAPLENES, EN GENERAL.	**500**
SUELOS PEDREGOSOS DESNUDOS, ARENAS SECAS PERMEABLES.	**3 000**

8.2.4.- Humedad

La resistividad que presenta un terreno está en relación directa a los porcentajes de humedad contenida en él.

- Aquí varia la resistividad según la humedad del terreno, mientras mas húmedo sea éste más baja será la resistividad del terreno y mientras mas seco este el terreno mayor será la resistividad de éste, es por esta razón que debe procurarse un terreno un poco más húmedo para obtener mejores valores

FIGURA 18.- Curva características de resistividad del terreno



8.2.5.- Tabla de resistividad del terreno

De acuerdo a la constitución del terreno en este varia su resistividad

TABLA 2.- Resistividad del terreno

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD Ω-m
Terreno pantanoso	hasta 30
Limo	20 a 100
Humos	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas de jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3 000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1 500 a 3 000
Caliza blanda	100 a 300
Caliza compacta	1 000 a 5 000
Caliza agrietada	500 a 1 000
Pizarra	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granito y gres procedentes de alteración	1 500 a 10 000
Granito y gres muy alterados	100 a 600

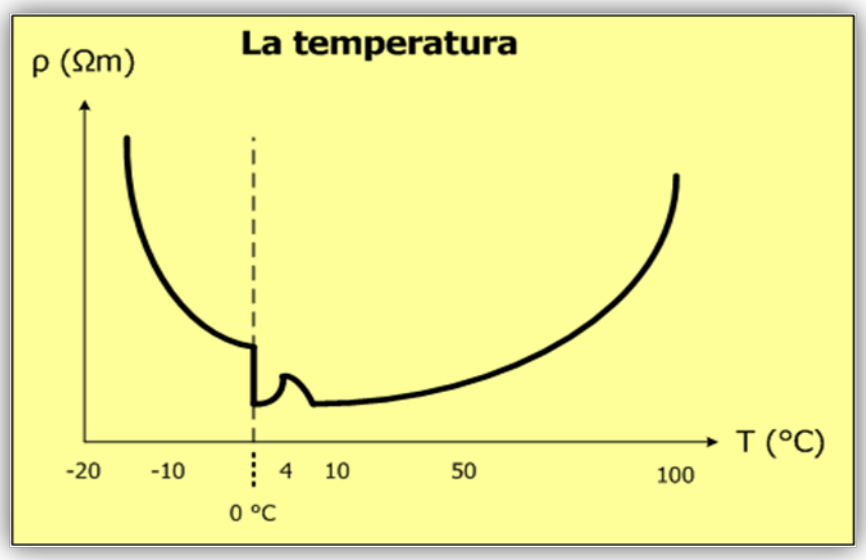
8.2.6.- Temperatura del terreno

- Aquí también la temperatura afecta en las mediciones ya que el calor crea una resistencia en el terreno, ya que es como si se tuviera un terreno seco. Y por el contrario a temperaturas muy bajas la poca humedad que hay en el terreno puede congelarse (solo la superficie del agua), y como se sabe el hielo no es un buen conductor por lo que se eleva la resistividad del terreno.

La característica térmica del terreno depende de:

- Su composición.
- De su grado de compactación.
- Del grado de humedad.

FIGURA 19.- Curva de comportamiento de resistividad del terreno vs temperatura

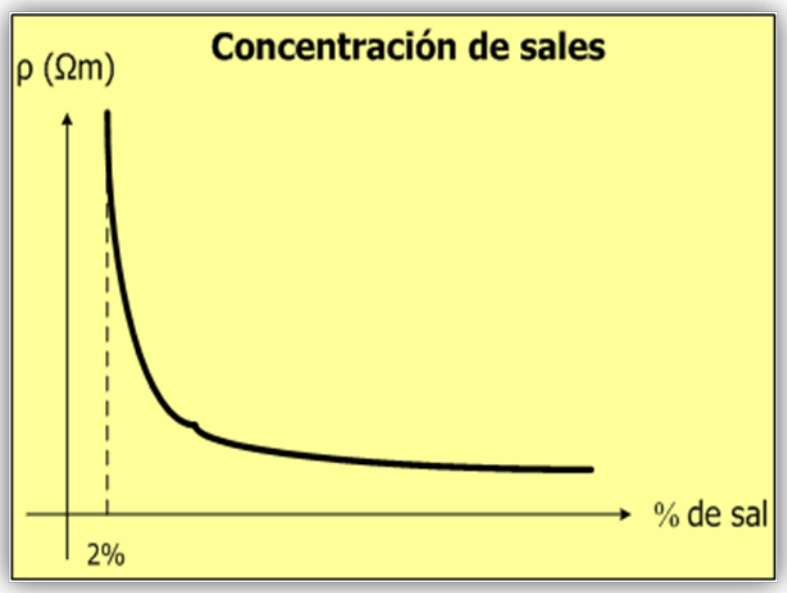


8.2.7.- Concentración de sales disueltas

Como se sabe el agua por sí sola no conduce la electricidad pero con sales se convierte en un excelente conductor, es por esto que mientras más sales contenga el terreno y este húmedo más bajo serán los valores de resistividad.

Mayor concentración de sales disueltas en un terreno, mejora notablemente la conductividad y por lo tanto la resistividad.

FIGURA 20.- Curva de concentración de sales del terreno vs resistividad



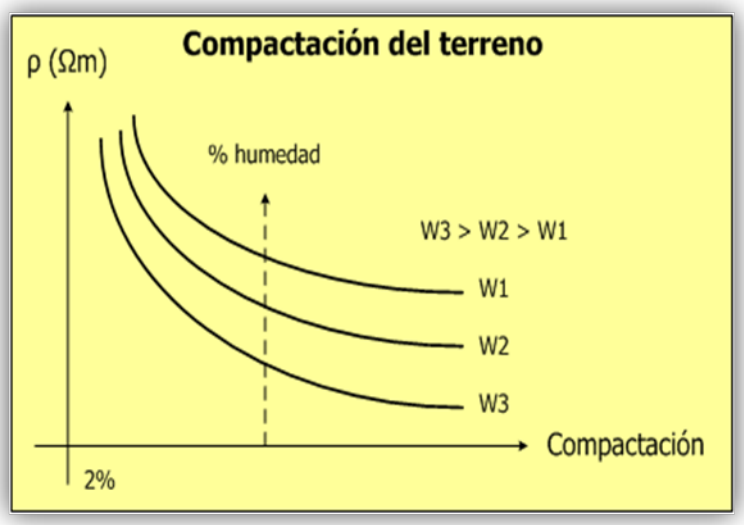
8.2.8.- Compactación del terreno

Cuando la compactación del terreno es grande, disminuye la resistividad.

Es recomendable que exista un buen contacto entre electrodo y el terreno; por lo tanto, es necesaria una compactación.

- Aquí la resistividad disminuye mientras más compactado este un terreno ya que cuando no está bien compacto hay pequeños espacios de aire los cuales impiden que la corriente eléctrica se pueda esparcir por el terreno.

FIGURA 21.- Compactación del terreno vs resistividad



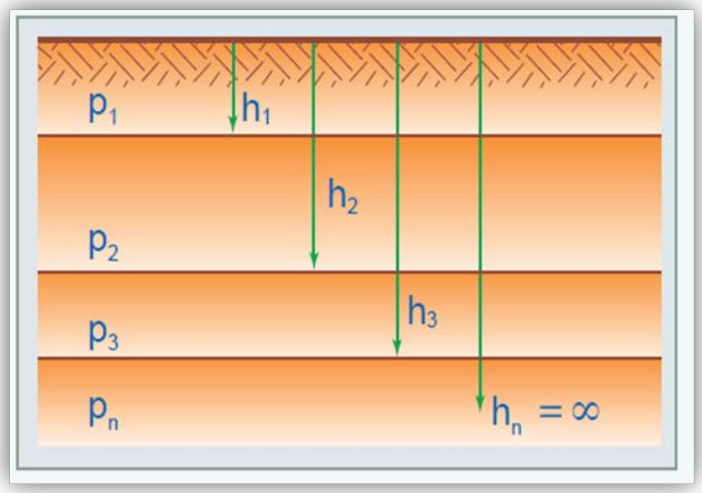
8.2.9.- Estratificación del terreno.

Para considerar que es la estratificación del terreno damos el concepto de esta rama que es la estratigrafía.

La **estratigrafía** es la rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal; cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas.

- El suelo está formado por capas (estratos) que tienen diferentes resistividades.
- La resistividad del terreno no es uniforme y depende de la característica de los estratos.

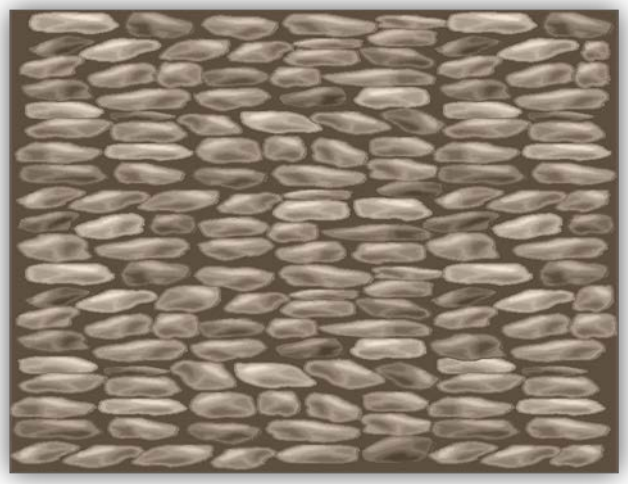
FIGURA 22.- Capas para el estudio de la estratigrafía



8.2.10.- Variaciones Estaciónales:

- Las estaciones también intervienen en el valor de la resistividad de un terreno ya que en una estación calurosa como lo es primavera el terreno estará mas seco que si se tuviera una estación con muchas lluvias y por esto los valores cambiarían según la estación del año en que nos encontremos es por esto que se recomienda hacer varias mediciones en diferentes estaciones del año para determinar la resistividad promedio.
- Debido a la uniformidad del terreno, cuando se mide la resistividad del terreno en un punto, por cualquier método, el valor que se obtiene es llamado resistividad media o aparente. Por esto se recomienda hacer varias mediciones en el terreno en diferentes posiciones y después sacar un promedio de estas para obtener un valor de resistividad más exacto.

FIGURA 23.- Ejemplo de un terreno en cualquier estación



El presente documento muestra las definiciones de los diferentes términos que abarca la puesta a tierra en centros de transformación y distribución.

8.3.- Definiciones

8.3.1.- Puente conexión o unión

Este puente es un conductor que nos sirve para proporcionar la conductividad eléctrica entre partes de metal que requieren ser conectadas eléctricamente.

FIGURA 24.- Conexión unión del transformador a la carcasa del tablero.

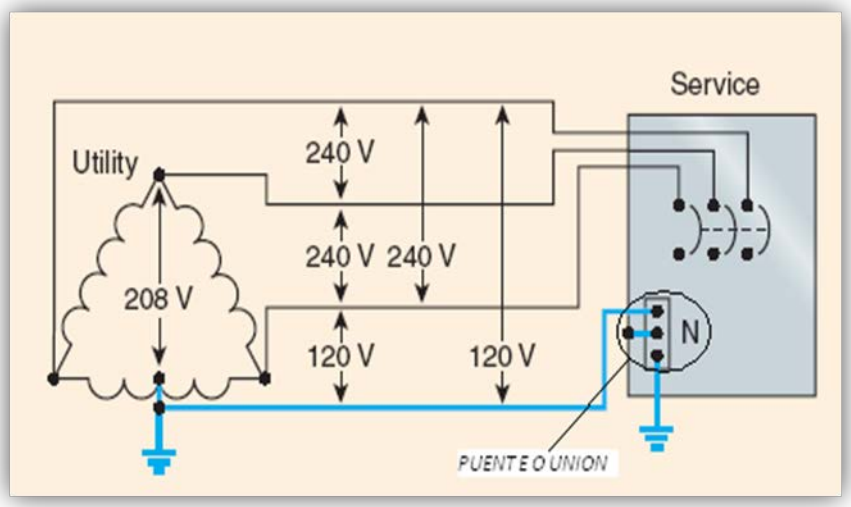
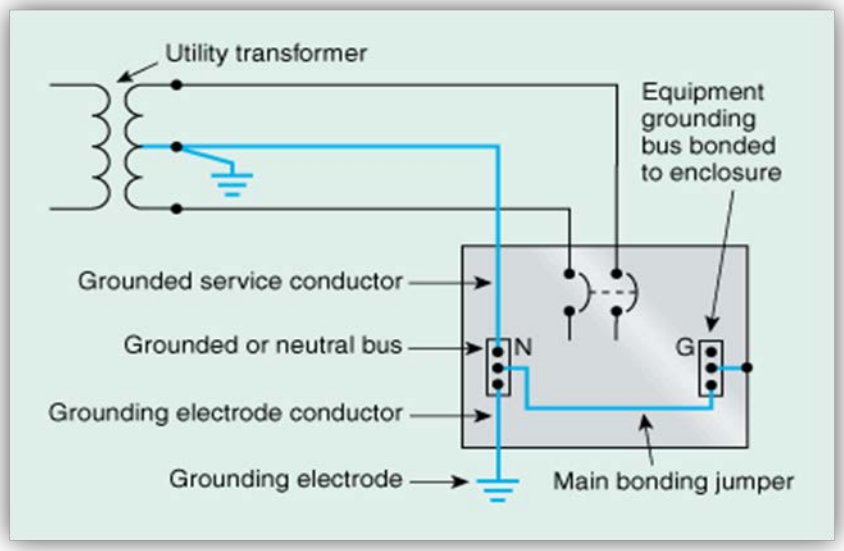


FIGURA 25.- Conexión unión del transformador a la tierra de servicio

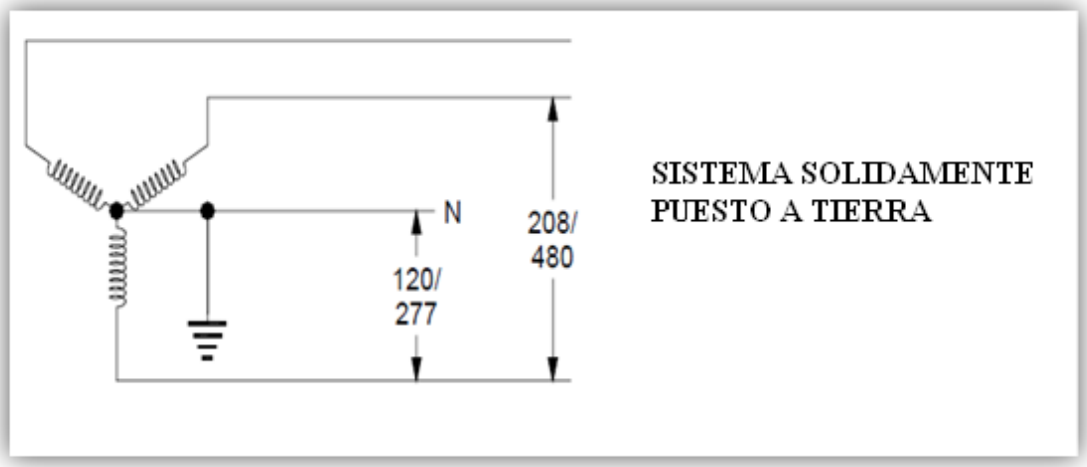


8.3.2.- Conductor conectado a tierra

O también conocido conductor neutro de acuerdo con la definición del código eléctrico.

Este sistema tiene la función de transportar la corriente de retorno del conductor de fase para un sistema monofásico y el retorno de la corriente de fase que no se cancelaron, para un sistema trifásico y monofásico de fase dividida o sistema monofásico de tres hilos.

FIGURA 26.- neutro de transformador puesto a tierra



El conductor conectado a tierra, llamado conductor neutro, de acuerdo al código, es la referencia a tierra debido a que, en un sistema conectado a tierra, se conecta a tierra en el transformador de la empresa suministradora de energia y este conductor conectado a tierra se trae a nuestros equipos de servicio a la entrada del edificio porque así lo exige.

En este punto se establece la unión neutro-tierra, en la barra de la tierra, y se conecta al conductor del electrodo de tierra el conductor neutro. Es decir el neutro es conductor conectado a tierra.

8.4.- Tierra en puestos de transformación

En los Puestos de Transformación aéreos, especialmente cuando el neutro del secundario está conectado a tierra, se podrá tener una tierra única de protección y de servicio.

No obstante, si de este puesto parten líneas aéreas de baja tensión, se recomienda conectar en el puesto de transformación de, cuba de transformador y las estructuras metálicas de los elementos de operación al sistema de tierra de protección, y en los postes vecinos la tierra de servicio.

FIGURA 27.- Transformador aéreo monofásico conectado a tierra.

En los puestos de transformación a Nivel o Subterráneo se utilizará una tierra común de protección y de servicio, la cual podrá estar constituida por una cañería metálica de agua, o uno o más electrodos de tierra dentro del mismo lugar.

FIGURA 28.- Transformador trifásico de potencia

8.5.- Conexiones de tierra para transformadores

En el sistema subterráneo, el neutro debe ser corrido desde la subestación hasta el lugar de la instalación del transformador, con conductor de cobre desnudo semiduro, calibre No. 2, 1/0 ó 3/0, según la capacidad del circuito.

En el sistema residencial subterráneo se deberá tener cuidado que esté conectado el puente del neutro de la boquilla de baja tensión (Xo) del transformador al conector de tierra en el tanque.

8.6.- Política de protección

El diseñador de la red es el responsable de definir las medidas de protección que hay que aplicar en cada transformador, en función de los criterios de continuidad y de calidad del servicio, de costes de inversión y explotación, de seguridad de bienes y de personas así como del nivel de riesgo admisible.

Las soluciones aplicadas son siempre un compromiso entre estos diversos criterios, siendo muy importante que el compromiso de equilibrio adoptado entre ventajas e inconvenientes esté perfectamente identificado.

Por ejemplo, un mismo explotador o distribuidor de energía puede aplicar soluciones muy diferentes en una parte de la red, urbana o rural, puesto que los criterios de potencia unitaria, de coste, de consecuencias en caso de incidente, no son los mismos. La gran fiabilidad de los transformadores es un elemento determinante en la elección que hacen los distribuidores en cuanto al coste unitario de los órganos de protección que pueden asociarse.

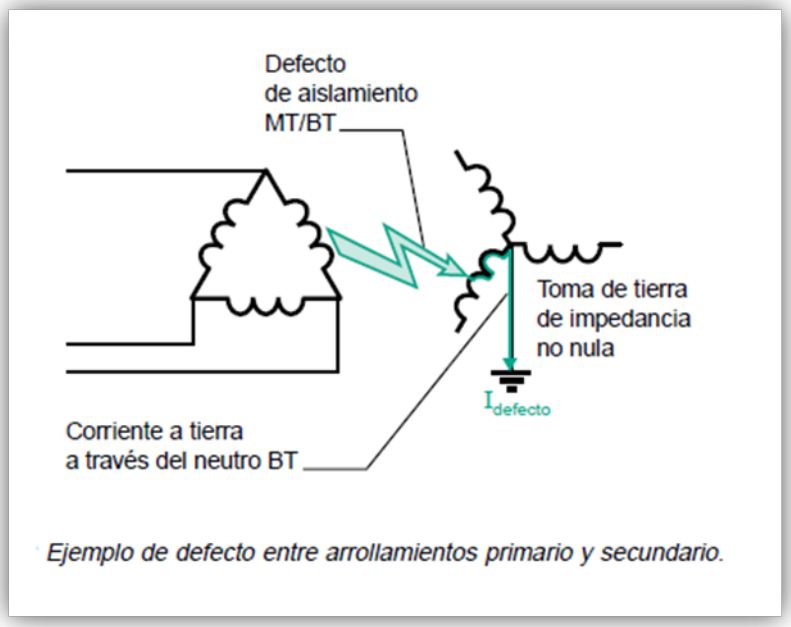
8.7.- Defectos a masa e influencia del régimen de neutro o esquema de conexión a tierra.

Los defectos entre arrollamientos MT y masa tienen su origen más frecuente en la perforación del aislamiento como consecuencia de una sobretensión.

Sin embargo, como ya se ha visto, también pueden ser consecuencia de defectos de tipo mecánico o debido a la evolución de un defecto eléctrico.

Las características de un defecto a masa, así como las posibilidades de diagnóstico dependen del modo de puesta a tierra de la red de alimentación y de la ubicación del defecto en el transformador.

FIGURA 29.- Defecto entre arrollamiento primario secundario en un transformador



En el caso de un neutro no distribuido en MT, conectado a tierra por una impedancia, el defecto hará aparecer una corriente a tierra función de la impedancia de neutro y de la posición del defecto en el arrollamiento. En el caso de una corriente de defecto muy baja, se corre el riesgo de que se produzca una elevación muy lenta de la presión, como en los defectos entre espiras. Una detección muy sensible de la corriente a tierra será un

medio de protección eficaz, pero, no siempre es posible realizar, técnica o económicamente, una protección de este tipo.

En el caso de una red con neutro sintonizado (puesta a tierra mediante una bobina de Peterson) el defecto de aislamiento de un transformador de inmersión tendrá un efecto de auto extinción recurrente. El bajo valor de la corriente de defecto permite su extinción espontánea en el aceite y la recuperación progresiva de la tensión, característica de una red con neutro sintonizado, pero se producirá un recebado unos milisegundos más tarde. La frecuencia del fenómeno va aumentando si hay una degradación progresiva debido a los sucesivos recebados del arco que van deteriorando la rigidez dieléctrica.

En el caso de una red con neutro conectado directamente a tierra y distribuido (red de 4 conductores, de tipo norteamericano) la presencia de una corriente de neutro es normal, debido a la existencia de cargas monofásicas; y la aparición de un defecto hará aumentar esta corriente (en función de la impedancia de la parte de arrollamiento no cortocircuitado). La situación es entonces similar a un autotransformador en cortocircuito. La corriente de defecto será siempre significativa y exigirá una rápida intervención, ya que hay peligro de explosión. Sin embargo, se corre el riesgo de que esta corriente de neutro no sea vista por las protecciones de red que están ajustadas para admitir una corriente de neutro importante (hasta el 40% de la corriente nominal de la línea). Por tanto, debe de ser la protección del transformador la que debe de poder actuar.

Una parte significativa de los defectos afecta a la masa del transformador, y por tanto a tierra. Por consiguiente, es útil una protección contra defectos a tierra. En condiciones normales la corriente a tierra será nula (salvo en las redes con neutro a tierra y distribuido); esta protección puede ajustarse a un valor bajo, por ejemplo 10% de la corriente asignada con una temporización de 100 ms, en el caso de utilización de transformadores de corriente, y algunos amperios en el caso de utilización de un captador de corriente residual.

8.8.- Esquema de conexión a tierra (ECT) en baja tensión

El ECT en BT determina la forma de conectar a tierra el secundario del transformador en MT/BT y las diversas maneras de poner a tierra las masas de la instalación.
La identificación de los tipos de esquema se expresa con dos letras:
La primera para la conexión del neutro del transformador (con 2 casos posibles):

- T para «conectado» a tierra
- I para «aislado» de tierra

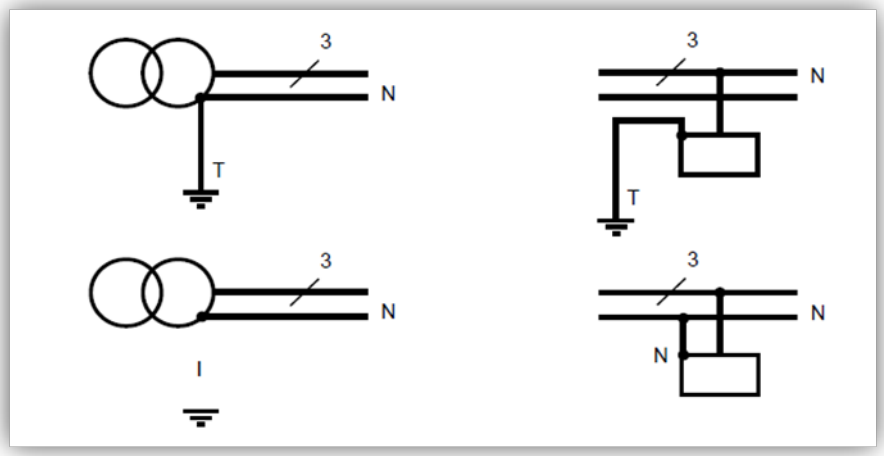
La segunda identifica el tipo de conexión de las masas de los receptores (con 2 casos posibles):

- T para «masa conectada directamente» a tierra

- N para «masa conectada al neutro» en el origen de la instalación

Dicha instalación que ha de estar conectada a tierra.

FIGURA 30.- Tipos de conexión a tierra en baja tensión



Modo de conexión a tierra del neutro de un transformador; y modo de conexión de las masas de los receptores electricos

La combinación de estas dos letras da tres configuraciones posibles:

- TT: neutro del transformador T y masa T
- TN: neutro del transformador T y masa N
- IT: neutro del transformador I y masa T

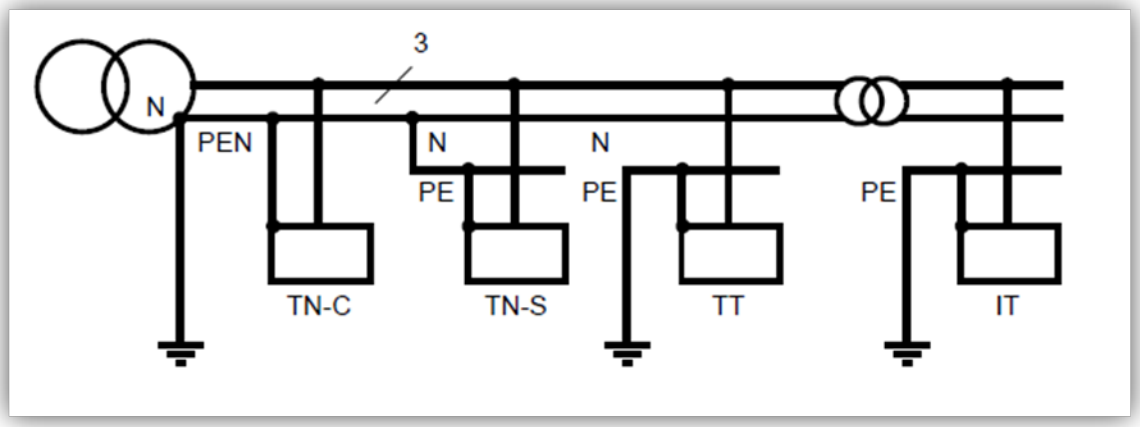
Nota 1: El esquema TN, según IEC 60364 y la Reglamentación AEA/02 implica varios subes quemas:

- TN-C: si los conductores del neutro N y el conductor de protección PE **c**oinciden (PEN).
- TN-S: si los conductores del neutro N y el conductor de protección PE están **s**eparados.
- TN-C-S: utilización de un TN-S aguas abajo de TN-C, (al revés, está prohibido).

Hay que destacar que, si se utiliza el TN, es obligatorio el TN-S para redes que tengan conductores de sección menor o igual que 10 mm2 de cobre.

Nota 2: Cada ECT puede aplicarse a todo el conjunto de una instalación eléctrica de BT; pero también pueden coexistir varios ECT en una misma instalación; ver, por ejemplo, la figura mostrado abajo.

FIGURA 31.- Ejemplo de coexistencia entre los diversos ECT



Nota 3: En Francia, según la norma NF C 13-100 que se refiere a los centros de distribución, para saber los riesgos que tienen su origen en MT, el ECT en BT se expresa con la ayuda de una letra suplementaria según la interconexión de las diferentes tomas de tierra.

letra suplementaria	tierra de la estación MT/BT	tierra de neutro BT	tierra de las masas de utilización BT
R (interconectadas)	■	■	■
N (del neutro)	■	■	□
S (separadas)	□	□	□

(■ = interconectadas, □ = independiente)

Conexión de las tomas de tierra en baja tensión con la celda del centro de transformación MT/BT

8.9.- Estudio de los esquemas de proteccion a tierra

Los tres ECT normalizados a nivel internacional se tratan actualmente en un buen número de normas nacionales: en Francia, por la norma de instalación BT NF C 15-100.

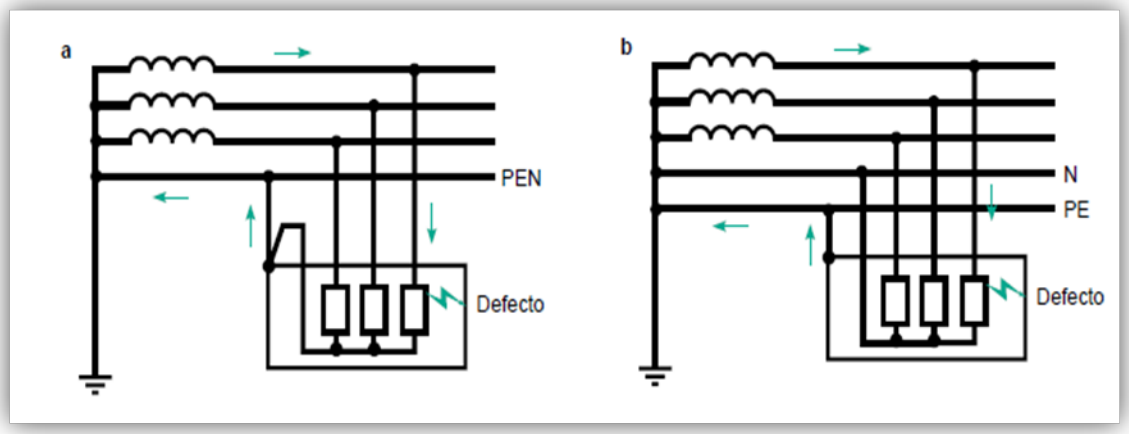
Estos tres regímenes de neutro se estudian con detalle en el Cuaderno Técnico nº 172, incluyendo para cada uno la presentación de riesgos y la aparamenta de protección asociada.

No obstante conviene recordar sucintamente sus principios de protección.

ESQUEMA TN

- El neutro del transformador está puesto a tierra
- Las masas de los receptores eléctricos están conectadas al neutro.

FIGURA 32.- Esquemas TN-C (a) y TN-S (b)



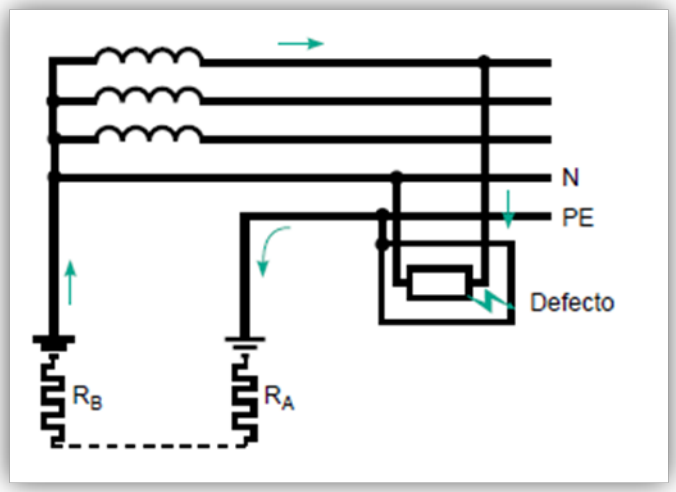
El defecto de aislamiento se transforma en cortocircuito y la parte en defecto es desconectada mediante la protección contra los cortocircuitos (DPCC).

La tensión de defecto Ud entre masa y tierra profunda, conocida como de «contacto directo» es aproximadamente igual a Uo/2 si la impedancia del circuito «ida» es igual a la del circuito «retorno». Superior a la tensión límite convencional (UL), cuyo valor es,

generalmente, de 50 V; necesita una desconexión tanto más rápida como mayor sea Ud frente a UL .

ESQUEMA TT

FIGURA 33.- El neutro del transformador está puesto a tierra.



Las masas de los receptores eléctricos también están conectadas a una toma de tierra. La corriente de defecto de aislamiento está limitada por la impedancia de las tomas de tierra y la parte en defecto está desconectada por medio de un Dispositivo Diferencial Residual (DDR).

La tensión de defecto es:

$$Uc = Uo \frac{RA}{RB + RA}$$

Superior a la tensión UL, el DDR entra en acción a partir de que

$$Id \Rightarrow \frac{Ul}{Ra}$$

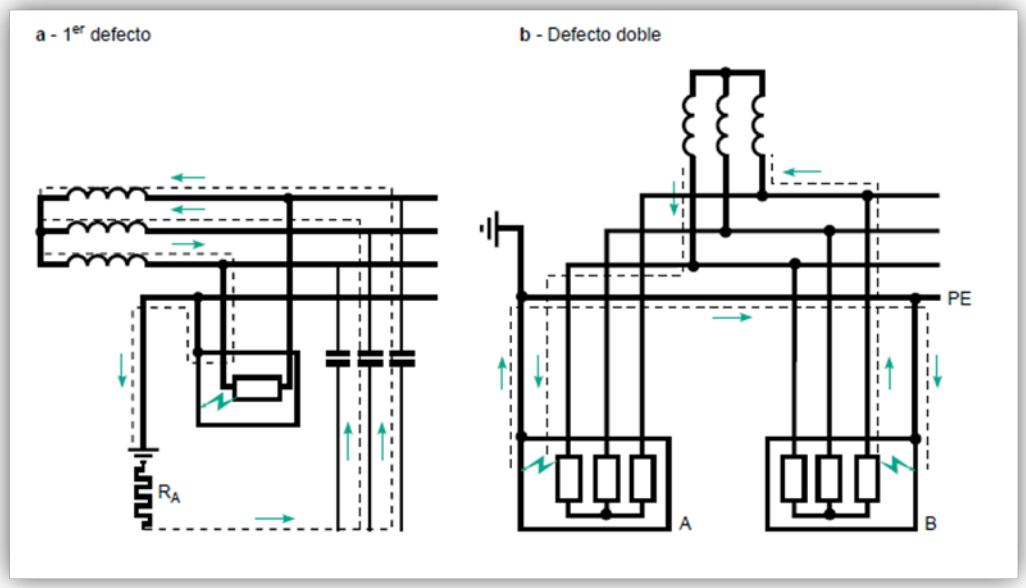
ESQUEMA IT

El neutro del transformador no está conectado a tierra. Teóricamente está aislado; de hecho, está conectado a tierra por las capacidades parásitas de la red y /o por una impedancia de alto valor ≈ 1 500 ohmios.

Las masas de los receptores eléctricos están conectadas a tierra. Si se produce un defecto de aislamiento, se desarrolla una pequeña corriente debida a las capacidades parásitas de la red. (Grafico a).

FIGURA 34.- Esquema de conexión a Tierra con resistencia limitadora.

FIGURA 35.- Esquema de conexión Tierra defecto doble.



La tensión desarrollada en la toma de tierra de las masas (a lo sumo algunos voltios) no presenta peligro.

Si aparece un segundo defecto (grafico b) cuando el primer defecto no ha sido aún eliminado, se produce un cortocircuito y serán los DPCC quienes aseguran la protección necesaria.

Las masas de los receptores implicados se llevan al potencial desarrollado por la corriente de defecto en su conductor de protección (PE).

8.10.- Métodos para elegir el correcto esquema de conexión a tierra

Los tres ECT mundialmente utilizados y normalizados por la CEI 60364 tienen como objetivo común la búsqueda de la mayor **seguridad** posible.

En el terreno de la protección de personas, los tres regímenes son equivalentes, si se respetan todas las reglas de instalación y utilización. Dadas las características específicas de cada régimen, no puede hacerse una elección apriorística.

Esta elección debe de ser el resultado de un acuerdo entre el usuario y el diseñador de la red (oficina técnica del instalador...), sobre:

- Las características de la instalación
- Las condiciones e imperativos de explotación.

Es ilusorio querer utilizar una red con neutro aislado en una parte de una instalación que, por naturaleza, tiene un mal nivel de aislamiento (sólo algunos miles de ohm): instalaciones viejas, muy extensas, con líneas a la intemperie...

Del mismo modo sería incongruente elegir una explotación con puesta al neutro en una industria donde son esenciales la continuidad del servicio o la productividad, e importante el riesgo de incendio.

Antes de empezar **no hay que olvidar que pueden coexistir los tres ECT** en una misma instalación eléctrica, lo que es una garantía de poder obtener la mejor respuesta a las necesidades de seguridad y de disponibilidad.

Además, **hay que asegurarse que la elección no venga ya recomendada o impuesta** por las normas o la legislación (Decretos y Reglamentos de los Ministerios).

Después, se tiene que **escuchar al usuario o cliente** para conocer sus exigencias y sus medios:

- necesidad de continuidad en el servicio
- servicio atenido o no
- riesgo de incendio.

Generalizando:

- Para la continuidad en el servicio y servicio atendido: la solución es el IT

- Para la continuidad en el servicio y servicio no atendido: ninguna solución es totalmente satisfactoria: preferir el TT con el que la selectividad al disparo es más fácil de instalar y que minimiza los daños respecto al TN. Las ampliaciones son fáciles de hacer (sin cálculos). continuidad en el servicio no obligatoria y servicio de mantenimiento competente: preferir el TN-S (reparación y extensiones rápidas y ejecutadas según las normas)

- continuidad en el servicio no obligatoria y sin servicio de mantenimiento: preferir el TT

- riesgo de incendio: IT si hay servicio de mantenimiento y se emplea DDR de 0,5 A, o TT.

- tener en cuenta la especificidad de la red o de los receptores:

- redes muy extensas o con una gran corriente de fuga: preferir el TN-S

- utilización de alimentaciones de emergencia y de socorro: preferir el TT

- receptores sensibles a grandes corrientes de defecto (motores): preferir el TT o el IT
- receptores con bajo aislamiento natural (hornos) o con filtros de HF importantes (grandes ordenadores): preferir el TN-S

- alimentación de sistemas de mando y control: preferir el IT (continuidad en el servicio) o el TT (mejor equipotencialidad de los aparatos de comunicaciones).

8.11.- Analisis del sistema sólidamente aterrizado

En sistemas sólidamente aterrizados, la tierra es común a todos los elementos y una falla a tierra se determina por la corriente que circula por ella.
Lo anterior no siempre se cumple. En sistemas industriales grandes o en redes de distribución, esto es común.

La razón principal es el costo elevado que esto implica.

Por qué es conveniente poner a tierra el neutro de los sistemas?

- Limitar la corriente máxima de falla a valores que no resulten perjudiciales a los generadores, transformadores y demás equipos del sistema.

Razones Principales para Reducir las Corrientes de Falla a Tierra.

- Reducir el riesgo de incendio de equipos eléctricos (cables, transformadores, máquinas rotatorias).
- Reducir riesgos de descarga eléctrica al personal causado por las corrientes circulantes en la trayectoria de retorno por tierra.
- Permitir el control de sobre-voltaje transitorio.

- Reducir el riesgo de explosión o flameo por arco al personal que pudiese estar expuesto a la Corriente de Falla.

La puesta a tierra del neutro, deberá permitir un flujo de corriente de falla suficiente para que las alarmas o relevadores de protección operen.

Existen dos tipos de resistencia para la puesta a tierra del neutro.

Baja Resistencia, limita la corriente al nivel mínimo (> 50 A) que permita que operen los relevadores de protección.

Alta Resistencia, ésta se dimensiona de manera que permita una corriente de falla máxima mayor que la corriente de carga capacitiva a tierra del sistema (usualmente 5A para sistemas menores de 1kV).

Sobre la Puesta a Tierra por Baja Resistencia.

8.12.- Estándar IEEE 142-1991 Prácticas Recomendadas para la Puesta a Tierra de Sistemas de Potencia Industriales y Comerciales.

Este método tiene la ventaja de liberar en forma selectiva e inmediata el circuito puesto a tierra. Requiere que la mínima corriente de falla sea suficiente para operar el relevador de falla a tierra.

8.13.- Estándar IEEE 242-1986 Prácticas Recomendadas para la Coordinación y Protección de Sistemas de Potencia Industriales y Comerciales.

La magnitud de la resistencia de puesta a tierra debe ser tal que permita circular corriente suficiente para que los relevadores de falla a tierra la detecten y liberen el circuito fallado.

En los casos en que el Sistema no está sólidamente aterrizado, la falla a tierra se determina por el desbalance en la corriente de carga.

En condiciones normales de operación las protecciones no deben actuar por desbalance, ya que desde el punto de vista práctico este no debe ser mayor al 30% del valor nominal de la carga.

En casos como el restablecimiento de “zonas oscuras” en sistemas de distribución, el desbalance suele “verse” como una falla a tierra.

En sistemas industriales se presentan casos similares, en arranques de planta principalmente de cargas monofásicas.

Puesta del Neutro a “Tierra Sólida” VS. “Tierra a través de Baja Resistencia”

Los sistemas sólidamente aterrizados son una mejora respecto a los “flotantes” y agilizan la localización de fallas.

No permiten limitar la corriente de falla como en los sistemas en que la puesta a tierra del neutro se realiza a través de baja resistencia.
La naturaleza del arco por falla a tierra en sistemas sólidamente aterrizados es conocida por la cantidad de energía disipada durante la falla.

Una medida aproximada de la energía disipada puede ser obtenida calculando los KWC (Kilowatt Ciclo) disipados en el arco utilizando la siguiente expresión;

KWC=Ifg*Tiempo/10

La siguiente tabla presenta una relación entre magnitud de la energía disipada y sus evidencias en el sistema.

FIGURA 36.- Tabla de energía disipada

100 KWC	Lugar de la falla identificable, marcas en el metal y manchas de humo
2000 KWC	El equipo normalmente podrá arreglarse limpiando las manchas de humo y reparando daños en el aislamiento
6000 KWC	Daños mínimos en el equipo
10,000 KWC	Falla probablemente contenida por el gabinete metálico
20,000 KWC	La falla probablemente quema un gabinete sencillo y se extiende a otras secciones
Más de 20,000 KWC	Destrucción considerable de la instalación

Ejemplo comparativo.

Considere un sistema con las siguientes características, 480 V, 2000 kVA y una corriente de falla a monofásica disponible de 30,000 A

Sí el sistema este sólidamente aterrizado y considerando que el interruptor abre en 10 ciclos, KWC = 30000*10/10= 30,000

Sí el sistema se aterriza con baja resistencia y se limita la corriente de falla a 400A se tiene que KWC = 400*60/10 = 2,400

8.14.- Sistemas no aterrizados

Ventajas

- Magnitudes de corrientes de falla a tierra bajas.
- No riesgos de arco eléctrico en fallas a tierra.
- Operación continúa después de la primera falla a tierra.

Desventajas

- Se dificulta la localización de las fallas a tierra, por lo tanto los costos que involucra la eliminación de manera permanente de la falla en general son altos.
- Riesgo de sobrevoltajes transitorios severos durante una falla a
- Una segunda falla a tierra da como resultado una falla entre líneas.

8.15.- Uso de Transformadores en Zig-ZAg

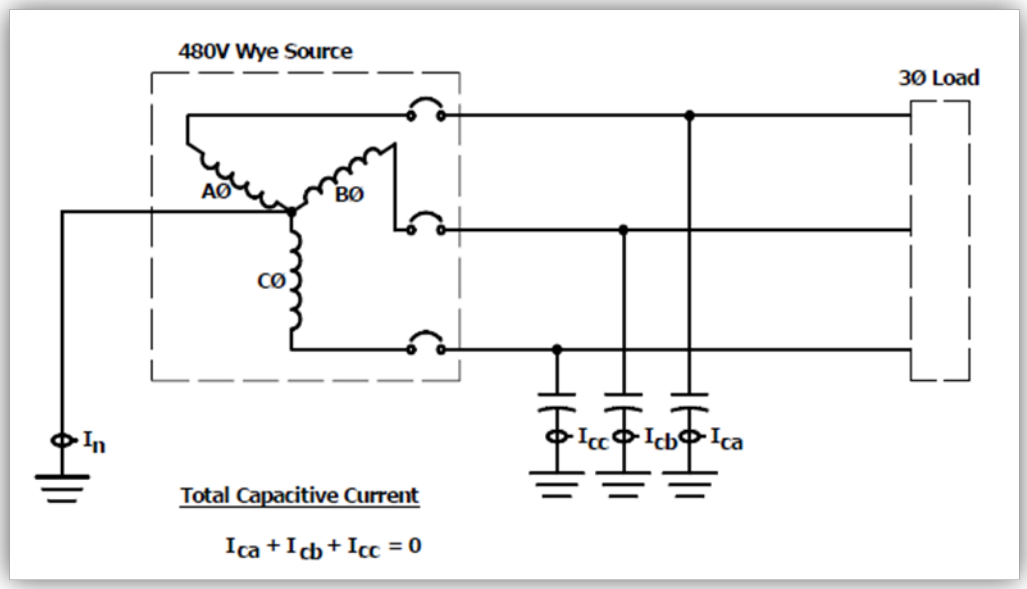
Se emplean en sistemas tipo DELTA y su objetivo es crear una tierra “artifial” en este tipo de sistemas.
Permite detectar y liberar en forma selectiva fallas a tierra en este tipo de sistemas.
La detección se realiza conectando un relé51N entre el punto de tierra y el neutro del transformador.

La selectividad se puede lograr de la manera siguiente;

Normalmente en los circuitos fallados existen o pueden existir protecciones de falla a tierra (Casi todos los relés electrónicos multifunción tienen esta función) en el caso de la configuración en Delta esta función normalmente está inhibida.

Al disponerse de una trayectoria para las corrientes de falla a tierra creado artificialmente por el TR Zig-Zag se activa la función y se coordina con el 51N conectado entre tierra y el neutro del transformador.

FIGURA 37.- Sistemas sólidamente aterrizado

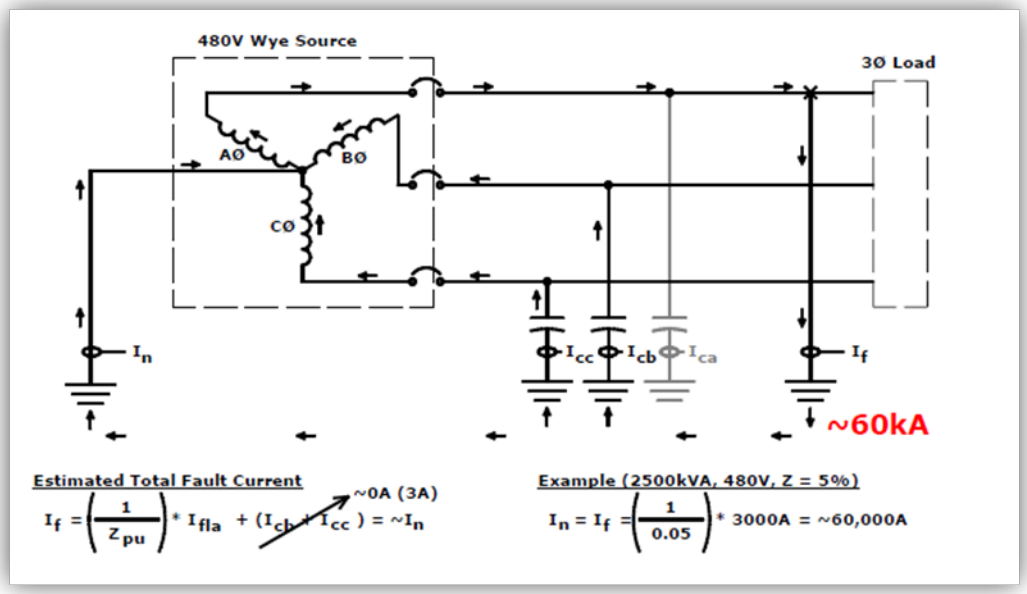


8.16.- Distribución de la corriente de falla

Un valor grande de la corriente de falla causará daños severos.

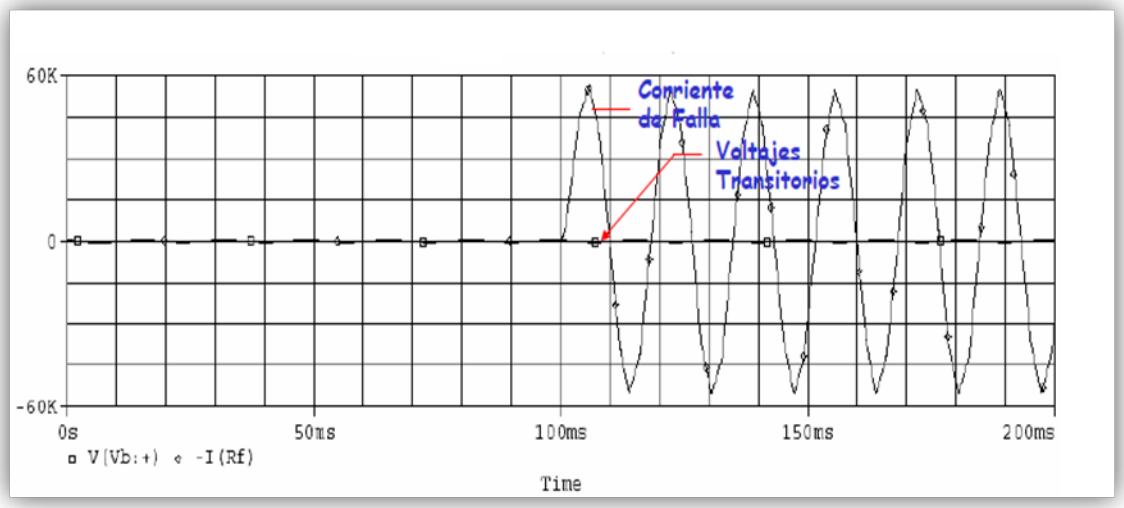
Si los dispositivos de protección de sobre corriente se coordinan adecuadamente liberaran la falla de manera adecuada y el daño se considera aceptable.

FIGURA 38.- Diagrama de distribución de la corriente de falla



Estos datos fueron tomados con un osciloscopio.

FIGURA 39.- Muestra en Osciloscopio de corrientes de falla



8.17.- Sistema aterrizado, “falla de alta impedancia”

Corriente de falla baja, los dispositivos de protección no operan y se pueden causar serios daños al equipo.

FIGURA 40.- Diagrama de falla de alta impedancia

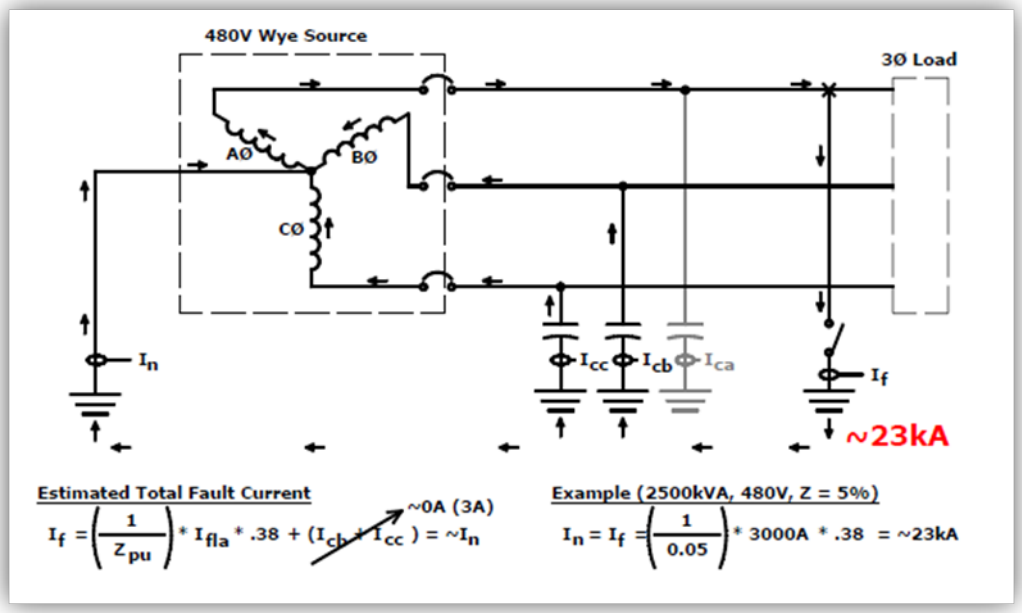
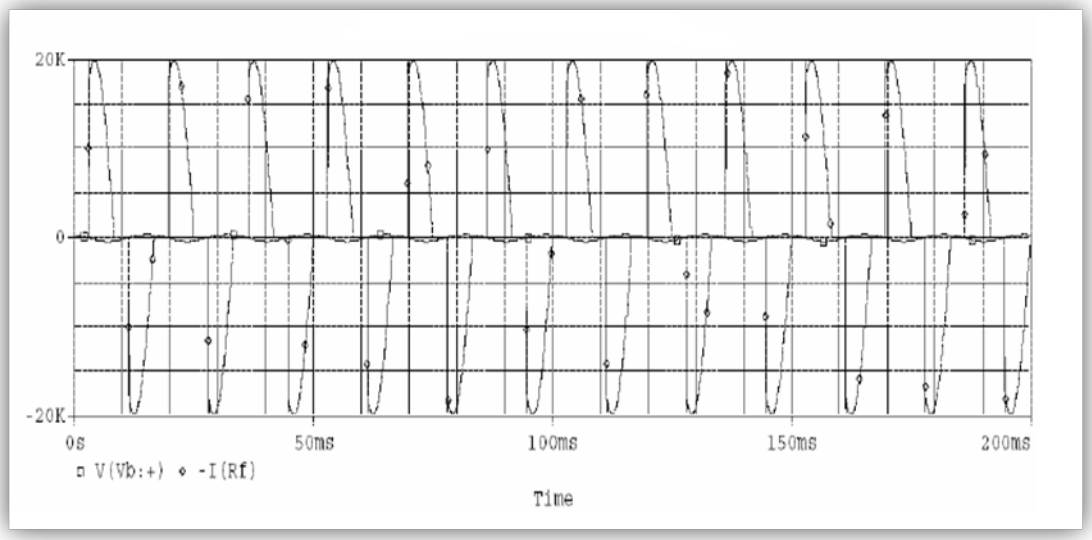



FIGURA 41.- Oscilaciones en corrientes de falla en mili segundos