

Capítulo 2

Representación de Sistemas de Potencia

2.1 Introducción

El estudio de los grandes sistemas de potencia, desde el punto de vista cuantitativo, obliga a una representación fiel de las características y elementos que conforman al sistema de potencia. Pudiéndose distinguir dos muy diferentes modos de representación, la individual de cada componentes, destinado al análisis de operación en forma aislada, y la más compleja aún, la integración de todos los elementos para realizar la simulación del comportamiento del sistema en forma global, lo que permitirá estudiar en condiciones normales o anormales al sistema de potencia.

2.2 Representación de un Sistema de Potencia

Uno de los aspectos más importantes a considerar el estudio de los sistemas eléctricos de potencia, es su representación, la cual sin duda es el punto de partida de los análisis y estudios posteriores.

La representación de un sistema de potencia, en forma más sencilla va consistir de un diagrama, en el cual se han de colocar toda la información de los elementos y estructuras que constituyen el sistema de potencia.

La forma y composición de la representación del sistema de potencia va a depender en forma directa del análisis que se pretenda llevar a cabo; de ahí, que sean posibles elaborar dos tipos de diagramas, uno en el cual se realice una representación general del sistema pero informativa (*Diagrama unifilar*), y otra exhaustiva y particular a cada uno de los elementos que conforman el sistema de potencia con sus valores (*Diagrama de Impedancia*).

La realización de un diagrama del sistema de potencia, en donde el diagrama completo del sistema trifásico se realizado, es pocas veces útil y mucho menos necesario para llevar la más uniforme y detallada información del sistema, ya que en muchas ocasiones en vez de mostrar la información la esconde.

2.2.1. Diagramas Unifilares (*One-Line Diagram*)

En el análisis de un circuito eléctrico trifásico balanceado en condiciones simétricas, se puede realizar la simplificación del estudio tomando un circuito monofásico equivalente, conformado por una de las líneas y su respectivo neutro de retorno.

En el caso de los sistemas de potencia reales, su naturaleza es trifásica, en el cual se generan tensiones y corrientes balanceadas, pero en el cual las impedancias por fase difieren (por asimetrías de las líneas no transpuestas, imperfecciones en generadores y transformadores, naturaleza asimétrica de la carga, etc), se pueden considerar como totalmente simétricos balanceados.

De modo que en raras ocasiones se hace necesario emplear una representación más detallada del sistema de potencia que la de su equivalente monofásico.

Cuando un equivalente por fase de un sistema trifásico es simplificado suprimiendo el camino de cierre de corrientes por el neutro¹, y se sustituye cada elemento por un símbolo normalizado y estandarizado surge, como resultado el denominado *diagrama unifilar*.

Un diagrama unifilar es la representación del sistema trifásico que se obtiene al reemplazar los diferentes elementos del sistema en el equivalente por fase por simples símbolos utilizados y normalizados suprimiendo el camino de retorno.

Los objetivos de un diagrama unifilar son:

- Permitir una representación del sistema en forma más simple.
- Mostrar concisamente los datos más importantes o características del sistema.

La cantidad de información y los elementos que son representados en el diagrama unifilar dependen del tipo de estudio que se realiza.

Por ejemplo, para el Estudio de Flujo de Cargas, no es relevante que se represente la ubicación de los interruptores, caso contrario para el Estudio de Coordinación de protecciones, donde es transcendental la ubicación y características de los interruptores, relés, y transformadores de medida. En los estudios de Estabilidad en Régimen Transitorio, se hace necesaria la constante de inercia de las máquinas y las constantes de tiempo de los reguladores, información que no es necesaria en los estudios de Cortocircuito.

Los símbolos de los elementos eléctricos empleados en los diagramas unifilares, se encuentran normalizados, de manera que se permita una interpretación fiel en cualquier momento. La estandarización o normalización para los elementos del sistema de potencia, trae como consecuencia que pueda existir representaciones distintas para los mismos elementos, dependiendo del país o de la empresa en que se realice el estudio

En Venezuela, COVENIN, Comisión Venezolana de Normas Industriales en su norma COVENIN 391, ha establecido los símbolos gráficos de uso común en la representación de esquemas y diagramas eléctricos de sistemas de potencia, con el fin de hacer más fácil el intercambio de información.

En Venezuela existe además CODELECTRA, Comité de Electricidad, quien junto a COVENIN son los organismos encargados de elegir los símbolos gráficos aplicados a los sistemas de potencia.

En general, COVENIN adoptó los símbolos estandarizados en las normas de la Comisión Electrotecnia Internacional (IEC), y cuando esta presenta varias alternativas para un mismo símbolo se escogió el que tenía un uso más generalizado en Venezuela.

En el ámbito mundial los símbolos eléctricos se encuentran regidos por:

¹ Debido a que los sistemas de potencia son trifásicos balanceados independientemente que estén constituidos por tres hilos o tres hilos y un neutro, se puede utilizar la representación por una sola fase

Tabla 2.1. Diferentes Estándares a Nivel Regional y Mundial

Siglas	Significado	País
Estándares Europeos		
CENELEC	European Committee for Electromechanical	Comunidad Económica Europea
BS	British Standard	Inglaterra
DIN	Deutsche Institut Für Normung	Alemania
IEE	Institute of Electrical Engineer	Inglaterra
CEI	Comitati Electritecnico Italiano	Italia
VDE	Verband Deutsher Elektrotechniker	Alemania
Estándares Americanos		
ANSI	American National Standard Institute	EE.UU.
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineer	EE.UU.
ISA	Instrument Society of America	EE.UU.
UL	Underwriters Laboratories	EE.UU.
Estándares Mundiales		
IEC	International Electromechanical Institute	

La American National Standard Institute (ANSI) y el Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) son los dos entes que a escala mundial poseen mayor reconocimiento en sus simbología².

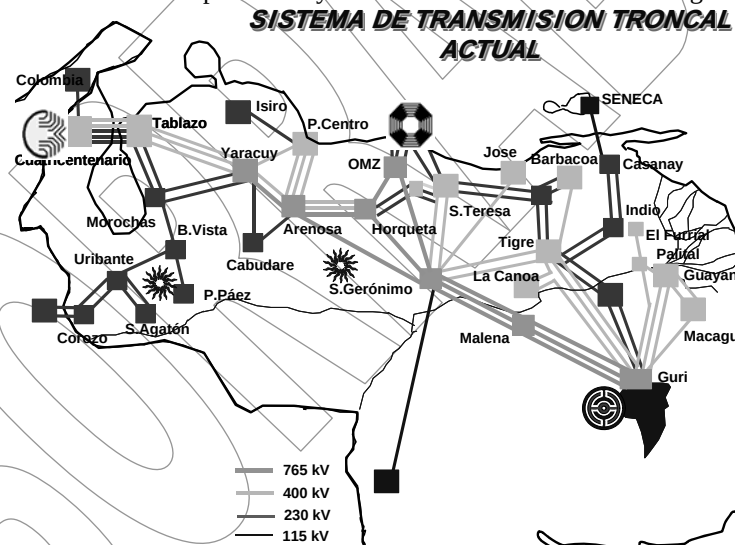


Fig. 2.1. Estructura del Sistema Interconectado Nacional (1999)

En la Figura 2.1, se muestra un diagrama unifilar informativo, en el cual solo se da información de las principales instalaciones del sistema de transmisión venezolano en 765, 400, 230 y 115 kV.

Barra: (*Bus*) es una conexión de impedancia cero, donde se conectan diferentes elementos de un sistema tal como: Transformador, Líneas, Generadores, Cargas, etc.

² Consultar IEEE (1971). *Graphics Symbols for Electrical and Electronic Diagrams* Y32.2-1971, o la norma : IEEE Std 315-1971.

Tabla 2.2. Símbolos de Elementos Generales de Sistemas de Potencia, Norma ANSI e IEC

	<i>Norma IEC</i>	<i>Norma ANSI</i>
Transformador de dos devanados		
Transformador de tres devanados		
Reactor		
Impedancia		
Sistema exterior		
Generador		
Motor de inducción		
Motor de síncrono		
Carga		
Fusible		
Interruptor de potencia		

En la Figura siguiente se muestra un ejemplo de un sistema de potencia tradicional

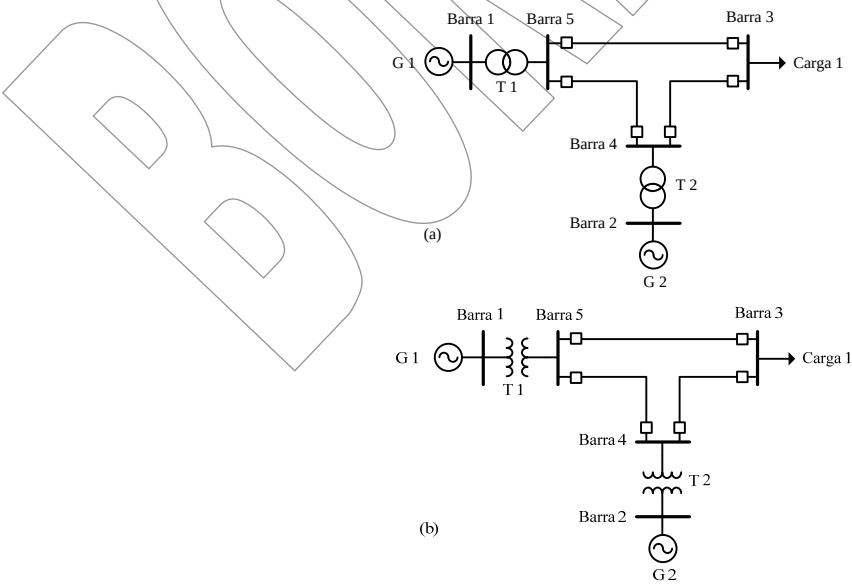


Fig. 2.2. Diagrama Unificar de un sistema de potencia típico, (a) Norma IEC (b) Norma ANSI

2.2.2. Diagramas Trifilares

En ocasiones el estudio, o el análisis que se realiza a los sistemas de potencia requieren de una información completa, de cada uno de los elementos que están conectados en las fases del sistema de potencia.

Los *diagramas trifilares*, son una representación completa de los elementos conectados a las tres fases del sistema de potencia, en donde se detalla con una simbología adecuada, conteniendo la información de cada elemento.

La representación trifilar, incluye la conexión de todos los elementos por fase y en especial aquellos elementos conectados al neutro del sistema, esto resulta útil, ya que aclara detalles específicos de conexión en los elementos. En la construcción de instalaciones eléctricas de potencia: centrales de generación, subestaciones, etc., se suelen entregar el diagrama unifilar esquemático de la forma de conexión eléctrica de los equipos, acompañado de un diagrama trifilar, donde se presentan los principales detalles de conexión de los elementos.

En aquellos casos en que se requiere un conocimiento exacto de los modos de conexión de los elementos del sistema de potencia, se hace uso del diagrama trifilar; su principal desventaja es que aglutina demasiada información y por lo general, estos planos son de dificultosa lectura.

2.3 Modelado (*Modeling*)

El modelado a escala de un sistema de potencia, como medio para el análisis del rendimiento es impracticable. Sin embargo, los modelos a escala de ciertos componentes mecánicos de los sistemas de potencia son usados para evaluar sus características. Esto es frecuente en el caso con elementos de plantas hidroeléctricas, tales como turbinas, casos de espirales, compuertas, tuberías forzadas, etc.

Sin embargo, mucha experiencia es requerida para establecer la escala y los factores de normalización, construir el modelo, obtener datos significativos por mediciones, e interpretar y extrapolar los resultados.

Las computadoras digitales pueden ser programadas para resolver un gran número de ecuaciones simultáneas fácilmente y emprender sin mucho esfuerzo el manejo de álgebra y grandes matrices. Esto hace a las computadoras particularmente útil para aplicaciones en el análisis de sistemas de potencia. Una inmensa variedad de programas han sido escritos para estudiar un incremental número en el campo eléctrico. Estos programas son usualmente elaborados para obtener datos información en la forma números resultando más eficiente que los ajustes de las computadoras analógicas, pero esto obliga a que el análisis del sistema de potencia requiera modelar el sistema cuantitativamente.

El modelo de un elemento, es una abstracción de una situación real que permite poder simular el comportamiento del elemento cuantitativamente, sin llegar a un análisis físico real de la situación.

Sin duda, que los modelos pueden ir desde los más complejos y detallados a los más sencillos, todo función, de cuan tan exacto se requiera recrear la situación real; un modelo ideal, es aquel que es simple al tiempo que aproxima en forma fiel la situación real.

En el análisis de sistemas de potencia es necesario considerar todos los elementos que lo constituyen con sus respectivos modelos equivalentes, de manera de poder simular el comportamiento de cada elemento y en forma integral del sistema de potencia; el tipo de modelo y su exactitud va a depender de la naturaleza del estudio y la exactitud que se requiera.

Los elementos pasivos en los sistemas de potencia son tales como las líneas de transmisión, transformadores y capacitores, estos son considerados lineales son modelados por una o más de las cantidades eléctricas; resistencia, inductancia, capacitancia. Los elementos activos son tales como motores, generadores, condensadores sincrónicos, y otras cargas como hornos, elementos ajustables de velocidad, etc. Los elementos activos poseen componentes que son no lineales, pero que bajo algunas restricciones pueden ser considerados

lineales. Uno o más parámetros del modelo de unos elementos activo varían en función del tiempo, ángulo de fase, frecuencia, velocidad, etc.

2.4 Modelo del Generador Sincrónico

Las máquinas sincrónicas son empleadas en los sistemas de potencia como generadores de potencia activa y reactiva, aunque en ocasiones se emplean en forma exclusiva para la generación de potencia reactiva (condensador sincrónico).

En función a la geometría de su rotor constructivamente se diferencian dos tipos de generadores: *Rotor Liso o cilíndrico* y *Rotor de Polos salientes* (ver Figura 2.2)

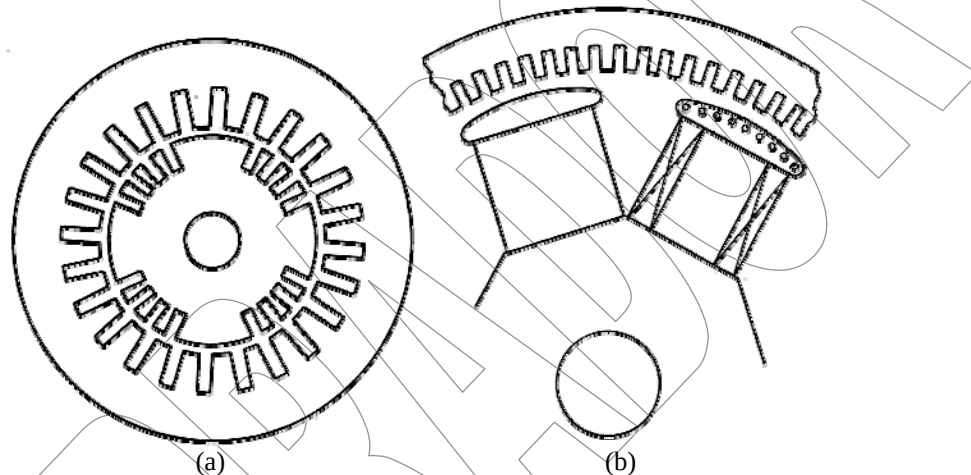


Fig. 2.3. Construcción de tipos de rotores (a) rotor cilíndrico (b) rotor de polos salientes

Los generadores cuya construcción poseen rotores lisos o cilíndricos, son característicos de las centrales térmicas y nucleares con una velocidad de giro elevadas (3000 o 3600 rpm y 1500 o 1800 rpm, para frecuencias de 50 y 60 Hz respectivamente) mientras que los rotores de polos salientes encuentran su aplicación en plantas hidroeléctricas, donde la velocidad del rotor, por lo general es menor, y en consecuencia el número de polos es mayor. La diferencia de aplicación estriba en gran parte por los requerimientos mecánicos a que esta parte móvil se ve sometida durante el giro.

En el caso de Venezuela, los generadores de la Central Hidroeléctrica Raúl Leoni, Gurí, son de polos salientes de 700 MVA (Casa de Máquinas II) que junto a las de Itaipú en Brasil/Paraguay son los generadores más grandes del mundo; por otra parte, en la planta termoeléctrica del Centro, los generadores son de rotor liso y de 400 MW de capacidad.

Aunque ambos tipos de construcciones para rotores de generadores son empleados en la generación de electricidad dentro de los sistemas de potencia, su comportamiento eléctrico se ve seriamente afectado por la naturaleza constructiva de su rotor.

En el caso del rotor liso, por su forma constructiva denota un entrehierro que es constante a todo lo largo de la superficie del rotor, por lo que la conductividad magnética será también igual en todas las direcciones. En el caso de los rotores de polos salientes, el entrehierro de espesor variable afecta de sobremanera los parámetros que caracterizan a la máquina.

Un punto importante, es establecer el circuito equivalente para el generador sincrónico, para poder simular el comportamiento que el generador presentará ante cualquier situación en el sistema de potencia.

Para comenzar se tratará el caso más sencillo, el de la máquina sincrónica de rotor liso.

Considere que se trata de una máquina de rotor cilíndrico en condiciones tal que no existe saturación y en régimen estacionario.

El generador de rotor liso, esta constituido por un bobinado trifásico en el estator, y por un bobinado monofásico en el rotor. Cuando el devanado rotórico es energizado con una corriente continua, se produce un campo magnético Φ_f estacionario respecto al rotor, pero rotativo con respecto al estator.

Cuando este campo interactúa con las bobinas arrolladas en el estator induce tensión en estos, igual en magnitud E_f , pero defasadas en el tiempo, ya que son afectadas por el campo en momentos diferentes.

El voltaje inducido E_f de cada fase esta retrasado en fase 90° respecto del campo magnético Φ_f . Si en los terminales del bobinado trifásico en el estator del generador, se conecta una carga balanceada, comenzará una circulación de corriente I , la cual produce un campo magnético Φ_{ar} en fase con estas corrientes, y que además rota a la velocidad del rotor y en su mismo sentido, y en la misma dirección del campo principal Φ_f . El campo estatorico Φ_{ar} se sumará o se restará con el campo principal, dependiendo del factor de potencia de la corriente estatorica I . El efecto de los campos estatoricos y rotorico combinados es un campo resultante Φ_r , el cual induce en el entrehierro un voltaje E_r , proporcional a la magnitud de Φ_r pero retrasado 90° . El voltaje en terminales de la máquina será el voltaje generado en el entrehierro, menos la caída de tensión en el bobinado es decir:

$$V_t = E_r - R_a I_t - jX_s I_t \quad (1)$$

siendo R_a , la resistencia óhmica del bobinado estatorico y X_s , la reactancia sincrónica.

Bajo las condiciones antes mencionadas el circuito equivalente por fase de la máquina consta de una fuente ideal de tensión E_r , que puede considerarse como la suma vectorial de la tensión E_f inducida por el campo del rotor, y E_{ar} por el del estator; y en serie con la resistencia del inducido R_a y la reactancia total o sincrónica X_s . La reactancia total es la suma de la reactancia principal o de reacción X_f y la reactancia de dispersión X_l .

Por último, el circuito equivalente de una máquina de rotor cilíndrico no saturado sometida a un sistema polifásico equilibrado queda representado por (por fase) una tensión E_f creado por el campo del inductor, en serie con una impedancia única, que recibe el nombre de impedancia sincrónica. La reactancia sincrónica X_s toma en consideración todos los flujos creados por las corrientes polifásicas equilibradas del estator, mientras que la tensión E_f toma en consideración el flujo creado por la corriente del rotor.

En el caso de una máquina de polos salientes, la reactancia del inducido depende del entrehierro y denota una dependencia direccional. La reactancia sincrónica se descompone entonces en una componente longitudinal X_d y una transversal X_q .

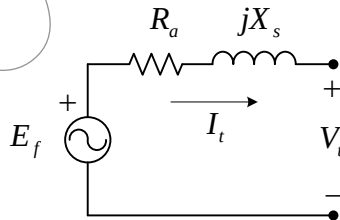


Fig. 2.4. Modelo equivalente de una máquina sincrónica de rotor liso en condiciones no saturada

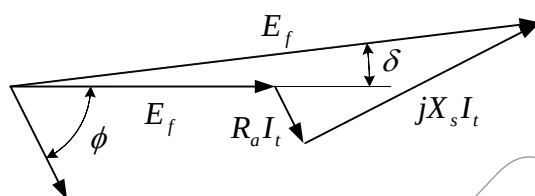


Fig. 2.5. Diagrama Fasorial de un Generador de Rotor Liso

Tabla 2.3. Reactancia aproximada de motores en porcentaje

Tipo de Motor o grupo de motores	Reactancia Subtransitoria X''_d	Reactancia Transitoria X'_d
<i>Individuales :</i>		
Sincrónicos, grandes, 6 polos	0.10	0.15
Sincrónicos, grandes, 8 - 14 polos	0.15	0.24
Inducción	0.25	-
<i>Grupos de Motores:</i>		
Sincrónicos, tensión > 600 V	0.15	0.25
Sincrónicos, tensión < 600 V	0.25	0.33
Inducción, tensión > 600 V	0.20	-
Inducción, tensión < 600 V	0.25	-

Fuente: Lazar, I (1969). *Calculating Industrial Short Circuit Current. Power Magazine*

Tabla 2.4. Valores Típicos de Impedancia de Motores y Capacidad para ser usados cuando el valor exacto es desconocido, IEEE Std 141-1986

Tipo de Máquina	Equivalente
Motor de Inducción	1 HP = 1 KVA
Motor Sincrónico FP =0.8	1 HP = 1 KVA
Motor Sincrónico FP=1.0	1 HP = 0.8 KVA
Tipo de Motor	X''_d
Motores Sincrónicos	
2- 6 polos	0.15
8 - 14 polos	0.20
16 polos o más	0.28
Grandes motores individuales de inducción, usualmente de medio voltaje	0.167
Todos los otros, 50 HP o más	0.167
Todos menores a 50 HP, usualmente de bajo voltaje	0.167

Nota: La Impedancia de los motores esta dada en por unidad, en la base de potencia de los KVA del motor.

Tabla 2.5. Valores Típicos de Reactancias de Máquinas Sincrónicas

<i>Clase de máquina</i>	X_d (no saturado)	X_q (corriente nominal)	X'_d (voltaje nominal)	X''_d (voltaje nominal)	X_2 (corriente nominal)	X_0 (corriente nominal)
Turbogenerador de dos polos	1.20 0.95-1.45	1.16 0.92-1.42	0.15 0.12-0.21	0.09 0.07-0.14	$= X''_d$	0.03 0.01-0.08
Turbogenerador de cuatro polos	1.20 1.00-1.45	1.16 0.92-1.42	0.23 0.20-0.28	0.14 0.12-0.17	$= X''_d$	0.08 0.05-0.14
Generadores y Motores de polos salientes (con arrollado amortiguadores)	1.25 0.60-1.50	0.70 0.40-0.80	0.30 0.20-0.50	0.20 0.13-0.32	0.20 0.13-0.32	0.18 0.03-0.23
Generadores de polos salientes (sin arrollado amortiguadores)	1.25 0.60-1.50	0.70 0.40-0.80	0.30 0.20-0.50	0.30 0.20-0.50	0.48 0.35-0.65	0.10 0.03-0.24
Condensadores sincrónicos (enfriamiento por aire)	1.85 1.25-2.20	1.15 0.95-1.30	0.40 0.30-0.50	0.27 0.19-0.30	0.26 0.15-0.40	0.12 0.025-0.15
Condensadores sincrónicos (enfriamiento por hidrogeno a 0.5 PSI por KVA nominal)	2.20 1.50-2.65	1.35 1.10-1.55	0.48 0.36-0.60	0.32 0.23-0.36	0.31 0.22-0.48	0.14 0.030-0.18

Fuente : Westinghouse Electric CO. (1964) *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Pittsburg, EEUU

Tabla 2.6. Valores Típico de Reactancias en por unidad para Máquinas Rotativas (50Hz)

<i>Tipo</i>	<i>MVA</i>	<i>MW</i>	<i>Tensión KV</i>	X''_d	X'_d	X_d	X_2	X_0	<i>SCR</i>
Turboalternador	75	60	11.8	12.5	17.5	201	13.5	6.7	0.55
	125	100	13.8	20.0	28.0	206	22.4	9.4	0.58
	324	275	16	16.0	21.5	260	18.0	6.0	0.40
	353	300	18.5	19.0	25.5	265	19.0	11.0	0.40
	588	500	22	20.5	28.0	207	26.0	15.0	0.40
	776	660	23	23.0	28.0	207	26.0	15.0	0.50
	70	56	11.8	10.0	14.0	175	13.0	5.0	0.68
Turboalternador con turbina a gas	87	70	11.8	14.0	19.0	195	16.0	7.5	0.55
Generador de polos salientes sin arrollado amortiguador			11	22.0	33.0	110	22.0	6.0	

Fuente: The electric council (1969). *Power System Protection*, Vol. 1. Mc Donald and Co.

Tabla 2.7. Valores Típicos de Reactancias de Cortocircuito de Transformadores de Potencia de Dos Arrollados

Tensión Nominal de los arrollados		Impedancia en por ciento Clase Enfriamiento: OA, OW, OA/FA, OA/FA/FOA		Clase de enfriamiento: FOA, FOW, FOA/FA, FOA/FA/FOA	
Alta Tensión	Baja Tensión	Min	Max	Min	Max
15	15	4.5	7.0	6.75	10.5
25	15	5.5	6.0	8.25	12.0
34.5	15	6.0	8.0	9.0	12.0
	25	6.5	9.0	9.75	13.5
46	25	6.5	9.0	9.75	13.5
	34.5	7.0	10.0	10.5	15.0
69	34.5	7.0	10.0	10.5	15.0
92	34.5	7.5	10.5	11.25	15.75
	69	8.5	12.5	12.75	18.75
115	34.5	8.0	12.0	12.0	18.0
	69	9.0	14.0	13.5	21.0
	92	10.0	15.0	15.0	23.25
138	34.5	8.5	13.0	12.75	19.5
	69	9.5	15.0	14.25	22.5
	115	10.5	17.0	15.75	25.5
161	46	9.5	15.0	13.5	21.0
	92	10.5	16.0	15.75	24.0
	138	11.5	18.0	17.25	27.0
196	46	10.0	15.0	15.0	22.5
	92	11.5	17.0	17.25	25.5
	161	12.5	19.0	18.75	28.5
230	46	11.0	16.0	16.5	24.0
	92	12.5	18.0	18.75	27.0
	161	14.0	20.0	21.0	30.0

Fuente: Westinghouse Electric (1964). *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*

2.5 Transformadores de Potencia

El transformador de potencia, es el elemento del sistema de potencia, que se encarga de modificar los niveles de tensión y corriente, adaptándolos a los requerimientos del sistema.

El transformador más simple consiste en dos bobinas (primario - secundario, alta - baja), entrelazados sobre un mismo núcleo magnético. (Se trata el caso más simple, un transformador de potencia monofásico de dos devanados *Two-Windings*).

Sea el número de vueltas del devanado primario n_1 , y el número de vueltas del secundario n_2 . Asumiendo que el flujo de campo magnético en el núcleo atraviesa a ambas bobinas y es una función sinusoidal del tiempo.

$$\phi = \phi_{\max} \sin \omega t \quad (2)$$

Entonces el voltaje inducido en el bobinado primario en algún instante de tiempo por el flujo es:

$$E_p = -n_1 \frac{d\phi}{dt} \times 10^{-8} \quad (3)$$

$$E_p = -n_1 \omega \phi_{\max} \cos \omega t \times 10^{-8} \quad (4)$$

donde:

$$\omega = 2\pi f$$

$$E_p = -2\pi f n_1 \phi_{\max} \cos \omega t \times 10^{-8} \quad (5)$$

y el valor RMS de este voltaje es :

$$E_p = \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} n_1 \phi_{\max} \times 10^{-8} \quad (6)$$

$$E_p = 4.44 f n_1 A B_{\max} \times 10^{-8} \quad (7)$$

donde:

f : Frecuencia en ciclos por segundo

A : Área de la sección transversal del circuito magnético en centímetros cuadrados

$B_{\max}$: Máxima densidad de flujo en el núcleo en línea por centímetro cuadrado.

Similarmente, el voltaje RMS inducido en el secundario por el flujo viene dado por:

$$E_s = 4.44 f n_2 A B_{\max} \times 10^{-8} \quad (8)$$

Entonces es evidente que un flujo sinusoidal que interactúa con las bobinas también produce una tensión sinusoidal la cual atrasa al flujo en 90° eléctricos.

Considerando que el bobinado secundario se encuentra en abierto, mientras se aplica un voltaje sinusoidal al bobinado primario. La corriente I_m , que fluye por el bobinado primario, es la llamada corriente de excitación, y esta establece el flujo alternante alrededor de los bobinados.

El circuito equivalente de un transformador, puede adoptar muy distintas y variadas formas, de acuerdo a los requerimientos de la situación a simular; pasando desde donde el artificio matemático del transformador ideal³ es utilizado hasta el modelo real exacto.

El circuito equivalente real exacto de un transformador de potencia de dos devanados considera los efectos de la resistencia de los devanados, las dispersiones de flujo y las corrientes de excitación. El efecto del circuito primario es simulado atribuyendo a dicho devanado una reactancia de dispersión X_{l1} , y una resistencia en serie r_1 para simular la caída de tensión en la resistencia efectiva del bobinado ($Z_1 = r_1 + jX_{l1}$). La corriente de excitación se toma en cuenta por la colocación de una resistencia no inductiva de conductancia g_m , en paralelo con una inductancia sin pérdida de susceptancia b_m (esta rama Shunt indica la rama de excitación de la máquina Z_m). El circuito secundario es simulado al igual que el primario, una resistencia r_2 , que simula la caída de tensión debido a la resistencia del cobre del devanado en serie con la reactancia de dispersión secundaria X_{l2} ($Z_2 = r_2 + jX_{l2}$).

El modelo antes expuesto, corresponde al circuito equivalente "T" por fase, exacto para un transformador de dos devanados; en el cual no se utiliza el artificio del transformador ideal. En esta representación, no hay modificación del nivel de tensión correspondiente a la transformación de tensión de los lados de alta y baja tensión del transformador real. La corriente en ambos extremos del circuito equivalente es idéntica si se

³ El transformador ideal es introducido para preservar la relación de voltaje y corriente entre los terminales del transformador al tiempo que aísla los dos arrollados. Este transformador ideal no tiene impedancia, y no requiere de corriente de excitación.

desprecia la corriente magnetizante. Esto se logra refiriendo apropiadamente mediante la aplicación de la relación e transformación todos los parámetros eléctricos a un mismo lado del transformador.

Si se consideran las condiciones instantáneas de tensión y corriente dados por las ecuaciones de acoplamiento, resulta:

$$E_p = r_1 I_p + L_1 \frac{dI_p}{dt} - M \frac{dI_s}{dt} \quad (9)$$

$$E_s = -r_2 I_s - L_2 \frac{dI_s}{dt} + M \frac{dI_p}{dt} \quad (10)$$

Donde r_1 y r_2 son respectivamente la resistencia efectiva de los arrollados primario y secundario; L_1 y L_2 son las autoinductancias del devanado primario y secundario; y M es la inductancia mutua entre los dos arrollados. Los coeficientes L_1 , L_2 y M no son constantes pero varían con la saturación del núcleo magnético. Bajo las expresiones anteriores la rama de magnetización puede ser escrita como:

$$Z_m = j\omega \frac{n_1}{n_2} M \quad (12)$$

Mientras que las impedancias resultan

$$Z_1 = r_1 + j\omega \left(L_1 - \frac{n_1}{n_2} M \right) \quad (13)$$

$$Z_2 = r_2 + j\omega \left(L_2 - \frac{n_2}{n_1} M \right) \quad (14)$$

Las impedancias Z_1 y Z_2 son componentes de la impedancia total que existe entre el primario y el secundario del transformador, resultando que la impedancia total del transformador es:

$$Z_{12} = Z_1 + \frac{1}{N^2} Z_2 \quad (15)$$

Siendo Z_{12} , definida como la impedancia total entre el arrollado primario y secundario medido en Ohmios, cuando por el primario se alimenta y por el secundario se produce un cortocircuito.

En la realidad, la impedancia característica del transformador de dos arrollados Z_{12} , se obtiene de un ensayo de cortocircuito, pero resulta imposible separar esta en dos partes, Z_1 asociada al primario y Z_2 al secundario.

Pero en los transformadores de dos arrollados de potencia, es común suponer:

$$Z_1 = \frac{1}{N^2} Z_2 = \frac{1}{2} Z_{12} \quad (16)$$

El mecanismo para determinar, experimentalmente la impedancia característica de un transformador es mediante el ensayo de cortocircuito, en el que se alimenta por el primario y se cortocircuita el secundario, cuidado que en este cortocircuito, en ningún momento se supere la potencia menor de los devanados en ensayo, ya que esto implicaría el daño permanente del mismo. Bajo esta concepción, algunos autores, afirman que la impedancia característica del transformador de dos devanados es simplemente, la caída de tensión que experimenta un transformador cuando en sus terminales acontece un cortocircuito.

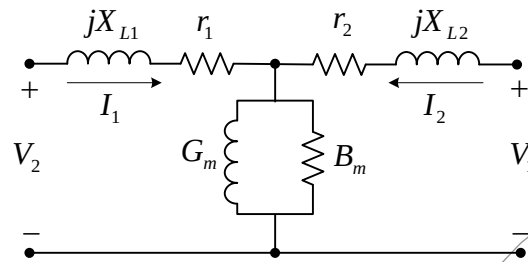


Fig. 2.6. Modelo Equivalente T, de un Transformador de dos Arrollados. Nota: Todas las impedancias están referidas a un solo lado

Tabla 2.8. Valores Típicos de Impedancia de Cortocircuito de Transformadores de Subestaciones primarias. Para Transformadores trifásicos de 501-10.000 KVA o Monofásico de 501 - 10.000 KVA

Lado de Alta, Tensión Nominal (Volt)	Impedancia en por ciento	
	Lado de baja, Tensión Nominal	
	2400 V y más	480 V(*)
2400 – 22.900	5.5	5.75
26.400 – 34.400	6.0	6.25
43.800	6.5	6.75
67.000	7.0	--

Fuente : ASA C57.12.10-1958 y NEMA TR-1-1962

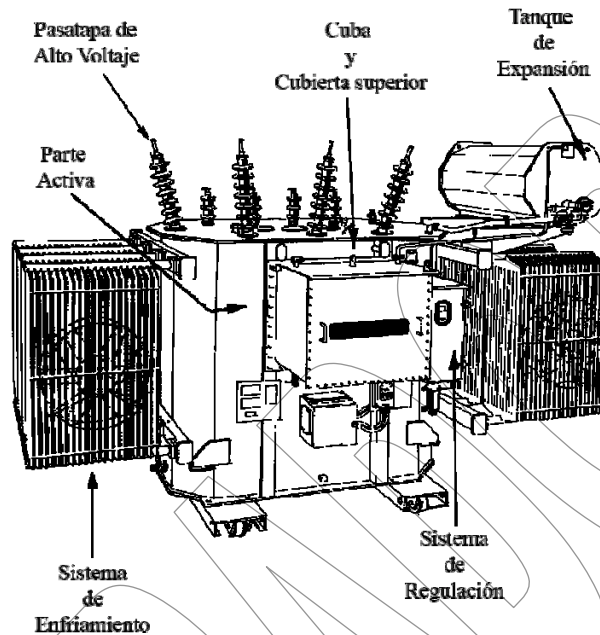
(*): En general para igual o menor a 600 V

Tabla 2.9. Valores típicos de impedancia de cortocircuito de transformadores en Subestaciones secundarias. Lado de alta: máximo 15 KV. Lado de baja: máximo 600 V

Capacidad Trifásica KVA	Normas NEMA Z en %	Rango de los fabricantes Z en %	Valor típico de X/R
112.5	2 Min	2.3 - 5.2	5
150	2 Min	2.7 - 5.1	5
225	2 Min	4.4 - 5.0	5.5
300	4.5 Min	4.5 - 6.0	6
400	--	4.5 - 6.0	6
500	4.5 Min	4.5 - 6.0	6
750	5.75 Min	5.75	7
1000	5.75 Min	5.75	8
2500	5.75 Min	5.75	9
2000	5.75 Min	5.75	12
2500	5.75 Min	5.75	12

Fuente : Ohlson, R. O. (1995). Procedure for Determining Short Circuit Values in Secondary Electrical Distribution System, IEEE

Fig. 2.7. Partes de un Transformador de Potencia



Los transformadores pueden ser clasificados a saber bajo los siguientes criterios:

- Forma de construcción
- Número de fases
- Tipos de refrigeración.

Los transformadores, pueden ser diferenciados según las características de construcción de su núcleo magnético. En el caso de una transformador monofásico (*single-phase*) este consiste de un núcleo único que provee un camino de circulación para el campo magnético (*Core form*). Las bobinas de alta y baja tensión son agrupadas todas en cada una de las columnas de este núcleo. Colocándose en las capas más centrales el bobinado de baja, mientras que el de alta se coloca sobre este.

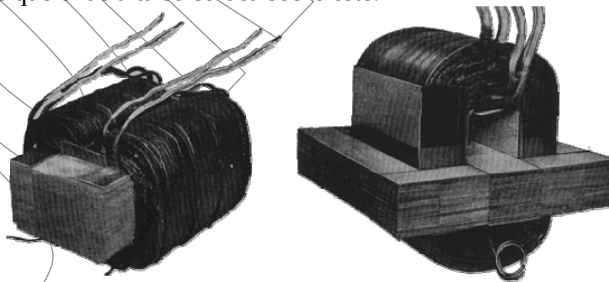


Fig. 2.8. Diseños de construcción del núcleo de transformadores, Tipo Core (Izquierda), Tipo Shell (Derecha)

La forma acorazado (*Shell Form*) para transformadores monofásicos consiste de todos los arrollados formados dentro de un simple anillo, con un núcleo magnético ensamblado para rodear cada lado de los discos de bobinas.

En el diseño de un transformador particular muchos son los factores a considerar, como el esfuerzo del aislamiento, el esfuerzo mecánico, la distribución del calor, peso y costos, deben conformar un balance preciso.

Un transformador de potencia trifásico puede ser establecido de dos tipos: por los usos de tres transformadores monofásicos, para conformar un *banco trifásico*, o por la construcción propia siendo una *unidad trifásica*.

La unidad trifásica posee la ventaja de su mayor eficiencia, menor tamaño, y menos costos comparados con un banco de igual capacidad construido por tres transformadores monofásicos.

Cuando tres unidades transformadoras monofásicos son usadas en un banco, es posible disponer de una cuarta unidad, la cual puede ser instalada en caso de que algunas de las unidades del banco falle. Esto requiere solo de una inversión adicional del 33% para proveer esta capacidad de reposición, mientras que un 100% de costos adicional debe ser hecho si se desea reemplazar una unidad trifásica fallada.

Como quiera que sea, los transformadores son los elementos que proveen más alta confiabilidad que los restantes elementos del sistema de potencia, por tanto no es una razón de mucho peso el disponer de una capacidad de reposición en el caso de los transformadores.

Cabe señalar que el transformador monofásico encuentra mucha acogida en los sistemas de transmisión a muy altas tensiones. Esto obedece a la imposibilidad de transportar unidades trifásicas de elevada potencia (más de 1000 MVA). En Venezuela, en el sistema trifásico de 765 kV de la empresa EDELCA, demanda potencias tan elevadas que los transformadores que a los efectos de transporte hasta el sitio final sólo es factible llevar unidades monofásicas para construir un banco. En la realidad en el Sistema Interconectado Venezolano, se encuentran ubicados autotransformadores de tres devanados con delta terciaria.

Los transformadores requieren de mecanismos refrigerantes para sus partes energizadas, por ello, se disponen de diferentes mecanismos para ello.

- *OA Inmerso en aceite, y auto refrigerado (Oil Immersed Self-Cooled)*: En este tipo de transformador, el aceite dieléctrico circula por convección natural dentro del tanque pudiendo ser de paredes lisas, corrugadas, con tuberías integradas o de paredes separables. El tanque de paredes lisas es usado para transformadores pequeños de distribución, pero esto debido a que las pérdidas se incrementan más rápidamente que el tamaño de las paredes del tanque por aumentos de capacidad, un transformador de tanque liso mayor a 50 KVA debe ser anormalmente grande para proveer suficiente superficie de refrigeración. El tanque integrado tubular es usado por encima de los 3MVA y en algunos casos para potencias mayores. Por encima de 3 MVA, los radiadores de paredes separables son usualmente los utilizados. El transformador OA es el tipo básico, y poseen un precio moderado.
- *OA/OF Sumergido en Aceite Auto Refrigerado/Ventilación Forzada (Oil -Immersed Self – Cooled / Forced – Air - Cooled)*: Este tipo de transformador es básicamente una unidad OA con la incorporación de ventiladores para incrementar la rapidez de transferencia de calor a las superficies de refrigeración, incrementando la potencia de salida del transformador. El transformador OA/FA es aplicable en situaciones que requieren de picos de corto tiempo de carga que son de ocurrencia recurrente, sin que se afecte las expectativas de tiempo de vida del transformador. Este transformador puede ser adquirido con ventiladores previamente instalados o estos pueden ser incorporados después. La más alta capacidad que se puede obtener de un transformador utilizando ventiladores depende de la capacidad sin refrigeración del mismo.

Para 2500 KVA (OA) y menos:

$$KVA(FA) = 1.15 \times KVA(OA) \quad (17)$$

Para 2501 KVA a 9999 KVA (OA) monofásico y 12 MVA (OA) trifásico:

$$KVA(FA) = 1.25 \times KVA(OA) \quad (18)$$

Para 10 MVA (OA) monofásico y 12MVA (OA) trifásico y por encima:

$$KVA(FA) = 1.333 \times KVA(OA) \quad (19)$$

- *OA/FOA/FOA Sumergido en Aceite Auto – Refrigerado / Aceite- Forzado - Aire Forzado Refrigerado/Aceite Forzado- Aire Forzado Refrigerado. (Oil - Immersed Self –Cooled / Forced-Oil Forced - Air Cooled / Forced - Oil Forced- Air Cooled):* La potencia de un transformador sumergido en aceite puede ser incrementado de su valor OA mediante la incorporación de bombas de aceite y ventiladores. Como los transformadores que son normalmente construido en el rango de 10 MVA (OA) monofásico o 12 MVA (OA) trifásico o más. El incremento de potencia puede ser en dos pasos 1.333 y 1.667 veces de la potencia OA definida. En estos transformadores equipos de control son responsables de la temperatura del aceite y normalmente encienden los ventiladores y las bombas en una secuencia seleccionado según los aumentos de carga.
- *FOA Sumergido en Aceite con Aceite forzado Refrigerado con Aire Forzado Refrigerado (Oil - Immersed Forced – Oil - Cooled With Forced - Air Cooler):* Este tipo de transformador es destinado para usarse solo cuando opera tanto bombas de aceite como ventiladores, bajo esta condición algunos aumentos de carga de apenas unos Kva puede ser absorbidos. Algunos diseños son capaces de soportar la corriente de excitación sin ventiladores y bombas en operación, pero esto no es universalmente cierto. La transferencia de calor del aceite a el aire es acompañado por intercambiadores externos de calor.
- *OW Sumergido en Aceite Refrigerado por Agua (Oil Immersed Water - Cooled):* En este tipo de transformador el agua utilizada como refrigerante circula a través de las bobinas en tubos las cuales están en contacto con el aceite dieléctrico del transformador. El aceite fluye alrededor de estos tubos y las bobinas por convección natural, de esta forma se efectúa la transferencia de calor al agua. Este tipo no es incluido dentro de los auto refrigerados.
- *FOW Sumergido en Aceite Forzado con Agua Forzada Refrigerada (Oil Immersed Forced – Oil - Cooled With Forced - Water Cooler):* Intercambiadores de calor externos para aceite y el agua son usados en este tipo de unidad para transferir el calor del aceite al agua refrigerante, este transformador es parecido al tipo FOA.
- *AA Tipo Seco Auto Refrigerado (Dry Type Self - Cooled):* El transformador tipo seco, es posible para tensiones menores a 15KV y por debajo, no contiene aceite, u otro líquido para ayudar al aislamiento y refrigerarlo. El aire es el medio el cual circula alrededor del núcleo y las bobinas, el cual circula libremente por convección.
- *AFA Tipo Seco Aire Forzado Refrigerado (Dry Type Self Cooled / Forced - Air Cooled):* Este tipo de transformador posee un valor fijo de potencia, es basado en la circulación de aire forzado a través del transformador por ventiladores.
- *AA/FA Tipo seco Auto Refrigerado/Aire Forzado Refrigerado (Dry Type Self – Cooled / Forced - Air Cooled):* Este tipo de transformador posee una capacidad basada en la convección natural del aire y una segunda basada en la circulación forzada de aire por ventiladores o sopladores

Los transformadores trifásicos se suelen agrupar en diferentes categorías, de acuerdo a la conexión de sus devanados. La norma VDE 0532, se refiere a los grupos con cifras como 0, 5, 6 y 11. La cifra indica en sí el múltiplo de 30° con el cual el arrollado de alta se encuentra desfasado respecto al de baja tensión.

$$V_{Low} = V_{High} \left(\frac{1}{n} \right) e^{-jk*30^\circ} \quad (20)$$

En vista de que el número 6, no contempla un giro o defasaje, sino tan solo un cambio de signo, se suelen hablar de dos grupos de conexión, o grupos vectoriales:

- 0 y 6... Grupo de conexión normal.
- 5 y 11... Grupo de conexión giratorio.

Para que la potencia transmitida por el transformador se mantenga en equilibrio, tanto el lado de alta como el de baja tensión, es menester que el giro o defasaje que sufra la tensión sea también válido para la corriente.

Los transformadores de potencia más utilizados en alta tensión pueden agruparse de la siguiente manera:

- *Yy0⁴ para Distribución.* El neutro puede ser continuamente cargado con 10% de la tensión nominal y hasta 30% por espacio de 2 horas máximo.
- *Yy0 Compensado.* El devanado de compensación permite una carga continua del neutro con la intensidad de corriente de régimen. Se utiliza en los transformadores que sirven para el acoplamiento de la red.
- *Yd5 para máquina.* El devanado en delta se diseña para la máquina dinámica. El neutro se puede cargar continuamente con la corriente nominal y permite la conexión de una bobina Petersen. Se utiliza en centrales y patios de transmisión.
- *Yz5 para distribución.* Hasta 250 KVA como transformador de servicios auxiliares y para distribución. El neutro se puede cargar con la intensidad de corriente nominal.
- *Dy5 para distribución.* Muy utilizado a partir de 400 KVA en sistemas industriales. El neutro se puede cargar con la intensidad de corriente nominal.

En los sistemas de potencia interconectados se observa con frecuencia que los transformadores se encuentran conectados en paralelo. Esto implica que cuando al menos dos de los niveles de tensión de una unidad están conectados en paralelo con los niveles correspondientes a otra unidad. Para que la operación en paralelo de estos transformadores se lleve a cabo sin que se produzca la circulación de corrientes compensación con elevadas magnitudes, se deben cumplir las siguientes reglas:

- Los grupos de conexión o grupos vectoriales tienen que ser iguales entre sí. La única excepción, viene dada por los grupos 5 y 11, pues ambos son compatibles.
- La relación de transformación deben ser la misma, de manera que las tensiones en el lado de alta y baja tensión sean iguales entre sí.
- La tensión de cortocircuito de las unidades que se conectarán en paralelo debería ser la misma, o en su defecto, no exceder al 10% de tolerancia.
- La relación existente entre las potencias nominales de las unidades involucradas debe ser inferior a 3:1.

Los transformadores son máquinas eléctricas sumamente apasionantes, que encuentran un sin número de aplicaciones dentro de los sistemas de potencia, de hecho el transformador de potencia de dos y tres devanados son las máquinas de mayor uso dentro del sistema de potencia; aunque también existen los autotransformadores de potencia, transformadores de aterramiento, etc.

⁴ La conexión Yy0, corresponde al primario en estrella, y el secundario también, pero que se le conecta una carga bifásica entre dos de las líneas de la estrella de baja

2.6 Líneas de Transmisión

Los elementos de mayor extensión dentro de los sistemas de potencia son las líneas de transmisión, y es importante conocer su modelo equivalente, para simular su comportamiento en cualquier situación dentro del sistema de potencia.

Las líneas de transmisión normalmente funcionan con cargas trifásicas equilibradas, aunque no estén dispuestos sus conductores equilátralmente, e incluso sin transposición, la influencia de la asimetría es pequeña, y se pueden considerar como elementos trifásicos equilibrados.

La clasificación de las líneas de transmisión se realiza según su longitud. Las *líneas cortas* aéreas por lo general son de longitud menor a 50 millas (80 Km.) su modelo equivalente consiste de la resistencia e inductancias en serie, en estas líneas se desprecia debido a que la susceptancia capacitiva total es muy pequeña.

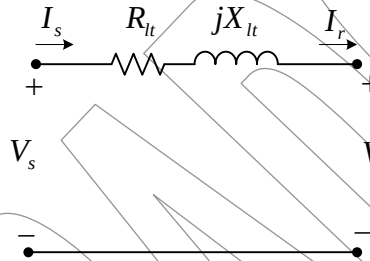


Fig. 2.9. Modelo circuital para una línea de transmisión corta

En las líneas cortas se cumple que la corriente de envío I_s , es igual a la corriente de recepción I_r , debido a que no existe el fenómeno de la capacitancia derivación que pudiese modificar las corrientes. La relación entre la tensión en el extremo de envío V_s y el de recepción V_r resulta:

$$V_s = (R_{LT} + jX_{LT})I_s + V_r \quad (21)$$

Cuando la longitud de las líneas aumenta de 50 a 150 millas aproximadamente (80-240 Km.) se trata de *líneas medias*, la influencia de la susceptancia se hace presente, por lo cual en el modelo equivalente se debe considerar la capacitancia total, además de la inductancia y la resistencia, pero todos bajo el concepto de parámetros concentrados. A menudo se utiliza el circuito Π , en donde se representa la admitancia total Y debida a la capacitancia total C de la línea debida en dos partes iguales y colocadas en ambos extremos de la línea.

La relación entre los voltajes y corrientes en ambos extremos de la línea son:

$$V_s = \left(Z \frac{Y}{2} + 1 \right) V_r + I_r \quad (22)$$

$$I_s = \left(1 + Z \frac{Y}{4} \right) I_r + \left(1 + Z \frac{Y}{2} \right) V_r \quad (23)$$

Las líneas de longitud superior a 200 millas (320 Km.), o *líneas largas*, el cálculo del modelo equivalente debe ser más preciso debido a que los fenómenos asociados con estas son muy complejos, por lo cual se consideran todos los parámetros de manera distribuida.

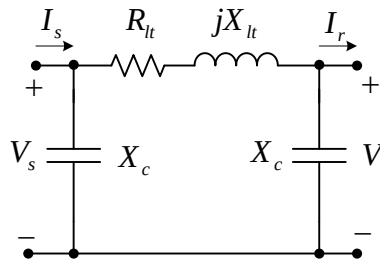


Figura 1. Modelo equivalente Π , para una línea de transmisión media

El sistema de transmisión venezolano, posee tres niveles básicos de tensión: 230, 400 y 765 kV.

El sistema de transmisión de 765 kV venezolano, esta compuesto por líneas que utilizan torres de disposición horizontal, donde se colocan las fases en haz de conductores. Cada fase consta de cuatro conductores de 1300 mcm ACSR 18/19, que conforman un cuadrado de 45 cm. por lado y además dos cables de guarda de Allumoweld 7#8. Siendo sus parámetros:

- Resistencia Propia: $0.0147 \Omega/\text{Km}$.
- Reactancia Propia: $0.3418 \Omega/\text{Km}$.
- Susceptancia Propia: $4.8819 \times 10^{-6} \text{ Mho/Km}$.

Tabla 2.10. Valores Típicos de impedancias de líneas de transmisión aéreas

Voltaje (kV)	Calibre del Conductor MCM o AWG	Resistencia Serie	Reactancia Serie	X/R	Reactancia Shunt
69	2/0 cu	0.299	0.487	1.63	0.293
	336.4 ACSR	0.190	0.461	2.43	0.282
	2/0 Cu	0.188	0.504	2.68	0.306
	336.4	0.190	0.479	2.52	0.293
	336.4 ACSR	0.190	0.502	2.64	0.308
	336.4 ACSR	0.190	0.474	2.49	0.290
115	4/0 Cu	0.188	0.519	2.75	0.315
	336.4 ACSR	0.190	0.494	2.60	0.303
	336.4 ACSR	0.190	0.513	2.70	0.315
	397.5 ACSR	0.161	0.474	2.95	0.291
138	250 Cu	0.160	0.517	3.23	0.314
	397.5 ACSR	0.161	0.488	3.03	0.300
	397.5 ACSR	0.161	0.510	3.17	0.314
	397.5 ACSR	0.161	0.484	3.01	0.297
161	250 Cu	0.160	0.521	3.26	0.317
	397.5 ACSR	0.161	0.492	3.06	0.303
	397.5 ACSR	0.161	0.513	3.19	0.316
	397.5 ACSR	0.161	0.477	5.97	0.293
230	795 ACSR	0.0800	0.462	5.90	0.290
	500 Cu	0.0783	0.487	6.09	0.299
	795 ACSR	0.0800	0.503	6.29	0.309
	795 ACSR	0.0800	0.493		0.302
Prom.					

(1): Voltaje Nominal

Fuente: Lazar, I. (1969). Calculating Industrial Short Circuit Current. Power Magazine

2.7 Cargas

Las cargas son elementos empleados muy frecuentemente en la representación de un sistema de potencia, por lo general se presentan como elementos que consumen potencia activa y reactiva.

La representación fiel y exacta de una carga, es un problema complejo. Primeramente las cargas han de ser clasificadas en dos grandes grupos: cargas estáticas y cargas dinámicas; en atención a su comportamiento ante un cortocircuito.

Las cargas estáticas son aquellas que tienen un comportamiento tal que ante un cortocircuito no pueden entregar corriente; son simplemente, elementos que consumen potencia (activa y reactiva) que se asume constante independientemente de las condiciones de falla que se presenten; esto es una idealización de las cargas. Este tipo de carga es simulada por elementos pasivos en forma de parámetros concentrados; que consumen la potencia constante.

Existen dos modelos equivalentes para simular el comportamiento de las cargas estáticas; modelo serie y modelo paralelo.

En general estos modelos constan de una resistencia que absorbe la potencia activa, y una reactancia que consume potencia reactiva (reactiva capacitiva o inductiva, según sea el caso del factor de potencia que se presente). Ahora bien, se debe hacer la acotación que esta es la idealización de una carga cuya demanda y factor de potencia es constante en el tiempo.

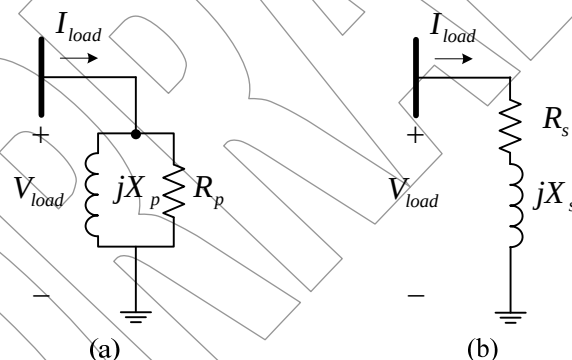


Figura 2. Modelo de Carga Estática. (a) Modelo paralelo (b) Modelo serie

Entre las cargas estáticas para análisis de cortocircuito, se pueden considerar, los equipos de iluminación y calefacción de naturaleza resistiva; además de aquellos equipos que poseen componentes de estados sólido, tal como motores de corriente continua, o motores de inducción pero con variadores de velocidad.

Las cargas dinámicas por su parte, son aquellas que ante eventos de falla, pueden contribuir con corriente al cortocircuito, en este tipo de carga recaen las máquinas giratorias del tipo sincrónica y de inducción (ya sea de arranque directo o de cambio de velocidad, pero que no incluyan como alimentación dispositivos de estado sólido).

2.8 Diagramas de Impedancias y Reactancias

En el estudio del comportamiento cualitativo de un sistema en condiciones de régimen permanente o al presentarse una condición anormal, el diagrama unifilar debe transformarse en un diagrama que muestra las impedancias de todos los elementos del sistema para poder emprender el estadio analítico que en definitiva establece las condiciones de operación.

Si se considera un diagrama unifilar y se procede a sustituir cada uno de los elementos por su modelo equivalente, se crea un nuevo esquema denominado *diagrama de impedancias*.

Este diagrama de impedancias, permite el calculo de las variables eléctricas (tensión, corriente, potencia e impedancia) en unidades reales (voltios, amperes, volt-amperes, Ohmios, respectivamente) a partir del planteamiento de simples ecuaciones circuitales.

La construcción del los diagramas de impedancias debe ser cuidadosa; especialmente en el caso de sistemas con varios niveles de tensión o multitransformadores; ya que por teoría de transformadores se conoce que la impedancia del secundario de un transformador puede referirse al primario, multiplicando dicha impedancia por el cuadrado de las vueltas del arrollamiento del primario y del secundario (relación de transformación); así que se evidencia la dependencia del valor de la impedancia de un sistema del lado de la transformador al que se refiera.

En el caso de los sistemas trifásicos con varios niveles de tensión o multi-transformadores, se debe además considerar si se trata de unidades o bancos trifásicos de transformación; además del grupo de conexión de sus devanados, etc.

En conclusión los diagramas de impedancias debe ser construidos con cuidado de manera de garantizar que todas las impedancias del sistema deben ser referidos a un mismo lado de uno de los transformadores; además de respetar grupos de conexión y tipos de transformadores.

Algunas simplificaciones pueden ser llevadas a cabo dentro del diagrama de impedancias, a manera de reducir los cálculos.

- Se puede despreciar la rama Shunt en el circuito equivalente, ya que la impedancia de ella es muy grande con relación a las demás.
Nota : En el caso de los transformadores con Tap's (cambiador de tomas) es el que posee un gran número de derivaciones, no se toma en cuenta la posición del mismo debido a que la impedancia cambia.
- Se desprecia la parte resistiva de la impedancia de los generadores y transformadores, debido a que ella es muy pequeña comparada con la resistencia ($X \gg R$).
- Se desprecia todas las cargas que no sean contribuyentes (estáticas), además que se debe tener cuidado si la carga está compuesta por motores, ya que su contribución puede ser importante.
- Para las líneas de transmisión en un análisis manual se puede despreciar la resistencia de la línea y las capacidades asociadas.

En los diagramas de impedancias sujetos a las consideraciones y simplificaciones anteriores, son denominados diagramas de Reactancias.

Los diagramas de impedancias y de reactancias, algunas veces son denominados diagramas de secuencia positiva, puesto que representan impedancias para las corrientes equilibradas de un sistema trifásico simétrico.

Ejemplo 2.1

Considere el diagrama unifilar de un sistema de potencia de estructura radial simple, es decir, un solo centro de generación y un centro de carga. Este sistema consta de un generador, dos transformadores, una línea de transmisión y una carga estática (Ver Figura 2.10).

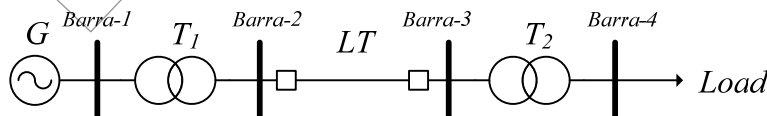


Fig. 2.10. Sistema de Potencia Radial Simple

Si se procede a sustituir cada elemento por su modelo equivalente, se obtiene el diagrama de impedancias Ver Figura 2.11.

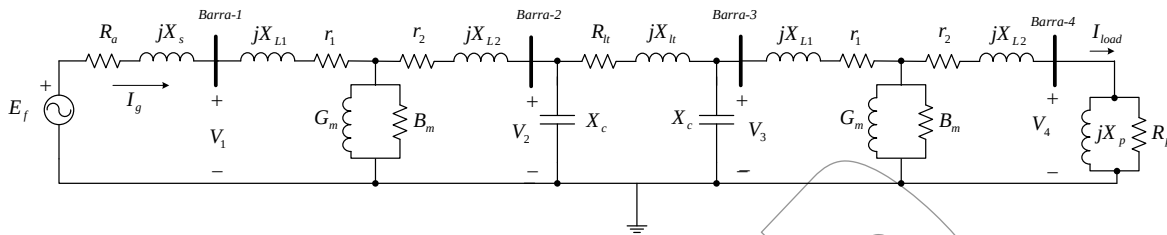


Fig. 2.11. Diagrama de Impedancias del Sistema Mostrado

Una vez que se obtiene el diagrama de impedancias es sencillo llegar al de reactancia, para ello se debe realizar la consideración de que las partes resistivas en el sistemas de potencias son muy pequeñas en comparación de la reactancia.

Si se realizan las respectivas las siguientes suposiciones:

1. Se desprecia la resistencia de los generadores, transformadores, líneas de transmisión, debido a que se considera muy pequeña comparada con la parte reactiva.
2. Se desprecia la rama de magnetización de los transformadores ya que se supone que la corriente de vacío de la máquinas es muy pequeña comparada con la de plena carga.
3. Se obvia el efecto de la capacitancia en las líneas de transmisión.
4. No se considera el valor de la carga estática

Se construye finalmente el diagrama de reactancias del sistema. (Ver Figura 2.12)

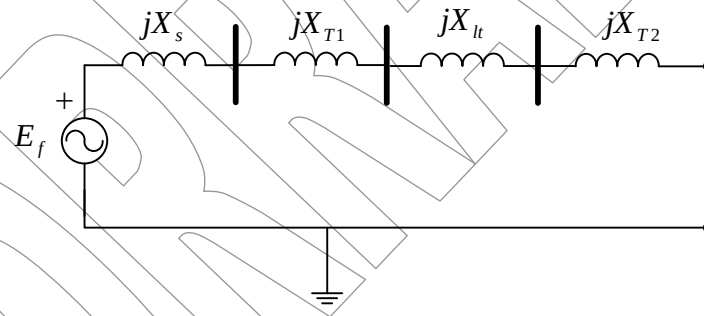
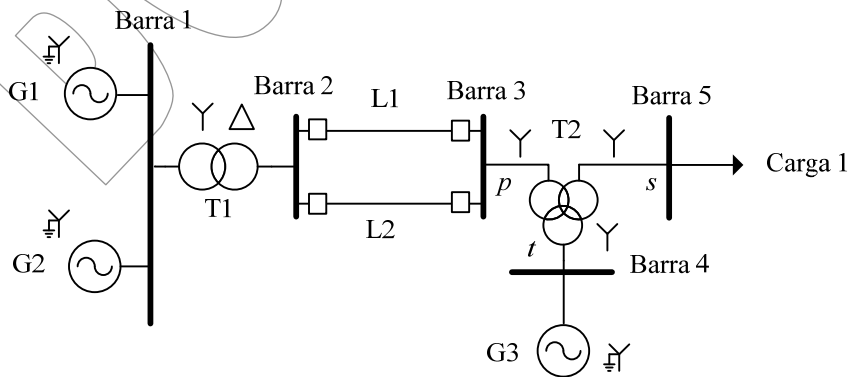


Fig. 2.12. Diagrama de Reactancias del Ejemplo

Ejemplo 2.2

Considere el diagrama unificar mostrado en la siguiente Figura.



Datos del Sistema

G1: 13.8 kV, 5 MVA, $X_d = 8 \Omega$

G1: 13.8 kV, 5 MVA, $X_d = 9 \Omega$
 G2: 10 kV, 5 MVA, $X_d = 9 \Omega$
 T1: 13.8/115 kV, 10 MVA, $X_{tl} = 6 \Omega$ (Lado de baja), unidad trifásica
 T2: 115/69/10 kV, 50/50/10 MVA, $X_p = 6 \Omega$, $X_s = 3 \Omega$, $X_t = 2 \Omega$, (todos los valores están referidos al terciario) unidad trifásica.
 L1: 100 km. $X_{L1} = 0.9 \Omega/\text{km}$.
 L2: 110 km. $X_{L2} = 0.7 \Omega/\text{km}$.
 Carga 1: 5MW, 5MVAR, 69 kV en Delta.

Fig. 2.13. Diagrama Unifilar Ejemplo 2.2

Construir el diagrama de impedancias en unidades reales, Ohmios, referido a las líneas de transmisión. (Lado de alta de los transformadores).

Resolución

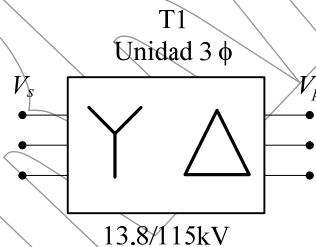
Se desea construir el diagrama de impedancia referido a las líneas de transmisión, de tal modo que todas las impedancias que estén en un lado diferente al especificado, debe ser modificada por la adecuada relación de transformación.

Para las líneas de transmisión, están en la zona donde se desea expresar lo valores, de modo que directamente se pueden calcular las impedancias. Se cumple:

$$X_{L1} = 100 \text{ km} \times 0.9 \frac{\Omega}{\text{km}} = 90 \Omega$$

$$X_{L2} = 110 \text{ km} \times 0.7 \frac{\Omega}{\text{km}} = 77 \Omega$$

Para los generadores G1 y G2, se ve en el unifilar que están conectados al sistema de transmisión por medio de un transformador elevador, T1, de modo que esas impedancias deben ser referidas al sistema de transmisión por la adecuada relación de transformación.



Se conoce por teoría de transformadores de potencia de dos devanados, que la máquina satisface:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = \frac{Z_p I_p}{Z_s I_s} \rightarrow Z_p = Z_s \frac{V_p^2}{V_s^2}$$

$$Z_p = Z_s \frac{V_p^2}{V_s^2}$$

En el generador G1, se debe emplear la relación de transformación adecuada de T1:

$$X_{G1} = 9 \Omega \times \left(\frac{115 \text{ kV}}{13.8 \text{ kV}} \right)^2$$

$$X_{G1} = 555.5 \Omega \text{ (referido al sistema de transmisión)}$$

En el generador G2, se debe emplear la relación de transformación adecuada de T1:

$$X_{G2} = 9 \Omega \times \left(\frac{115 \text{ kV}}{13.8 \text{ kV}} \right)^2$$

$$X_{G2} = 625\Omega \text{ (referido al sistema de transmisión)}$$

En el transformador T1, la reactancia esta dada para el lado de baja del transformador, de tal modo que debe ser llevada al lado de alta, es decir referirla al sistema de transmisión.

$$X_{T1} = 6\Omega \times \left(\frac{115kV}{13.8kV} \right)^2$$

$$X_{T1} = 416.6\Omega \text{ (referido al sistema de transmisión)}$$

En el generador G3, se debe emplear la relación de transformación adecuada de T2:

$$X_{G3} = 9\Omega \times \left(\frac{115kV}{10kV} \right)^2$$

$$X_{G3} = 1090.25\Omega \text{ (referido al sistema de transmisión)}$$

Para el transformador de tres devanados, T2:

$$X_p = 6\Omega \times \left(\frac{115kV}{10kV} \right)^2$$

$$X_p = 793.5\Omega \text{ (referido al sistema de transmisión)}$$

$$X_s = 3\Omega \times \left(\frac{115kV}{10kV} \right)^2$$

$$X_s = 396.75\Omega \text{ (referido al sistema de transmisión)}$$

$$X_t = 2\Omega \times \left(\frac{115kV}{10kV} \right)^2$$

$$X_t = 264.5\Omega \text{ (referido al sistema de transmisión)}$$

Para la Carga 1, se debe determinar inicialmente la impedancia.

$$Z_{Load} = \frac{|V_{Load}|^2}{S_{load}^*}$$

De tal modo:

$$Z_{Carga1} = \frac{|69kV|^2}{5\sqrt{2} \angle -45MVA}$$

$$Z_{Carga1} = 673.30 \angle 45^\circ \Omega = (476.1 + 476.1j)\Omega \text{ (referido al secundario de T2)}$$

La Carga 1 debe ser referida al sistema de transmisión por ello se debe emplear la adecuada relación de transformación.

$$Z_{Carga1} = (476.1 + 476.1j)\Omega \times \left(\frac{115kV}{69kV} \right)^2$$

$$Z_{Carga1} = (1870.29 + 1870.29j)\Omega \text{ (referido al sistema de transmisión)}$$

Finalmente el diagrama de impedancias en ohmios, referido al sistema de transmisión, se muestra en la siguiente figura.

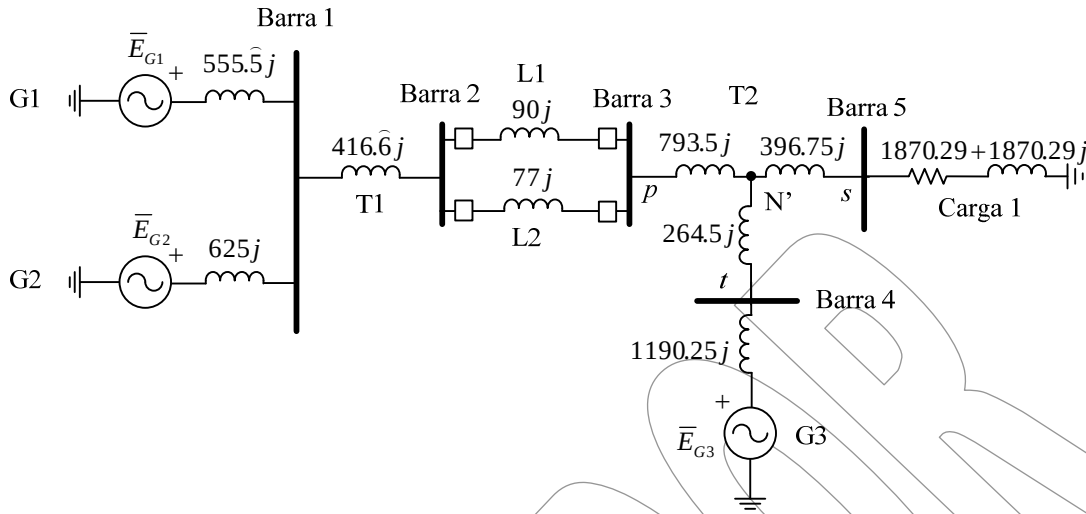


Fig. 2.14. Diagrama de Impedancias del Ejemplo 2.2

Es importante hacer notar que el punto N', es un nodo ficticio que se agrega como consecuencia del modelo del transformador de tres devanados, se trata de un nodo que físicamente no existe, solo para propósitos de calculo.

En este caso el diagrama de reactancia resulta muy simple ya que no se considera el valor de la carga estática, de tal modo que el respectivo diagrama se muestra en la Figura siguiente.

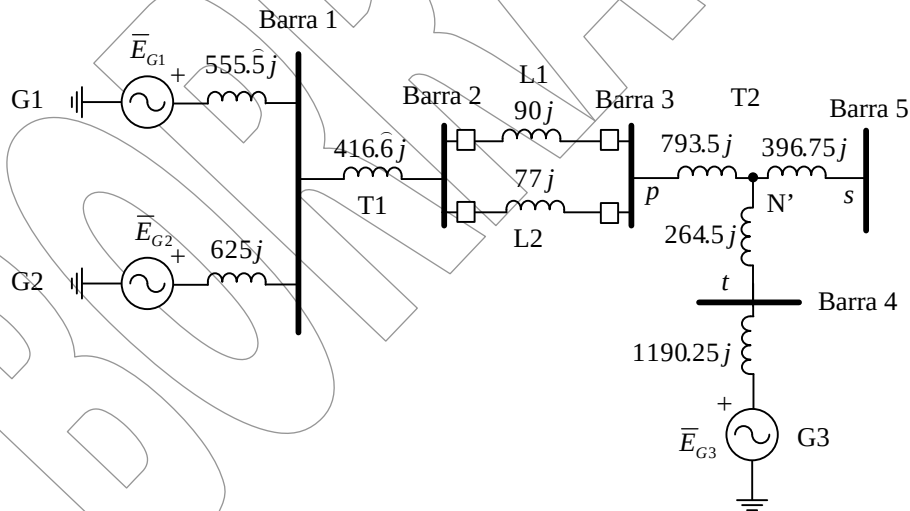
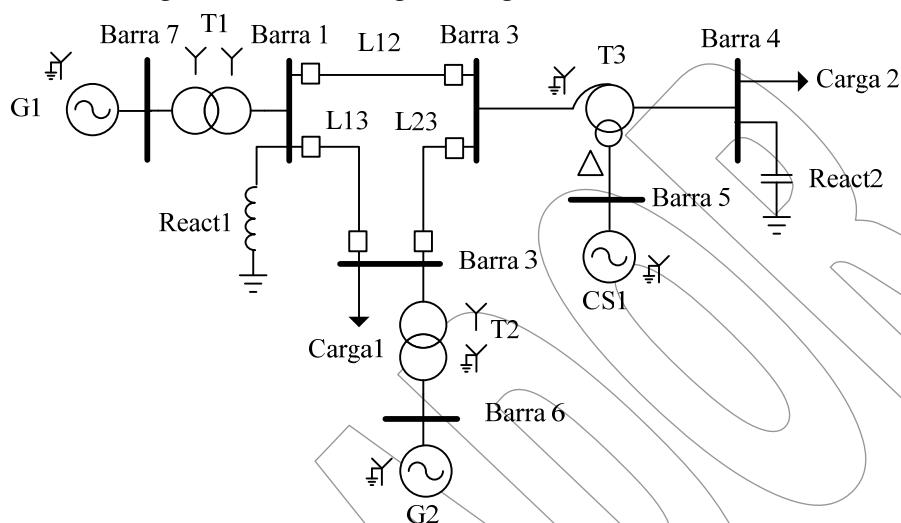


Fig. 2.15. Diagrama de Reactancias del Ejemplo 2.2.

Ejercicio Propuesto 2.1

Construir el diagrama de impedancias en Ohmios, referido al sistema de transmisión para el sistema de potencia mostrado en el diagrama unifilar de la siguiente Figura.

**Datos del Sistema**

G1: 20 MVA, 12 kV, $X_{d1} = 9 \Omega$, YN

G2: 20 MVA, 10 kV, $X_{d2} = 8 \Omega$, YN

CS1: 10 MVA, 13.8 kV, $X_{d3} = 9 \Omega$, YN

T1: 20 MVA, 100/5 kV, $X_{t1} = 10 \Omega$ (Lado de baja), Banco Trifásico

T2: 20 MVA, 115/69 kV, $X_{t2} = 6 \Omega$ (Lado de baja), Yyn, Unidad Trifásica

T3: 30/30/10 MVA, 100/30/20 kV, $X_{ps} = 8 \Omega$, $X_{pt} = 2 \Omega$, $X_{st} = 5 \Omega$ YNd, Unidad Trifásica

Líneas de Transmisión, $R = 0.1 \Omega/\text{km}$, $X = 0.4 \Omega/\text{km}$. L12: 80 km, L13: 80 km, L23: 60 km

Carga 1: 20 MW, 10 MVAR, a 115 kV, YN

Carga 2: 10 MW, 10 MVAR, a 34.5 kV, YN

React1: 100 MVAR, 66.395 kV, Banco Trifásico, YN

React2: 100 MVAR, 19.918 kV, Banco Trifásico, YN

Fig. 2.16. Diagrama Unifilar Ejercicio Propuesto 2.1

Capítulo 3

Sistema Por Unidad

3.1 Sistemas Por Unidad

Los grandes sistemas eléctricos de potencia, debido a los valores significativos de energía que manejan, obligan al uso de cantidades que poseen valores cuantitativos elevados en potencias de diez (MWatt, MVA, k, kmp, Etc.), que deben ser manejados a través de los cálculos, y sendas cantidades de potencias de diez son poco prácticas en el cálculo, con la idea de reducir el tamaño de las cifras que se crea el *sistema por unidad*.

El valor por unidad de una magnitud cualquiera se define como la razón de su valor real a un valor particular denominado base, quedando expresado el valor por unidad como un decimal. El valor por ciento es igual a 100 veces el valor por unidad. Los métodos de cálculo que utilizan las magnitudes en por unidad o por ciento, son mucho más sencillos que usando los valores en magnitudes reales.

Sea una cierta **Variable**, su valor en por unidad (**Variable p.u ó Variable 0/1**) se defina como la relación entre el valor real de la **Variable** y un valor de referencia o base.

$$\text{Variable(por Unidad)} \equiv \frac{\text{Valor Real de la Variable}}{\text{Valor Base de la Variable}} \quad (1)$$

Esta definición sumamente sencilla es una poderosa herramienta de cálculo que brinda un gran número de bondades; especialmente en el análisis de sistemas de potencia.

En los sistemas de potencia, los cálculos relacionados con los elementos del sistema son a menudo efectuados en la forma de por unidad es decir, todas las cantidades son expresadas como una fracción decimal de valores de base que son seleccionada apropiadamente.

En cierta forma, los valores de las cantidades tomadas como base son arbitrarios, pero deben mantenerse y respetarse las relaciones básicas que rigen las leyes de los circuitos eléctricos.

Cuando se selecciona una base, normalmente se toman como valores bases, los valores nominales de los generadores y de los transformadores. Si los valores nominales de los generadores y de los transformadores son diferentes, se toma como base a los valores nominales de voltaje y potencia aparente más repetidos.

3.2 Ventajas del Sistema Por Unidad

La utilización de las variables en el sistema por unidad, pese a su sencillez de concepto y a su elegancia, permiten la obtención de una serie de ventajas en los cálculos eléctricos de sistemas de potencia:

1. Las impedancias de los generadores y transformadores varían en un estrecho margen sin que dependan del tamaño de los mismos, por lo cual permiten detectar errores de cálculo.
2. Se evita tener que referir las cantidades de un lado a otro de los transformadores.

3. Se evita el reconocer el tipo de conexión Δ ó Y en los transformadores.
4. Se evita el trabajo con cantidades muy grandes en potencias de diez.
5. Se selecciona convenientemente las bases en sistemas con varios transformadores, se puede ahorrar trabajo.
6. Se reduce el empleo de $\sqrt{3}$ en cálculos trifásicos.
7. Los fabricantes en general, especifican sus equipos, en por unidad de los valores que sacan.
8. El sistema por unidad se presta por lo sencillo para el cálculo mediante computadores.

3.3 Variables Eléctricas Básicas en el Sistema Por Unidad

Las redes eléctricas de los sistemas de potencia, usualmente requiere de seis variables, que están estrechamente relacionadas con la solución de la red.

Tabla 1. Variables de un Sistema Eléctrico

Cantidad	Símbolo	Dimensión
Corriente	$\bar{I}$	Amperes
Voltaje	$\bar{V}$	Voltios
Potencia	$\bar{S} = P + jQ$	Volt-Amperes
Impedancia	$Z = R + jQ$	Ohmios
Factor de Potencia	$F.P., \cos \phi$	Adimensional
Tiempo	t	Segundos

El tiempo es una variable que se omite cuando se hace uso de la representación fasorial y se pasa del dominio temporal al de la frecuencia. De las seis variables que se hacen presentes en una red, cuatro de ellas son función de dos básicas, de manera que al fijar estas dos variables las otras quedan determinadas (*Por ejemplo : si se conoce el voltaje y la corriente, se puede conocer la potencia o la impedancia, y lo opuesto también es cierto*).

Los valores por unidad para las cuatro variables básicas V , I , Z y S , pueden ser obtenidos quedan definidos por las ecuaciones (2) a la (5).

$$\bar{V}[p.u.] = \frac{\bar{V}[\text{Volt}]}{V_{base}} \quad (2)$$

$$\bar{I}[p.u.] = \frac{\bar{I}[\text{Amp}]}{I_{base}} \quad (3)$$

$$Z[p.u.] = \frac{Z[\Omega]}{Z_{base}} \quad (4)$$

$$\bar{S}[p.u.] = \frac{\bar{S}[\text{Volt - Amp}]}{S_{base}} \quad (5)$$

Para que el sistema por unidad pueda ser correctamente empleado en los sistemas eléctricos de potencia; deben satisfacer las identidades y leyes de circuitos eléctricos; a saber:

- Ley de Ohm.
- Identidades de Potencia.
- Leyes de Kirchoff.
- Identidades Trifásicas.

Ejemplo 3.1.

Suponga que se está trabajando en el sistema de 400 kV (este voltaje corresponde al nominal U_n) en EDELCA, y tómese ese valor como base. Si una de las barras en la Subestación (S/E) Santa Teresa se tiene un voltaje de 390 kV en un instante dado. Determinar el valor de este voltaje en el sistema por unidad.

La base es un valor arbitrario, pero se toma el voltaje nominal del sistema de EDELCA (400 kV) como base para este problema.

$$V_{base} = 400 \text{ kV (línea-línea, rms)}$$

Tomando en cuenta la definición de la variable voltaje en el sistema por unidad de (2) resulta:

$$V[p.u.] = \frac{V[\text{Volt}]}{V_{base}}$$

$$V[p.u.] = \frac{390 \text{ kV}}{400 \text{ kV}} = 0.975 \text{ p.u.}$$

$$V[p.u.] = 0.975 \text{ p.u.}$$

El voltaje en la barra de alta de la Subestación Santa Teresa está 25% por debajo de su valor nominal. (Se recuerda que se admite un margen de tolerancia de más o menos 5%)

3.4 Ley de Ohm en el Sistema por Unidad

Antes de establecer en el sistema por unidad la aplicación de la ley de Ohm, resulta ventajoso revelar algunas propiedades elementales de la impedancia en el sistema por unidad. Para ello, sea la impedancia por unidad $Z[p.u.]$ definida por (4).

$$Z[p.u.] = \frac{Z[\Omega]}{Z_{base}} \quad (4)$$

Se conoce que en unidades reales la impedancia posee una parte resistiva (R) y una parte reactiva (X).

$$Z[\Omega] = R[\Omega] + jX[\Omega] \quad (6)$$

Al sustituir en (4) se tiene:

$$Z[p.u.] = \frac{R[\Omega] + jX[\Omega]}{Z_{base}}$$

separando los términos del numerador, resulta:

$$Z[p.u.] = \frac{R[\Omega]}{Z_{base}} + j \frac{X[\Omega]}{Z_{base}}$$

de modo que para que se satisfaga; que la impedancia por unidad posee parte real e imaginaria:

$$Z[p.u.] = R[p.u.] + jX[p.u.] \quad (7)$$

Finalmente se obtiene:

$$\begin{aligned} R[p.u] &= \frac{R[\Omega]}{Z_{base}} \\ X[p.u] &= \frac{X[\Omega]}{Z_{base}} \end{aligned} \quad (8)$$

De lo antes expuesto, se concluye que la impedancia base es única, común tanto a la parte resistiva como a la reactiva.

Ahora bien, la Ley de Ohm establece que la diferencia de potencial (V) a través de un conductor es proporcional a la corriente a través del; siendo la constante de proporcionalidad, la resistencia eléctrica; de modo que operacionalmente en unidades reales, la Ley de Ohm queda expresada por:

$$\bar{V}[\text{Volt}] = Z[\Omega] \bar{I}[\text{Amp}] \quad (9)$$

por definición el voltaje, la corriente y la impedancia en el sistema por unidad son:

$$\bar{V}[p.u] = \frac{\bar{V}[\text{Volt}]}{V_{base}} \quad (2)$$

$$\bar{I}[p.u] = \frac{\bar{I}[\text{Amp}]}{I_{base}} \quad (3)$$

$$Z[p.u] = \frac{Z[\Omega]}{Z_{base}} \quad (4)$$

entonces, sustituyendo (2), (3), (4), en la Ley de Ohm (9).

$$\bar{V}[p.u] V_{base} = Z[p.u] Z_{base} \bar{I}[p.u] I_{base}$$

las cantidades por unidad cumplen con la Ley de Ohm:

$$\bar{V}[p.u] = Z[p.u] \bar{I}[p.u] \quad (10)$$

si :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} \quad (11)$$

de lo anterior se desprende que las cantidades por unidad cumplen con la Ley de Ohm.

3.5 Identidades de Potencia

Se conoce que la potencia aparente eléctrica monofásica por definición es el producto del voltaje ($\bar{V}$) por la corriente ($\bar{I}$) conjugada.

La potencia aparente ($\bar{S}$) es un número complejo, que esta constituido una parte real que es la potencia activa (P), la cual realiza un trabajo útil y la parte imaginaria potencia reactiva (Q); quedando operacionalmente esto definido como:

$$\bar{S}[\text{Volt} - \text{Amp}] = \bar{V}[\text{Volt}] \bar{I}^*[\text{Amp}] \quad (12)$$

$$\bar{S}[\text{Volt} - \text{Amp}] = P[\text{Watt}] + jQ[\text{Var}] \quad (13)$$

Si se toma la definición de potencia aparente en por unidad (5).

$$\bar{S}[p.u.] = \frac{\bar{S}[\text{Volt} - \text{Amp}]}{S_{base}} \quad (5)$$

y se sustituye (13)

$$\bar{S}[p.u.] = \frac{P[\text{Watt}] + jQ[\text{Var}]}{S_{base}}$$

Si el numerador se separa en dos partes se tiene:

$$\bar{S}[p.u.] = \frac{P[\text{Watt}]}{S_{base}} + j \frac{Q[\text{Var}]}{S_{base}}$$

Si se cumple que:

$$\begin{aligned} P[p.u.] &= \frac{P[\text{Watt}]}{S_{base}} \\ Q[p.u.] &= \frac{Q[\text{Var}]}{S_{base}} \end{aligned} \quad (14)$$

Entonces los valores por unidad satisfacen:

$$\bar{S}[p.u.] = P[p.u.] + jQ[p.u.] \quad (15)$$

Con esta demostración tan sencilla se demuestra que la base para potencia es única, y común para la potencia activa y reactiva.

Se conoce que la potencia de un sistema eléctrico viene dado por el producto de la tensión y la corriente. Así, que se cumple en variables reales que:

$$\bar{S}[\text{Volt} - \text{Amp}] = \bar{V}[\text{Volt}] \bar{I}^*[\text{Amp}] \quad (12)$$

en cantidades por unidad, atendiendo a las definiciones antes dadas:

$$\bar{V}[p.u.] = \frac{\bar{V}[\text{Volt}]}{V_{base}} \quad (2)$$

$$\bar{I}[p.u.] = \frac{\bar{I}[\text{Amp}]}{I_{base}} \quad (3)$$

$$\bar{S}[p.u.] = \frac{\bar{S}[\text{Volt} - \text{Amp}]}{S_{base}} \quad (5)$$

entonces:

$$\bar{S}[p.u.]S_{base} = \bar{V}[p.u.]V_{base}\bar{I}^*[Amp]I_{base}$$

esta relación es válida cuando los valores por unidad cumplen con la ley de potencia, si las siguientes relaciones son utilizadas:

$$\bar{S}[p.u.] = \bar{V}[p.u.]\bar{I}^*[p.u.] \quad (16)$$

$$S_{base} = V_{base}I_{base} \quad (17)$$

De modo que la ecuación de potencia puede ser efectivamente empleada en el sistema por unidad, si las bases también la cumplen.

3.6 Leyes de Kirchoff aplicadas al Sistema Por Unidad

Las leyes de *Robert Gustav Kirchoff* son las que rigen el comportamiento de los circuitos eléctricos, además de que son la herramienta que permite el cálculo de las variables eléctricas. Estas leyes son dos: Ley de tensiones y Ley de Corriente; ambas se basan en el principio de conservación de la energía y de la carga.

La primera Ley de Kirchoff también conocida como ley de las corrientes, establece que la sumatoria algebraica de las intensidades de corriente en un nodo debe ser igual a cero, se debe verificar si las cantidades por unidad satisfacen esta ley. Suponga un nodo cualquiera p , donde entran n corrientes ($\bar{I}_{1p}, \bar{I}_{2p}, \bar{I}_{3p}, \dots, \bar{I}_{np}$) y salen m ($\bar{I}_{p1}, \bar{I}_{p2}, \bar{I}_{p3}, \dots, \bar{I}_{pm}$). Aplicando Kirchoff se tiene:

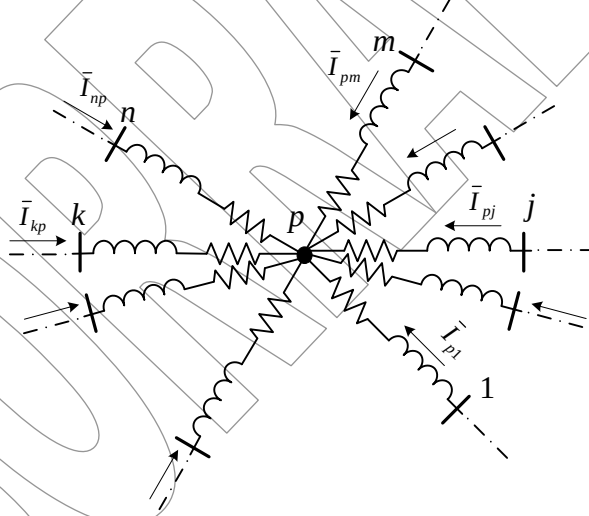


Fig. 3.1. Nodo genérico con $n+m$ ramas

$$\sum_{i=1}^n \bar{I}_{ip}[Amp] = \sum_{j=1}^m \bar{I}_{pj}[Amp] \quad (14)$$

si se aplica la definición de sistema por unidad a ambos miembros se tiene:

$$\bar{I}_{ip}[p.u.] = \frac{\bar{I}_{ip}[Amp]}{I_{basei}}$$

$$\bar{I}_{pj}[p.u] = \frac{\bar{I}_{pj}[Amp]}{I_{basej}}$$

Sustituyendo las definiciones anteriores con los respectivos despejes en (14) se tiene:

$$\sum_{i=1}^n \bar{I}_{ip}[p.u]I_{basei} = \sum_{j=1}^m \bar{I}_{pj}[p.u]I_{basej}$$

para que se cumpla la ley de corrientes de Kirchoff en el sistema por unidad.

$$\sum_{i=1}^n \bar{I}_{ip}[p.u] = \sum_{j=1}^m \bar{I}_{pj}[p.u] \quad (15)$$

se debe satisfacer:

$$I_{basei} = I_{basej} \quad (16)$$

Del razonamiento anterior se concluye que los valores por unidad de la corriente cumplen con la primera ley de Kirchoff, siempre y cuando las bases de las corrientes que entran y salgan sean iguales y únicas.

La segunda Ley de Kirchoff o ley de tensiones, establece que la sumatoria de las caídas de tensión alrededor de un lazo cerrado debe ser igual a la sumatoria de las elevaciones de tensión. Esto puede ser escrito como:

$$\sum_{j=1}^n \bar{E}[Volt] = \sum_{j=1}^m \bar{V}[Volt] \quad (17)$$

siendo $\bar{E}$ las caídas y $\bar{V}$ las elevaciones de voltaje. Si se aplica la definición de sistema por unidad a las elevaciones y a las caídas se tiene:

$$\bar{E}[p.u] = \frac{\bar{E}[Volt]}{E_{base}}$$

$$\bar{V}[p.u] = \frac{\bar{V}[Volt]}{V_{base}}$$

Si se toman estas definiciones con los respectivos despejes y se insertan en (12) se tiene:

$$\sum_{j=1}^n \bar{E}[p.u]E_{base} = \sum_{j=1}^m \bar{V}[p.u]V_{base}$$

Para que la ley de tensiones de Kirchoff cumpla con el sistema por unidad.

$$\sum_{j=1}^n \bar{E}[p.u] = \sum_{j=1}^m \bar{V}[p.u] \quad (18)$$

Se debe verificar que:

$$E_{base} = V_{base} \quad (19)$$

De manera que los valores de voltaje en por unidad cumplen con la segunda Ley de Kirchhoff, cuando la base de tensión en un lazo cerrado es única.

3.7 Identidades Trifásicas

Los sistemas trifásicos también pueden ser estudiados en cantidades por unidad, de hecho, en esta área es donde se emplea generalmente ya que logra una gran cantidad de ventajas.

Todos los aspectos antes mencionados del sistema por unidad, son igualmente valederos en el caso en que se opere con sistemas trifásicos, solo que realizando dos salvedades:

- La voltaje base es siempre un voltaje de línea a línea (V_{L-L} , rms).
- La potencia aparente base debe tomarse siempre como potencia trifásica ($S_{3\phi}$).

$$V_{base} = V_{linea-linea} \quad (20)$$

$$S_{base} = S_{3\phi} \quad (21)$$

Todas las relaciones circuitales válidas en circuitos trifásicos equilibrados se respetan. Por tanto, para una V_{base} expresada en kV y una S_{base} expresada en MVA se tiene:

$$\bar{S}[MVA] = \sqrt{3}\bar{V}[kVolt]\bar{I}^*[kAmp] \quad (22)$$

Si se despejan de las definiciones de las variables tensión, corriente y potencia en por unidad.

$$\bar{V}[p.u.] = \frac{\bar{V}[Volt]}{V_{base}} \quad (2)$$

$$\bar{I}[p.u.] = \frac{\bar{I}[Amp]}{I_{base}} \quad (3)$$

$$\bar{S}[p.u.] = \frac{\bar{S}[Volt - Amp]}{S_{base}} \quad (5)$$

y se sustituyen en (22), resulta:

$$\bar{S}[p.u.]S_{base} = \sqrt{3}\bar{V}[p.u.]V_{base}\bar{I}^*[kAmp]I_{base}^*$$

De modo que para que se mantenga el hecho de que la potencia en por unidad es el producto de la tensión y la corriente conjugada por unidad.

$$\bar{S}[p.u.] = \bar{V}[p.u.]\bar{I}^*[p.u.] \quad (16)$$

Las bases deben satisfacer.

$$S_{base} = \sqrt{3}V_{base}I_{base} \quad (23)$$

Resulta fácilmente demostrable con el uso de la ecuación (11), dos ecuaciones de uso muy común.

$$I_{base} [kAmp] = \frac{S_{base} [MVA]}{\sqrt{3} V_{base} [kVolt]} \quad (24)$$

$$Z_{base} [\Omega] = \frac{|V_{base}|^2 [kVolt]}{S_{base}^* [MVA]} \quad (25)$$

En especial la ecuación (25) es de uso muy común para determinar la impedancia base cuando se conocen las bases de tensión y potencia.

Uno de las potencialidades más altas que posee el sistema por unidad, es el empleo para los sistemas trifásicos

Las cargas trifásicas simétricas dentro de los sistemas de potencia pueden estar conectadas en estrella (Y) o en delta (Δ).

Considérese dos cargas trifásicas simétricas, una en estrella con impedancia $Z_Y = R_Y + jX_Y$, y otra conectada en delta $Z_\Delta = R_\Delta + jX_\Delta$.

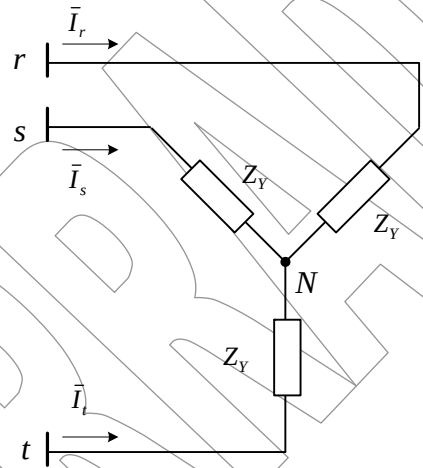


Fig. 3.2. Impedancias en Conexión Estrella

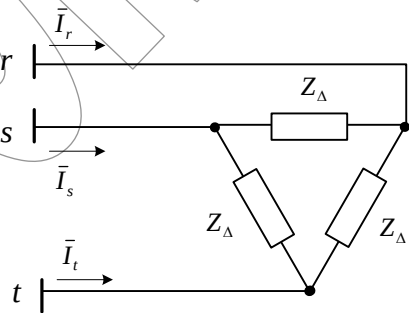


Fig. 3.3. Conexión Delta

Si se aplica la definición de sistema por unidad a las impedancias de ambas cargas trifásicas simétricas.

$$Z [p.u] = \frac{Z [\Omega]}{Z_{base}} \quad (4)$$

La impedancia de la carga conectada en estrella en el sistema por unidad queda dado por:

$$Z_Y[p.u] = \frac{Z_Y[\Omega]}{Z_{baseY}} \quad (26)$$

donde Z_{baseY} la impedancia base por fase de la carga conectada en estrella

$$\begin{aligned} Z_{baseY} &= \frac{(V_{base}[línea - neutro])^2}{S_{base1\phi}} = \frac{\left(\frac{V_{base}}{\sqrt{3}}\right)^2}{\frac{S_{base}}{3}} \\ Z_{baseY} &= \frac{\frac{V_{base}^2}{3}}{\frac{S_{base}}{3}} \\ Z_{baseY} &= \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \end{aligned} \quad (27)$$

En el caso de la carga simétrica en conexión delta, al aplicar la definición por unidad se tiene:

$$Z_{\Delta}[p.u] = \frac{Z_{\Delta}[\Omega]}{Z_{base\Delta}} \quad (28)$$

donde $Z_{base\Delta}$ en el caso que la carga este en delta.

$$\begin{aligned} Z_{base\Delta} &= \frac{(V_{base}[línea - línea])^2}{S_{base1\phi}} = \frac{(V_{base})^2}{\frac{S_{base}}{3}} \\ Z_{base\Delta} &= \frac{\frac{V_{base}^2}{3}}{\frac{S_{base}}{3}} \\ Z_{base\Delta} &= \frac{3V_{base}^2}{S_{base}} \end{aligned} \quad (29)$$

Si se compara la ecuación (27) y la (29) se obtiene:

$$Z_{base\Delta} = 3Z_{baseY} \quad (30)$$

Tomando en cuenta que para sistemas trifásicos equilibrados la impedancia en unidades reales de la conexión delta es tres veces la impedancia en unidades reales de la impedancia en estrella.

$$Z_{\Delta}[\Omega] = 3Z_Y[\Omega] \quad (31)$$

Si se considera entonces esta propiedad (31) y la establecida para las bases (30), en cada una de las definiciones de impedancias para cargas simétricas en por unidad.

$$Z_Y[p.u] = \frac{Z_Y[\Omega]}{Z_{baseY}} \quad (26)$$

$$Z_\Delta[p.u] = \frac{Z_\Delta[\Omega]}{Z_{base\Delta}} \quad (28)$$

resulta:

$$Z_\Delta[p.u] = Z_Y[p.u] \quad (32)$$

Lo antes expuesto demuestra que en las cantidades por unidad se elimina la equivalencia que existe entre sistemas conectados en delta o en estrella; siempre que las bases cumplan con la equivalencia entre delta y estrella.

3.8 Transformadores Monofásicos en el Sistema por unidad

Los transformadores son uno de los elementos dentro del sistema de potencia de mayor uso, es por ello que se le dedica especial interés en su trato dentro del sistema por unidad.

Suponga un transformador de potencia monofásico, ideal, de dos arrollados. Como se considera ideal, no posee asociado pérdidas o reactancia interna, resultando en forma explícita la relación de transformación es $N_1:N_2$, el cual es conectado a una carga de impedancia Z_{20} .

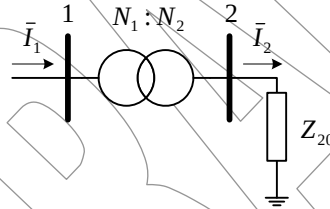


Fig. 3.4. Transformador de Potencia Monofásico de Dos Arrollados

Por teoría de máquinas eléctricas se conoce que en un transformador monofásico ideal, satisface que el cociente de los voltajes primario a secundario (V_1/V_2) es numéricamente igual al cociente del número de vueltas primario y secundario (N_1/N_2).

$$\frac{V_1[Volt]}{V_2[Volt]} = \frac{N_1[Vueltas]}{N_2[Vueltas]} \quad (33)$$

Si se selecciona las bases de tensión de manera que cumplan con la relación de transformación.

$$\frac{V_{base1}}{V_{base2}} = \frac{N_1}{N_2} \quad (34)$$

siendo:

V_{1base} : Voltaje base en la barra 1
 V_{2base} : Voltaje base en la barra 2

Si se procede a igualar las ecuaciones (33) en (34)

$$\frac{V_1[Volt]}{V_2[Volt]} = \frac{V_{base1}}{V_{base2}}$$

$$\frac{\bar{V}_1[\text{Volt}]}{V_{base1}} = \frac{\bar{V}_2[\text{Volt}]}{V_{base2}}$$

En atención a la definición de los valores por unidad, en cada una de las barras del transformador:

$$\bar{V}_1[p.u.] = \frac{\bar{V}_1[\text{Volt}]}{V_{base1}}$$

$$\bar{V}_2[p.u.] = \frac{\bar{V}_2[\text{Volt}]}{V_{base2}}$$

resultando evidente que:

$$\bar{V}_1[p.u.] = \bar{V}_2[p.u.] \quad (35)$$

De lo antes expuesto se concluye que cuando se expresan las tensiones de un transformador en el sistema por unidad se elimina la relación de transformación, pero esto solo es cierto cuando las bases cumplen con la relación de transformación.

Por otra parte, en un transformador monofásico, se cumple que las corrientes satisfacen a la relación de transformación:

$$\frac{I_2[\text{Amp}]}{I_1[\text{Amp}]} = \frac{N_1[\text{Vueltas}]}{N_2[\text{Vueltas}]} \quad (36)$$

Si las bases de corriente son seleccionadas convenientemente para que satisfagan la relación de transformación:

$$\frac{I_{base2}}{I_{base1}} = \frac{N_1}{N_2} \quad (37)$$

donde:

I_{base1} : Corriente base en la barra 1
 I_{base2} : Corriente base en la barra 2

entonces igualando las expresiones (36) y (37) se tiene:

$$\frac{\bar{I}_1[\text{Amp}]}{\bar{I}_2[\text{Amp}]} = \frac{I_{base1}}{I_{base2}}$$

$$\frac{\bar{I}_1[\text{Amp}]}{I_{base1}} = \frac{\bar{I}_2[\text{Amp}]}{I_{base2}}$$

Si se toma en cuenta la definición de los valores por unidad para la corriente, en cada una de las barras del transformador:

$$\bar{I}_1[p.u.] = \frac{\bar{I}_1[\text{Amp}]}{I_{base1}}$$

$$\bar{I}_2[p.u.] = \frac{\bar{I}_2[Amp]}{I_{base2}}$$

el resultado final es:

$$\bar{I}_1[p.u.] = \bar{I}_2[p.u.] \quad (38)$$

De manera tal que si se eligen las bases de corrientes en ambos lados del transformador para que cumplan con la relación de transformación, el valor de corriente en el sistema por unidad de un lado y otro del transformador son iguales.

Nótese que el hecho de que en los valores de tensión y corriente en el sistema por unidad, se elimina el acoplamiento magnético.

En un transformador monofásico, se puede seleccionar como valores bases arbitrarias en cualquiera de las combinaciones de corriente y tensión; pero los restantes son calculados mediante el empleo de la relación de transformación.

$$\frac{V_{base1}}{V_{base2}} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_{base2}}{I_{base1}} \quad (39)$$

Ahora considérese que el transformador de potencia de dos arrollados monofásico posee una carga Z_{20} conectada en la barra 2.

Se puede afirmar que en variables reales, el voltaje en la carga viene dado por la ley de Ohm.

$$\bar{V}_2[Volt] = Z_{20}[\Omega] \bar{I}_2[Amp] \quad (40)$$

Si se asume que la impedancia Z_{20} referida al primario es Z_{10} , entonces es valedera la aplicación de la ley de Ohm en unidades reales al primero.

$$\bar{V}_1[Volt] = Z_{10}[\Omega] \bar{I}_1[Amp] \quad (41)$$

Se conoce por teoría de el sistema por unidad que si las bases de tensión

$$\frac{\bar{V}_1[Volt]}{V_{base1}} = \frac{\bar{V}_2[Volt]}{V_{base2}}$$

sustituyendo (40) y (41).

$$\frac{Z_{10}[\Omega] \bar{I}_1[Amp]}{V_{base1}} = \frac{Z_{20}[\Omega] \bar{I}_2[Amp]}{V_{base2}}$$

Pero, por definición de valores por unidad, las corrientes de ambos lados resultan:

$$\begin{aligned} \bar{I}_1[Amp] &= \bar{I}_1[p.u.] I_{base1} \\ \bar{I}_2[Amp] &= \bar{I}_2[p.u.] I_{base2} \end{aligned}$$

$$\frac{Z_{10} [\Omega] \bar{I}_1 [p.u.] I_{base1}}{V_{base1}} = \frac{Z_{20} [\Omega] \bar{I}_2 [p.u.] I_{base2}}{V_{base2}}$$

$$\bar{I}_1 [p.u.] = \bar{I}_2 [p.u.]$$

(38)

entonces:

$$\frac{Z_{10} [\Omega] \bar{I}_1 [p.u.] I_{base1}}{V_{base1}} = \frac{Z_{20} [\Omega] \bar{I}_2 [p.u.] I_{base2}}{V_{base2}}$$

si :

$$\frac{\bar{I}_1 [Amp]}{I_{base1}} = \frac{\bar{I}_2 [Amp]}{I_{base2}}$$

finalmente:

$$\frac{Z_{10} [\Omega] \bar{I}_1 [p.u.]}{\left(\frac{V_{base1}}{I_{base1}} \right)} = \frac{Z_{20} [\Omega] \bar{I}_2 [p.u.]}{\left(\frac{V_{base2}}{I_{base2}} \right)}$$

$$\frac{Z_{10} [\Omega]}{\left(\frac{V_{base1}}{I_{base1}} \right)} = \frac{Z_{20} [\Omega]}{\left(\frac{V_{base2}}{I_{base2}} \right)}$$

$$\frac{Z_{10} [\Omega]}{Z_{10base}} = \frac{Z_{20} [\Omega]}{Z_{20base}}$$

$$Z_{10} [p.u.] = Z_{20} [p.u.]$$

(29)

De lo expuesto anteriormente se deduce que la impedancia $Z_{20} [\Omega]$ referida al lado primario $Z_{10} [\Omega]$ son iguales en cantidades por unidad, demostrando que en el sistema por unidad las impedancias [p.u] son iguales no importa de que lado del transformador se expresen.

3.9 Caída de Voltaje en un Elemento en el Sistema Por Unidad

Se tiene una impedancia $Z_{12} [\Omega]$ entre dos puntos de un sistema que puede ser la impedancia de una línea de transmisión o la equivalente de un transformador.

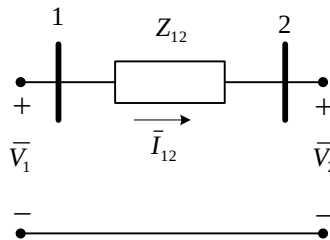


Fig. 3.5. Impedancia entre dos bus.

Francisco M. Gonzalez-Longatt

Se conoce por definición de sistemas por unidad:

$$\begin{aligned}\bar{V}_{12}[p.u.] &= \frac{\bar{V}_{12}[\text{Volt}]}{V_{base}} \\ \bar{V}_{12}[p.u.] &= \frac{Z_{12}[\Omega] \bar{I}_2[\text{Amp}] I_{base}}{V_{base} I_{base}} \\ \bar{V}_{12}[p.u.] &= \frac{Z_{12}[\Omega] \bar{I}_2[\text{Amp}]}{Z_{base} I_{base}} \\ \bar{V}_{12}[p.u.] &= Z_{12}[p.u.] \bar{I}_{12}[p.u.] \end{aligned} \quad (30)$$

Se observa que la caída de tensión en una impedancia en por unidad es igual al producto de los valores en por unidad de esa impedancia por la corriente circulante.

3.9.1. Sistemas Monofásico con Varios Transformadores

El sistema de por unidad es particularmente útil cuando se trabaja con sistemas con varias estaciones de transformación.

Suponga que se tiene un sistema monofásico como el de la figura, con dos transformadores ideales y una línea de transmisión.

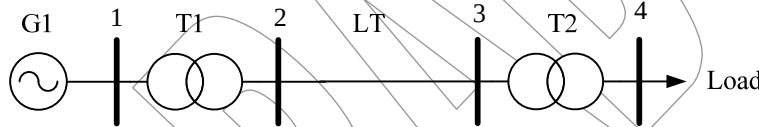


Fig. 3.6. Sistema de Potencia con dos transformadores

Se disponen de los datos nominales de los transformadores, de la línea de transmisión y de la carga. Se conocen de cada elemento:

$$\begin{aligned}T1 : S_{1n}; V_{1n}/V_{2n} \\ T2 : S_{2n}; V_{3n}/V_{4n} \\ L.T : Z_{23} [\Omega] \\ Load : Z_L [\Omega] \end{aligned}$$

Se desea calcular el valor del voltaje y la impedancia en la barra 1 (V_1, Z_{10}) en por unidad.

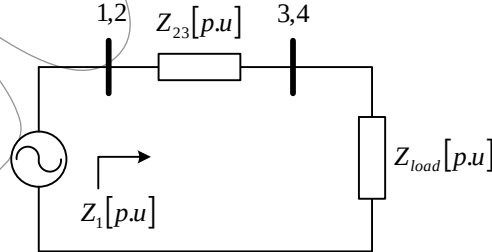


Fig. 3.7. Modelo equivalente de impedancia

Para trabajar el sistema de potencia de la figura en por unidad se procede de la siguiente forma:

- Se seleccionan dos valores base arbitrarios; y se calculan el resto. *Por ejemplo:* se toma la tensión V_{base} y una potencia S_{base} , esta capacidad puede ser la de alguno de los transformadores o bien un valor arbitrario el cual va a ser común para todo el sistema.
- Se delimitan las diferentes zonas para las cuales los valores bases son comunes y dependen del número de transformadores.
- Se determinan los valores bases desconocidos.

$$V_{base2} = \bar{V}_{2n} \frac{V_{base1}}{V_{1n}}$$

$$V_{base3} = V_{base2}$$

$$V_{base4} = \bar{V}_{4n} \frac{V_{base3}}{V_{3n}}$$

$$I_{base4} = \frac{S_{base}}{V_{base4}}$$

$$I_{base3} = \frac{\bar{V}_{4n} I_{base4}}{\bar{V}_{3n}}$$

$$I_{base2} = I_{base3}$$

$$I_{base1} = \frac{\bar{V}_{2n} I_{base2}}{\bar{V}_{1n}}$$

$$Z_{baseLT} = \frac{V_{base2}^2}{S_{base}}$$

$$Z_{baseL} = \frac{V_{base4}^2}{S_{base}}$$

$$Z_{base1} = \frac{V_{base1}^2}{S_{base}}$$

- Se determina un circuito equivalente para el sistema.

Siendo los transformadores T1 y T2 ideales se cumple que cualquier tensión $V_1 [p.u] = V_2 [p.u] = V_3 [p.u] = V_4 [p.u]$. Estas relaciones equivalen a eliminar el acoplamiento magnético. Así pues, el circuito equivalente expresando todas las variables en p.u. queda:

donde :

$$Z_{23} [p.u] = \frac{Z_{23} [\Omega]}{Z_{baseLT}}$$

$$Z_L [p.u] = \frac{Z_L [\Omega]}{Z_{baseL}}$$

$$I_L [p.u] = \frac{I_L [Amp]}{I_{base4}}$$

$$I_1 [p.u] = I_2 [p.u] = I_3 [p.u] = I_4 [p.u]$$

$$I_L [p.u] = I_1 [p.u]$$

$$V_{23} [p.u] = Z_{23} [p.u] I_L [p.u]$$

$$V_4 [p.u] = Z_L [p.u] I_L [p.u]$$

$$V_1[p.u] = V_{23}[p.u] + V_4[p.u]$$

$$Z_1[p.u] = \frac{Z_1[\Omega]}{Z_{base1}} = \frac{V_1[p.u]}{I_1[p.u]}$$

$$Z_1[p.u] = \frac{V_{23}[p.u] + V_4[p.u]}{I_1[p.u]}$$

$$Z_1[p.u] = Z_{23}[p.u] + Z_4[p.u]$$

Se nota que la impedancia vista en la barra 1, es igual a la sumatoria de las impedancias de los distintos elementos, como si los transformadores no existiesen, esto se debe a que los transformadores son ideales.

3.10 Sistema por unidad con transformadores reales

En los sistemas de potencia, es necesario considerar los elementos lo más cerca de la realidad posible, y en el transformador de potencia real hay que tomar en cuenta para el análisis en sistema por unidad los siguientes aspectos:

- La corriente de excitación.
- La impedancia equivalente.

En los transformadores de potencia la corriente de excitación o de magnetización se puede considerar despreciable, debido a que por lo general es muy pequeña, del orden del 5% de la corriente nominal, por lo cual se aproxima despreciable.

Para la impedancia, considere un transformador monofásico real, con una impedancia equivalente $Z_T[\Omega]$, vista desde el primario.

En la representación de un transformador monofásico real, se realiza con una barra ficticia 3-3' la cual no existe físicamente, pero que sirve para modelar el transformador real, como uno ideal en serie con su impedancia.

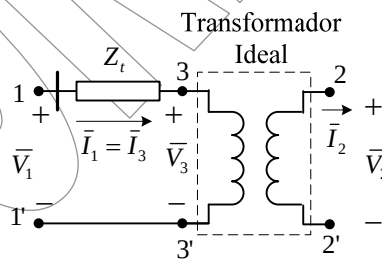


Fig. 3.8. Modelo equivalente para un transformador real

Si se seleccionan dos valores bases V_{base1} y I_{base1} , empleando el sistema por unidad se tiene que:

$$V_3[p.u] = V_2[p.u]$$

Entonces el circuito equivalente para el transformador 1 ϕ real se puede representar por:

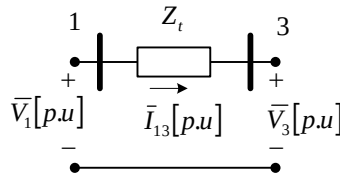


Fig. 3.9. Modelo equivalente para un transformador real en el sistema por unidad

$$V_1[p.u.] = V_3[p.u.] + I_1[p.u.]Z_T[p.u.]$$

En los transformadores el valor de la impedancia del transformador se puede obtener de las características nominales del mismo.

La placa de especificaciones del transformador, traen el valor de Z_T , normalmente el fabricante específico este valor en % dando R , X en potencia.

En los transformadores de potencia usualmente se considera sólo la reactancia, la cual viene expresada en forma porcentual. Este porcentaje es el valor de la X_{eq} , expresada como el porcentaje de la caída de tensión que se producía al circular por X_{eq} la corriente nominal del transformador.

$$R_{eq}[\%] = \frac{R_{eq}[\Omega]I_{nominal}}{V_{nominal}} \times 100\% \quad (31)$$

$$X_{eq}[\%] = \frac{X_{eq}[\Omega]I_{nominal}}{V_{nominal}} \times 100\% \quad (32)$$

El porcentaje representa la caída de tensión que se produce al circular por R_{eq} ó X_{eq} la corriente nominal del transformador expresada en porcentaje de la tensión nominal, de acuerdo al lado considerado.

Si por ejemplo se toma como base la corriente y el voltaje nominal como bases resulta:

$$R_{eq}[\%] = \frac{R_{eq}[\Omega]I_{nominal}}{V_{nominal}} \times 100\% \quad (31)$$

$$X_{eq}[\%] = \frac{X_{eq}[\Omega]I_{nominal}}{V_{nominal}} \times 100\% \quad (32)$$

$$X_{eq}[\%] = X_{eq}[\Omega] \times \frac{100\%}{Z_{base}} \quad (33)$$

Ejemplo

Sea un transformador de potencia monofásico de 50MVA, 11/132 kV y reactancia igual $X=10\%$. ¿Qué significado tiene la esta reactancia?

Resolución

El significado físico de este 10% es que la caída de tensión en X_{eq} cuando el transformador está trabajando a plena es el 10% de la tensión nominal (13.2 kV), referida al secundario.

Ejemplo

Dado un transformador monofásico con los siguientes datos de placa: 50 MVA, 11/132 kV, $X_1 = 0.242 \Omega$ y $X_2 = 34.848 \Omega$ (visto del lado de alta). Determinar el valor de la reactancia porcentual vista de ambos lados.

Resolución

- La corriente nominal en ambos lados del transformador es:

$$I_{1n} = \frac{50 \text{ MVA}}{11 \text{ kV}} = 4545.45 \text{ Amp}$$

$$I_{2n} = \frac{50 \text{ MVA}}{132 \text{ kV}} = 378.78 \text{ Amp}$$

- Se determinan los valores de reactancia en porcentaje para ambos lados del transformador:

$$X_{\text{alta}} [\%] = X_2 [\Omega] \frac{I_{1n}}{V_{1n}} 100\%$$

$$X_{\text{alta}} [\%] = 34.848 \Omega \frac{378.78 \text{ Amp}}{132 \text{ kV}} 100\%$$

$$X_{\text{alta}} = 10\%$$

$$X_{\text{baja}} [\%] = X_1 [\Omega] \frac{I_{2n}}{V_{2n}} 100\%$$

$$X_{\text{baja}} [\%] = 0.242 \Omega \frac{4545.45 \text{ Amp}}{11 \text{ kV}} 100\%$$

$$X_{\text{baja}} = 10\%$$

La reactancia del lado de alta y baja es igual, un resultado que era de esperarse por teoría.

$$X_{\text{baja}} [\%] = X_{\text{alta}} [\%]$$

3.11 Cambios de base en el Sistema Por Unidad

En muchas ocasiones y con frecuencia ciertos parámetros de un sistema son expresados en valor por unidad pero con valores de base diferentes a los seleccionados en el sistema; por tanto, se hace necesario efectuar un cambio de base. Tal es el caso de las reactancias de los transformadores, que son expresados en valor porcentual con respecto a los valores nominales de cada uno de los transformadores. Dado que las impedancias de cualquier parte del sistema tienen que ser expresadas respecto a la misma impedancia base, al hacer los cálculos, es preciso tener un medio para pasar las impedancias de una base a otra.

Se conoce que la impedancia por unidad de un elemento de circuitos es:

$$Z[p.u.] = Z[\Omega] \frac{S_{\text{base}}}{V_{\text{base}}^2} \quad (34)$$

Las unidades típicas en el análisis de sistemas de potencia:

$$Z[p.u.] = Z[\Omega] \frac{\text{MVA}_{\text{base}}}{\text{kV}_{\text{base}}^2}$$

Sean :

$Z_1[p.u.]$: Impedancia en p.u considerando los valores de base 1

$Z_2[p.u]$: Impedancia en p.u considerando los valores de base 2

S_{base1}, V_{base1} : Valores base para $Z_1[p.u]$

S_{base2}, V_{base2} : Valores base para $Z_2[p.u]$

se tiene :

$$Z_2[p.u] = Z_1[p.u] \frac{S_{base2}}{S_{base1}} \left(\frac{V_{base1}}{V_{base2}} \right)^2 \quad (35)$$

Esta ecuación no tiene ninguna relación con la transferencia del valor de impedancia de un lado a otro de un transformador.

Ejemplo

La reactancia X de un generador es 0.20 por unidad basada en los datos de placa del generador: 13.2 kV, 30 MVA. La base para los cálculos es 13.8 kV, 50 MVA. Determinar el valor de X para las nuevas bases.

Resolución

Considerando la ecuación de cambio de bases dada en (35) se tiene:

$$X_{new}[p.u] = X_{old}[p.u] \frac{S_{new}}{S_{old}} \left(\frac{V_{old}}{V_{new}} \right)^2$$

En este caso los valores *old* son aquellos en los que estaba definido originalmente la reactancia y los *new* son aquellos a los que se quiere referir el valores por unidad de la reactancia.

$$X_{old} = 0.20 p.u \quad V_{old} = 13.2 kV \quad S_{old} = 30 MVA$$

$$X_{new} = ? \quad V_{new} = 13.8 kV \quad S_{new} = 50 MVA$$

Sustituyendo los respectivos valores se obtiene

$$X_{new}[p.u] = 0.20 p.u \frac{50 MVA}{30 MVA} \left(\frac{13.8 kV}{13.2 kV} \right)^2$$

$$X_{new} = 0.306 p.u$$

Este valor está referido en las bases de 13.8 kV y 50 MVA.

Ejemplo

Supóngase que se tiene un transformador de 186.6 MVA, 69/220 kV, y reactancia de 8%. Determinar el valor de la reactancia expresada en las bases de 230 kV, 100 MVA.

Resolución

Se conoce que el fabricante entrega el valor de la reactancia de este transformador en porcentaje (cien veces el valor por unidad), de los datos de placa, $X_{old} = 0.08 p.u$ $V_{old} = 220 kV$ $S_{old} = 186.6 MVA$. Es importante aclarar que un transformador es el único elemento que modifica las bases. Un transformador ha de tener tantas

bases de voltaje corriente, e impedancia como devanados tenga el mismo. En este caso, la base de voltaje se refiere al lado de alta.

$$X_{new}[p.u] = X_{old}[p.u] \frac{S_{new}}{S_{old}} \left(\frac{V_{old}}{V_{new}} \right)^2$$

Sustituyendo los respectivos valores:

$$X_{new}[p.u] = 0.08 p.u \frac{100 MVA}{186.6 MVA} \left(\frac{220 kV}{230 kV} \right)^2$$

$$X_{new} = 0.03922 p.u$$

3.12 Transformadores de Tres Devanados

El transformador de tres devanados es aquel en el que se incluye un tercer devanado por cada fase, se llaman también transformadores de circuitos o devanados múltiples. El tercer arrollado que se incluye por cada fase suele ser denominado *terciario*.

Un punto de vista especialmente importante en la utilización del transformador de tres devanados, es la posibilidad de utilizar las ventajas de la conexión Y-Y (estrella-estrella) de los transformadores de dos devanados al tiempo que el terciario se conecta en delta, con el fin de reducir los efectos indeseables de la conexión Y-Y de sus otros dos devanados.

Los transformadores de tres devanados son generalmente utilizados para los siguientes fines:

- En conexión Y-Y de los devanados de alta y baja, y se conecta el terciario en corto o delta, lo cual tiene la finalidad de reducir en forma apreciable los terceros armónicos de tensión que de otra forma estaría presentes en el devanado de baja de donde se alimenta la carga.
- En el caso de que se requiera interconectar tres circuitos de diferentes niveles de voltaje, siendo la opción más económica y práctica utilizar un transformador de tres devanados y no dos transformadores de dos arrollados con diferente relación de transformación.
- Para alimentar cargas que requieran una alta confiabilidad en el servicio, para lo cual se alimentarían de dos fuentes diferentes. Este tipo de conexión se hace particularmente utilizada en la planta de generación Macagua II, propiedad de la empresa EDELCA, en Venezuela, donde dos generadores son conectados a los devanados secundarios y terciario, y la carga en el primario.

En la actualidad los transformadores de tres devanados tienen amplia aceptación en centrales y subestaciones, para distribuir energía en tres niveles de tensión con el uso de un solo transformador, siendo las razones de mayor peso, la índole económica el espacio físico, y la eficiencia superior de estas máquinas comparadas con la de dos arrollados.

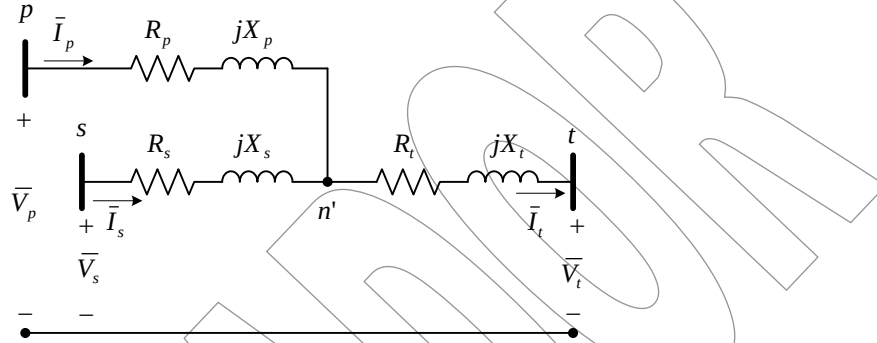
En el transformador de tres devanados al igual que en el caso de dos arrollados se siguen cumpliendo la relación de transformación (en el caso de máquinas ideales), solo que van a existir tres relaciones, productos de las interacciones magnéticas de los tres arrollados.

$$\frac{V_{primario}}{V_{secundario}} = \frac{N_{primario}}{N_{secundario}}$$

$$\frac{V_{\text{primario}}}{V_{\text{terciario}}} = \frac{N_{\text{primario}}}{N_{\text{terciario}}}$$

$$\frac{V_{\text{secundario}}}{V_{\text{terciario}}} = \frac{N_{\text{secundario}}}{N_{\text{terciario}}}$$

El modelo equivalente de un transformador de tres devanados ideal, consta de tres impedancias Z_p , Z_s , y Z_t en conexión estrella.



Siendo :

Z_p : Impedancia del arrollado primario $Z_p = R_p + jX_p$.

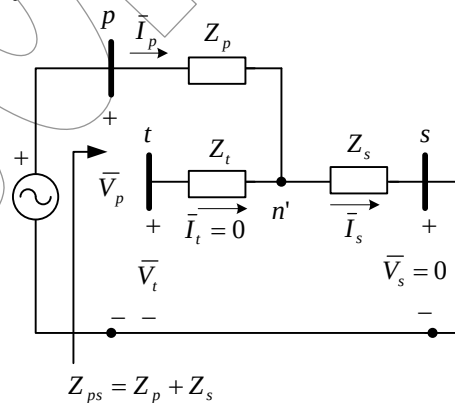
Z_s : Impedancia del arrollado secundario $Z_s = R_s + jX_s$.

Z_t : Impedancia del arrollado terciario $Z_t = R_t + jX_t$.

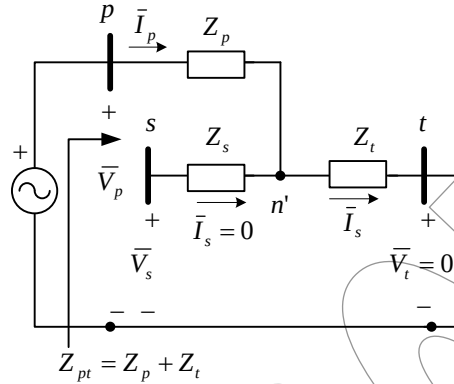
Estas impedancias al igual que el transformador de dos arrollados se obtienen a partir de los ensayos de cortocircuito realizados a la máquina; con la única diferencia que en el caso de la máquina de tres arrollados a de aplicarse igual número de veces el ensayo.

En el ensayo de cortocircuito de un transformador de tres arrollados se debe realizar en tres etapas (por simplicidad en la representación solo se ha considerado la parte reactiva de la impedancia):

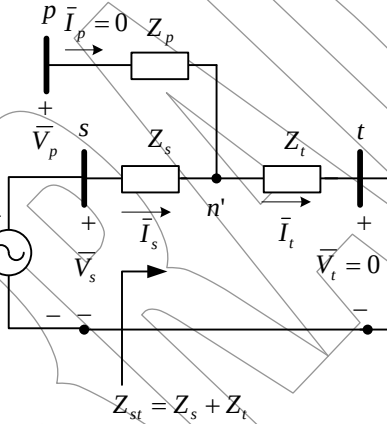
- *Alimentar por el primario, se cortocircuita el secundario*, teniendo presente que no se debe superar la menor potencia de los devanados involucrados en el ensayo en este caso del secundario, la reactancia de cortocircuito que se mide es X_{ps} : *Reactancia primario secundario*.



- Se alimenta por el devanado primario mientras se cortocircuita el terciario, de igual forma no se debe superar la menor de las potencias de los devanados en ensayo, en este caso por lo general el del terciario. La impedancia que se obtiene del ensayo es X_{pt} : Reactancia primario terciario.



- Se alimenta por el secundario al tiempo que se cortocircuita el terciario, nuevamente se cuida que no se supere la menor de las dos potencias en ensayo. Del ensayo se obtiene X_{st} : Reactancia secundario terciario.



De los tres ensayos de cortocircuito se obtiene un conjunto de tres ecuaciones lineales con tres incógnitas (X_p , X_s , X_t):

$$\begin{cases} X_{pt} = X_p + X_t \\ X_{st} = X_s + X_t \\ X_{ps} = X_p + X_s \end{cases}$$

Si se resuelven las tres ecuaciones se tiene:

$$X_p = \frac{1}{2}(X_{ps} + X_{pt} - X_{st})$$

$$X_s = \frac{1}{2}(X_{ps} + X_{st} - X_{pt})$$

$$X_t = \frac{1}{2}(X_{pt} + X_{st} - X_{ps})$$

En los transformadores de tres devanados los fabricantes proporcionan en la placa, los valores en porcentaje (%) de las reactancias obtenidas en los ensayos de cortocircuito.

$$Z_{ps} [\%] = 100\% \times Z_{ps} [p.u]$$

$$Z_{pt} [\%] = 100\% \times Z_{pt} [p.u]$$

$$Z_{st} [\%] = 100\% \times Z_{st} [p.u]$$

El valor en porcentaje representa cien veces el valor por unidad de la impedancia de cortocircuito, este valor expresado en las bases del ensayo.

Ejemplo

Supóngase un transformador monofásico de tres devanados 100/100/10 MVA, 765/√3:400/√3:13.8/√3 kV, $X_{ps} = 10\%$, $X_{st} = 8\%$, $X_{pt} = 5\%$. Estos valores en porcentaje representan:

$$X_{ps} = 0.1 p.u$$

$$X_{st} = 0.08 p.u$$

$$X_{pt} = 0.05 p.u$$

Ahora bien las bases de esto valor por unidad se obtienen de los ensayos.

- X_{ps} , se hace alimentando por el primario y cortocircuitando el secundario, es decir que la base de tensión de X_{ps} es 765/√3 kV, y la potencia base la menor de las de los arrollados involucrados 100 MVA.
- X_{st} se alimenta por el secundario, por lo que la base de tensión es 400/√3 kV, y la de potencia es la del arrollado de menor potencia en ensayo, 10 MVA, la del terciario.
- X_{pt} , se alimenta por el primario y se cortocircuita el terciario, por lo que las bases son 13.8/√3 kV, y 10 MVA.

Reactancia	Bases (kV ; MVA)
$X_{ps} = 0.1 p.u$	765/√3 ; 100
$X_{st} = 0.08 p.u$	400/√3 ; 10
$X_{pt} = 0.05 p.u$	765/√3 ; 10

Capítulo 4

Anormalidades en Sistemas de Potencia

4.1 Introducción

La planificación, diseño y operación de un sistema de potencia requiere un continuo y comprensivo análisis para evaluar el rendimiento actual y establecer planes efectivos de expansión y mejora. El trabajo computacional para determinar los flujos de potencia (*power flows*) y niveles de voltaje (*voltage levels*) resultantes de una condición sencilla de operación para aunque una pequeña red es del todo intolerable, si se realiza por métodos manuales. La necesidad de ayuda computacional dio origen al diseño de una computadora de analógica de propósito especial (analizador de res de ac; *ac network analyzer*) a comienzos de 1929. Este provee la posibilidad de determinar los flujos de carga y voltajes durante condiciones normales y de emergencia y estudiar el comportamiento transitorio del sistema resultante de una condición de falla o de conmutación.

Las primeras aplicaciones de computadoras digitales a problemas de sistemas de potencia datan de l comienzo de 1940. La mayoría de las aplicaciones eran limitadas en el alcance debido a la pequeña capacidad de las calculadoras de tarjetas perforadas en uso durante ese período. Las computadoras digitales de gran escala se hicieron posibles en la mitad de los 1950, y los primeros intentos de programas de flujo de carga permitieron el desarrollo de programas para cortocircuito y cálculos de estabilidad.

Hoy, las computadoras digitales son una herramienta imprescindible en la planificación de sistemas de potencia, en el cual es necesario predecir el crecimiento futuro y simular día a día la operación por períodos superiores a los veinte años y más. Tal como la tecnología de la computación ha avanzado, también la complejidad en los sistemas de potencia industrial y comercial ha ocurrido lo mismo. Estos sistemas de potencia han crecido en las décadas recientes con capacidades que exceden al de las pequeñas empresas de distribución de electricidad.

Hoy, el intensamente competitivo ambiente de negocios ha forzado a las plantas o personal de la gerencia de las empresas eléctricas a ser muy cuidadoso del costo total directo de distribución de electricidad. Entonces ellos deben asegurar el máximo retorno del capital de inversión en el sistema de potencia. El uso de computadoras digitales hace posible estudiar el rendimiento de sistemas de potencias actuales y propuestas bajo muy caríadas condiciones de operación. Respuestas a múltiples preguntas sobre el impacto de expansiones en el sistema, capacidad de cortocircuito, estabilidad de distribución de carga, etc. pueden ser inteligentemente y económicamente obtenidas.

4.2 Aplicaciones de Análisis de Sistemas de Potencia

La planificación, diseño y operación de lo sistemas de potencia requiere de estudios de ingeniería para evaluar el rendimiento del sistema existente, confiabilidad, seguridad y economía. Los estudios, propiamente concebidos y conducidos, son una vía de costo efectivo, parta prevenir sorpresas y optimizar la selección de equipos. En la etapa de diseño, los estudios identifican y alertan potenciales deficiencias en el sistema antes

Francisco M. Gonzalez-Longatt

que este entre en operación. En sistemas existentes, ayudan a localizar la causa de falla de equipos y mala operación, y determina medidas correctivas para mejorar el rendimiento del sistema.

La complejidad de los modernos sistemas de potencia, hacen el estudio por medios manuales difíciles, tediosos y de un consumo alto de tiempo. Las herramientas computacionales asociados con los estudios de sistemas de potencia han sido grandemente simplificados por el uso de programas de computadoras digitales. Algunas veces, requerimientos de estudios y economía obligan al uso de computadoras analógicas –un analizador de transitorios de redes (*transient network analyzer TNA*)- el cual provee un modelo a escala del sistema de potencia.

Los programas digitales ofrecen a los ingenieros una poderosa herramienta para realizar estudios de rendimientos del sistema eficientemente. Las computadoras permiten diseños óptimos a mínimos costos, independientemente de la complejidad del sistema. Los avances en la tecnología de computación, han no solo reducido los costos de cómputo sino también el tiempo de ingeniería necesario para el uso de los programas. Los estudios formales ya pueden ser hechos fuera de las consultoras siendo posible ser hechos en casa. Los programas altamente amigables al usuario, con menús interactivos, ayudas en línea e interfaces gráficas de usuario (*GUI Graphical user interface*) guía a los ingenieros a través del programa para emprender los análisis.

El *Transient network analyser (TNA)* es una poderosa herramienta para los estudios de sobretensiones. El uso de microcomputadores para el control y adquisición de datos desde el TNA permitiendo la incorporación de probabilidad y estadística en el análisis de sobretensiones de maniobra (*switching surge*). Una de las mayores ventajas del TNA, es que permite una fácil y rápida reconfiguración de sistemas complejos con un resultado inmediato, evitando el relativamente alto tiempo asociado con el ejecutase de programas digitales para esos sistemas.

Los más comunes estudios en sistemas de potencia son:

- Estudios de Flujo de Potencia (*Load Flow Studies*)
- Estudios de Cortocircuitos (*Short-circuit studies*)
- Estudios de Estabilidad (*Stability studies*)
- Estudios de arranque de motores (*Motor-starting studies*)
- Estudios de armónicos (*Harmonic analysis studies*)

4.2.1. Estudios de Flujo de Potencia

El estudio de flujo de carga, determina el voltaje, corriente, potencia activa y reactiva además del factor de potencia, en un sistema de potencia. Los estudios de flujo de carga son una excelente herramienta para la planificación del sistema. Un número de procedimientos de operación, pueden ser analizados, incluyendo condiciones de contingencias, tales como la pérdida de un generador, una línea de transmisión, o una carga. Estos estudios alertaran al usuario sobre las condiciones que pueden causar sobrecarga de los equipos o pobres niveles de voltaje. Los estudios de flujo de carga pueden ser usados para determinar el tamaño y localización óptima para capacitores de potencia para mejora de factor de potencia. También, son muy usuales en la determinación de los voltajes del sistema bajo condiciones de repentinas aplicaciones o desconexiones de carga. Los resultados de un estudio de flujo de carga son también punto de partida de estudios de estabilidad. Las computadoras digitales son usadas ampliamente en los estudios de flujo de carga debido a la complejidad de los cálculos involucrados.

4.2.2. Estudios de Cortocircuito

Los estudios de cortocircuito son hechos para determinar la magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de potencia a varios intervalos de tiempo luego que una falla ocurre. La magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de potencia luego de una falla varía con el tiempo a menos que alcancen la condición de régimen permanente. Este comportamiento es debido a las características del sistema y

dinámica. Durante este tiempo, los sistemas de protección son llamados a detectar, interrumpir e aislar esa falla. Los esfuerzos impuestos en estos equipos dependen también de la magnitud de la corriente, la cual dependen del tiempo de la inserción de la falla. Esto es hecho para varios tipos de falla (trifásica, fase a fase, doble fase a tierra y fase a tierra) a diferentes localizaciones a través del sistema. La información es usada para seleccionar fusibles, *breakers*, y *switchgear* en adición con los ajustes de los dispositivos de protección.

4.2.3. Estudios de Estabilidad

La habilidad de un sistema de potencia, que contiene dos o más maquinas sincrónicas, de continuar operando luego que un cambio ocurre en el sistema es una medida de su estabilidad. El problema de estabilidad toma dos formas: estabilidad de régimen permanente y estabilidad transitoria. La estabilidad de régimen permanente puede ser definida como la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo entre las maquinas dentro del sistema luego de una relativamente lento cambio de carga. La estabilidad transitoria es la habilidad del sistema de mantener en sincronismo bajo condiciones transitorias, tales como fallas, operaciones de maniobra, etc.

En un sistema industrial de potencia, la estabilidad puede envolver el sistema de la empresa eléctrica y uno o más generadores dentro de la empresa o motores sincrónicos. Las contingencias, tales como botes de carga (*load rejection*), poseen un impacto directo sobre la estabilidad. Los esquemas de aislar (*Load-shedding*) cargas y el tiempo total de despeje de falla (*critical fault-clearing times*) pueden ser determinados en función de seleccionar los apropiados ajustes de los relés de protección.

Este tipo de estudios son probablemente el más complejo de los hechos en un sistema de potencia. Una simulación debe incluir modelos de los generadores sincrónicos y sus controles, por ejemplo: reguladores de voltaje, sistemas de excitación, y gobernadores. Los motores son algunas veces representados por sus características dinámicas como son los compensadores estáticos y relés de protección.

4.2.4. Estudio de Arranque de Motores

La corriente de arranque de la mayoría de los motores AC son varias veces la corriente normal de plena carga. Tanto los motores sincrónicos como los de inducción pueden maneja entre 5 y 10 veces la corriente a plena carga cuando arrancan desde la línea de alimentación. El torque de arranque varía directamente con el cuadrado del voltaje aplicado. Si el voltaje en terminales cae en forma excesiva, el motor puede no tener suficiente toque como para acelerar y alcanzar la velocidad de operación. Los motores funcionando pueden aparecer por una excesiva caída de voltaje, o por la operación de los relés de bajo voltaje. En adición a estos, si los motores son arrancados frecuentemente, la variación del voltaje puede causar *flicker* apreciables en los sistemas de iluminación.

Con el uso de las técnicas de estudios en el arranque de motores, estos problemas pueden ser precedidos antes de la instalación del motor. Si un dispositivo de arranque es necesario, su característica y ajuste puede ser fácilmente determinado. Una típica computadora digital puede calcular la velocidad, deslizamiento, toque eléctrico de salida, corriente de carga, y voltaje en terminales en intervalos de tiempo discretos desde la velocidad de rotor bloqueado hasta la de plena carga. También, el voltaje en importantes puntos a través del sistema durante arranque puede ser monitoreado. El estudio ayuda a seleccionar el mejor método de arranque, el diseño apropiado del motor, y los requerimientos de diseño del sistema para minimizar el impacto del arranque del motor en el sistema entero.

4.2.5. Estudio de Armónicos

Un armónico producido por una carga puede afectar a las otras cargas si una distorsión significativa de voltaje es causada. La distorsión de voltaje causada por una carga productora de armónicos es una función, tanto de la impedancia del sistema como del valor del armónico de corriente inyectado. El hecho real es que para una corriente de carga dada está distorsionada, no siempre significa que generara efectos adversos a los otros consumidores. Si la impedancia del sistema es baja, la distorsión de voltaje es usualmente despreciable en la

ausencia de resonancia armónica. Sin embargo, si la resonancia armónica prevalece, voltajes y corrientes armónicas son intolerables. Algunos de los efectos primarios de la distorsión de voltaje son los siguientes:

- Interferencia de sistemas de control y comunicaciones.
- Calentamiento en máquinas rotatorias.
- Sobre calentamiento y falla de capacitores

Cuando las corrientes armónicas son altas y viajan en una parte significativa expuesta a circuito paralelos de comunicación, el efecto principal es la interferencia telefónica. Este problema depende de las partes físicas del circuito como también de la frecuencia y magnitud de las corrientes armónicas. Las corrientes armónicas también causan pérdidas adicionales en la línea y adicionales perdidas por histéresis en los transformadores.

Errores en los mediciones de Energía son frecuentemente causadas por armónicos. A una frecuencia armónica, el medidor puede registrar un valor más alto o más bajo dependiendo de los armónicos presentes y de la respuesta del medidor a ese armónico. Afortunadamente el error es usualmente bajo. Los análisis son comúnmente hechos para predecir los niveles de distorsión en adición de una nueva carga generadora de armónicos o un banco de capacitores. El procedimiento es primero desarrollar un modelo que pueda precisamente simular la respuesta armónica de el sistema actual y entonces se agrega el modelo de la nueva adición. El análisis también comúnmente hecho evalúa alternativas para corregir los problemas encontrados por mediciones.

Solo pequeños circuitos pueden ser analizados sin un programa computacional. Típicamente, un programa computacional, para el análisis de armónicos, proveerá al ingeniero de la capacidad para calcular la respuesta en frecuencia del sistema de potencia y mostrará su respuesta en forma gráfica. Los programas proveen la capacidad de predecir la distorsión real basado de modelos de convertidores, hornos de arco y otras cargas no lineales.

4.3 Clasificación Clásica del Análisis de los Sistemas de Potencia

Una concepción clásica del análisis de sistemas eléctricos de gran potencia, se basa en el estudio de la red bajo dos condiciones temporales posibles, *régimen permanente* y *régimen dinámico*.

En el estudio de los sistemas de potencias en condiciones de régimen permanente se remite solamente problemas donde se ameritan la resolución de ecuaciones algebraicas, mientras que los problemas de régimen dinámico determinar alguna variable implica la resolución de ecuaciones diferenciales en el plano temporal, lo cual hace la mayor parte de las veces que los estudios dinámicos de sistema de potencia se transformen en materia de postgrado. Los grandes y complejos sistemas eléctricos de potencia requieren el planteamiento y resolución de un gran número de ecuaciones ya sean algebraicas o diferenciales, por esto, en ocasiones este laborioso trabajo es realizado por computadores digitales. Es importante mencionar que un sistema de potencia se considera simétrico, siendo la línea de transmisión el único elemento que provee asimetría, pero si se supone que la línea es transpuesta o es de una longitud muy corta, se logra despreciar o eliminar los efectos asimétricos y se estudia como balanceada.

En condiciones asimétricas el estudio del comportamiento del sistema requiere un tratamiento especial, sobre la base de la teoría de componentes simétricas¹. Las condiciones de desbalances del sistema no solo lo imponen las cargas sino que también las fallas.

4.4 Causas del Funcionamiento Anormal del Sistema de Potencia

En sistema de potencia puede ser afectado por muchas situaciones anormales que produzcan una operación fuera de las condiciones normales, estas posibles causas pueden ser:

- Falla de los componentes del sistema

¹ Las condiciones de desbalances del sistema no solo lo imponen las cargas sino que también las fallas.

- Situaciones de carácter imprevisto (Por ejemplo: Tormentas, etc.)
- Errores de operación. (Manuales o automáticos)

Estas situaciones provocan efectos muy variados en el sistema de potencia tales como:

- Mal servicio.
- Pérdida de la estabilidad.
- Daños de los equipos.

Las grandes compañías eléctricas son las encargadas de desempeñar las funciones de los grandes sistemas de potencia, siendo importante para ellas eliminar las situaciones anormales de operación. Las interrupciones del servicio, y la variación de los parámetros de la red (tensión, corriente, frecuencia, etc.) fuera de los límites, son consecuencia común de una operación anormal, causando enormes inconvenientes técnicos y económicos.

4.5 Anormalidades dentro de un Sistema de Potencia

Una clasificación sencilla de las anormalidades de acuerdo a su severidad con que afectan al sistema de potencia es:

- Perturbaciones.
- Fallas.

4.5.1. Perturbaciones

Las perturbaciones son condiciones que permiten continuar la operación de un sistema pero que pueden ocasionar el daño de ciertos equipos si su duración es prolongada. Las perturbaciones pueden ser causadas por:

- Sobretensiones.
- Sobrecarga.
- Oscilaciones de potencia.

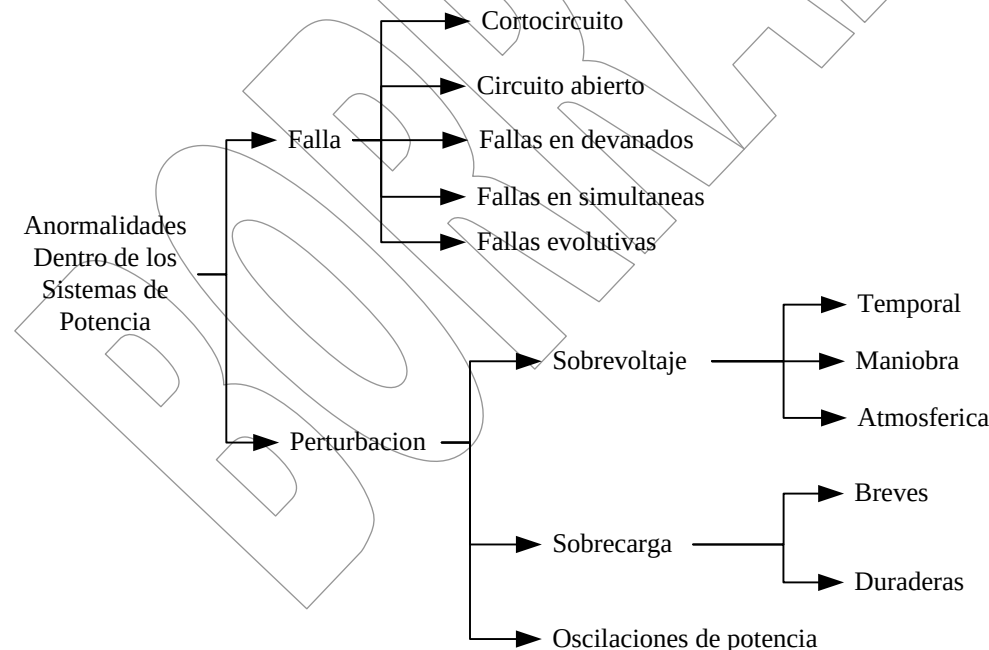


Figura 4.5.1. Anormalidades en Sistemas de Potencia

4.5.1.1. Sobretensiones

Las sobretensiones son cualquier valor de tensión entre fase y tierra, cuyo valor pico, es mayor que la tensión máxima del sistema. La tensión en el sistema eléctrico de potencia es variable, dependiendo de las condiciones del sistema, estas variaciones están limitadas por las características de los equipos, tensión nominal, tensión máxima.

- **Voltaje Nominal:** Es el valor de la tensión para el cual se proyectó el sistema y se fabricó y probaron los equipos. Ejemplo: En Venezuela el sistema de proyecto para las siguientes voltajes nominales: 115, 230, 400 y 765 kV.
- **Voltaje Máxima:** comprende un aumento de 5% a 10% por encima de la tensión nominal del sistema. Ejemplo: En Venezuela las máximas tensiones de operación son respectivamente: 115/123; 230/242; 400/440; 765/800 kV.

Ejemplo 4.1.

En el sistema de 230 kV de CADAFE en la Subestación La Arenosa, se presenta una tensión de 242 kV (RMS). Estimar el valor de la sobretensión.

$$V_{fasepico} = \sqrt{2} \frac{242kV}{\sqrt{3}}$$

$$V_{fasepico} = 198kV$$

Una clasificación de las sobretensiones puede ser realizada en función de la duración de las mismas, quedando:

- Sobretensiones Temporales.
- Sobretensiones de Maniobra.
- Sobretensiones Atmosféricas.

4.5.1.1.1 Sobretensiones Temporal

Una sobretensión temporal es una tensión oscilatoria en fases o entre fases y tierra de larga duración no amortiguadas o en su defecto ligeramente amortiguado. Las sobretensiones temporales consisten en cambios en la amplitud de la componente de 60Hz de la tensión o sus armónicas por efecto de operaciones de maniobra, cambios den el flujo de potencia reactiva, fallas o bien por *Ferroresonancia*. La sobretensión, si es superior al 20% de la tensión nominal y de acuerdo a la ubicación del codo de la curva de magnetización de los transformadores puede ocasionar una fuerte saturación del núcleo magnético, vibraciones en el núcleo, etc., además se genera corrientes armónicas que pueden producir resonancia en el sistema dando origen a sobretensiones adicionales. Los orígenes de las sobretensiones temporales pueden ser:

- **Energización de líneas (Efecto Ferranti):** Una línea larga alimentada por una fuente inductiva en vacío no compensada en el extremo receptor es mayor que en el extremo de envío. Para compensar estas sobretensiones temporales, en especial, en su período inicial o de líneas largas energizadas por fuentes de relativa poca potencia es necesario utilizar reactores en derivación, la cantidad de compensación varía del 60 al 90%. El grado de compensación se expresa como la relación entre la potencia de los reactores a la potencia capacitiva generada por la línea. Ejemplo: Para una línea de 230 kV, el factor de sobretensión (Voltaje de Recepción/Voltaje de Envío) por efecto Ferranti en función del largo es:

Tabla 4.14.2 Relación de Sobretensión, para una línea de 230 kV

Largo	200 Km.	300 Km.	400 Km.	500 Km.
V_r/V_t	1.03	1.03	1.11	1.18

Fuente: Muñoz, J. (1983). Técnicas de Alta Tensión. UC

- **Cambios bruscos de carga:** Cuando la carga suministrada al sistema se desconecta, total o parcialmente, se producen sobretensiones de la frecuencia industrial que pueden durar varios segundos. Estas sobretensiones se deben a la sobreexcitación de los generadores y duran hasta que los reguladores llevan estas variaciones a sus valores normales. Si en general se alimenta una carga y por alguna razón se tiene una pérdida súbita de la carga, la tensión tiende a ser la tensión interna del generador tras la reactancia transitoria.
- **Sobretensiones por falla:** En un sistema eléctrico de potencia se pueden presentar entre otras las siguientes fallas: Una línea a tierra, dos líneas a tierra, bifásica levantada tierra, trifásica. De estas fallas, la que produce mayores sobretensiones en las fases sanas, son las fallas a tierra, en especial, una fase a tierra debido a su asimetría.
- **Ferresonancia:** Es el fenómeno oscilatorio creado por la capacitancia del sistema de potencia, en conjunto con la inductancia no lineal de un elemento con núcleo magnético (transformador de potencia, de medición o un reactor de compensación). Este fenómeno se observa por lo general en sistema de alta tensión y casi nunca en sistemas de distribución de energía, ya que es precisamente la capacitancia de líneas de muy larga distancia la que induce la ferresonancia, siempre que la inductancia asociada al circuito se encuentra en condiciones favorables para entrar en resonancia. La operación en vacío de un transformador de potencia, o con muy poca carga, puede crear las condiciones favorables.
- **Conductores en abierto.**

4.5.1.1.2 Sobretensiones de Maniobra

Las sobretensiones de maniobra son tensiones transitorias que se producen por cambios bruscos en el sistema, son de corta duración (mili-microsegundos) y que son altamente amortiguadas. Las posibles causas de sobretensiones de maniobra son: apertura de corrientes de falla, Falla kilométrica (falla en una línea a una distancia de algunos kilómetros del interruptor), Apertura de transformadores en vacío y reactores, Aperturas de circuitos capacitivos.

4.5.1.1.3 Sobretensiones Atmosféricas

Las sobretensiones atmosféricas son elevaciones de la tensión causadas por descargas eléctricas atmosféricas entre nube y tierra, que impactan en las instalaciones y líneas de transmisión, estas sobretensiones son unidireccionales y de muy corta duración y su valor no depende de la tensión del sistema. Las descargas pueden ser:

- **Directas:** La descarga alcanza directamente alguno de los conductores de fase, es la más grave, debido a que la magnitud de estas sobretensiones son independientes de la tensión del sistema y por lo general sumamente elevadas.
- **Indirectas:** Cuando la descarga se produce sobre los cables de guarda, las torres o a los elementos de apantallamiento o blindaje.
- **Inducidas:** Corresponde cuando la descarga tiene lugar en las cercanías de la líneas o instalaciones.

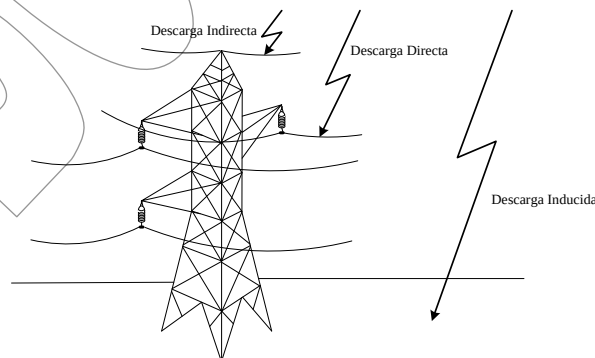


Figura 4.5.2. Presentación esquemática de los posibles tipos de descargas atmosféricas

4.5.1.2. Sobrecargas

Se dice que un equipo esta en sobre cargado cuando la corriente es mayor que el valor de la corriente nominal. De acuerdo a la duración de las sobrecargas estas son clasificadas en: Sobrecargas *Breves* y *Duraderas*. Una sobre carga puede ser causada por una gran diversidad de situaciones, pero las más comunes son:

- Cortocircuitos no aislados oportunamente.
- Excesos de carga, ya sea por picos de cargas posibles o desconexión de circuitos paralelos.

Es importante tener presente que la sobrecarga² por lo general viene acompañado de efectos térmicos, propios del efecto Joule.

4.5.1.3. Oscilaciones de potencia

Las oscilaciones de potencia son causadas comúnmente por la conexión y desconexión de circuitos del sistema eléctrico cuando se producen variaciones de potencia. Esto es debido a que los generadores no toman instantáneamente el ángulo de la impedancia de la carga, sino después de varias oscilaciones amortiguadas, pudiéndose inclusive perder el sincronismo, esto se traduce en una sobrecarga ya que las corrientes generadas son de diferente frecuencia a la frecuencia industrial.

Las oscilaciones de potencia son especialmente graves para los generadores y turbinas, existen unos ciertos equipos específicos que tratan de controlar las oscilaciones de potencia, estos son los denominados gobernadores o reguladores de velocidad.

4.5.2. Falla Eléctrica

Una falla es una condición que impide la operación de uno o más equipos de un sistema y que permitiera de la rápida intervención de los sistemas de protección para evitar el daño de los equipos.

Las estadísticas de fallas, consiste en un registro continuo de las fallas que se presentan en un sistema. El registro de fallas sirve para establecer programas de mantenimiento, y para planificaciones futuras.

Según CADAFE, la definición arbitraria de falla es:

Se considera una falla a aquel evento que:

1. *Produzca la apertura de un interruptor (automáticamente).*
2. *Error de operación de un interruptor o seccionador.*
3. *Cualquier interrupción del servicio no planificado.*

Una falla eléctrica implica dos posibles estados, una falta de aislación que se traduce en un cortocircuito, o una falta de continuidad eléctrica que implica un circuito abierto.

Los tipos de fallas eléctricas en un sistema de potencia son:

- Cortocircuitos.
- Circuitos Abiertos.
- Fallas simultáneas.
- Fallas en devanados.
- Fallas en evolución.

² En el estudio de sistemas eléctricos de potencia, se suele considerar hasta dos veces el valor de la corriente nominal como una sobrecarga.

4.5.2.1. Cortocircuito

Un concepto muy simple pero efectivo de cortocircuito, es el que lo define como el fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por la circulación de elevadas magnitudes de corriente hasta el punto de falla.

Según Martí, J. (1975) *Un cortocircuito se produce en un sistema eléctrico cuando entra en contacto entre sí o con tierra, conductores energizados correspondientes a distintas fases.*

La enciclopedia del CEAC, agrupa bajo el nombre de cortocircuito a todos los defectos provocados por un contacto, bien entre conductor y tierra o cualquier pieza metálica unida a ella o bien entre conductores.

En palabras de este autor, un cortocircuito es el fenómeno transitorio que tiene lugar cuando elementos de un sistema de potencia que poseen una diferencia de potencia entran en contacto entre sí, provocando una circulación de corriente varias veces mayor a la corriente nominal. La única impedancia que limita la corriente en un cortocircuito es la impedancia³ vista desde la fuente de generación y el punto de falla. La magnitud de la corriente de cortocircuito es grande, por lo general, es de 5 a 20 veces la capacidad nominal del sistema⁴.

En un cortocircuito un simple, el valor de la corriente, depende del número de generadores conectados y la configuración de la red además del momento en que ocurre la falla, y el tipo de falla; incluyendo otros factores⁵.

4.5.2.1.1 Clasificación de los Cortocircuitos

Los cortocircuitos pueden ser clasificados de acuerdo a la forma que se efectúa el contacto entre sí o con tierra los conductores energizados, a saber:

- *Cortocircuito por contacto directo:* Es aquel que surge por el contacto directo entre los conductores de fases distintas o de fases con tierra. *Ejemplo.* Cuando los conductores de una línea de transmisión de fases distintas entran en contacto por balanceo de los mismos ocasionado por el viento.
- *Cortocircuito por ruptura de aislamiento:* Es el cortocircuito que se produce como consecuencia de un arco eléctrico que atraviesa el medio aislante. Un arco eléctrico es generado en cualquier medio, cuando el gradiente de potencial supera la rigidez dieléctrica del medio, provocando la creación de un camino de baja resistencia por donde fluye la corriente por el medio. (la ruptura dieléctrica se genera por sendas diferencias de potencial por lo general producto de sobretensiones).

4.5.2.1.2 Causas de un Cortocircuito

Los cortocircuitos pueden ser consecuencias de una multitud de fenómenos, entre los cuales se encuentran:

- Origen Eléctrico.
- Origen Mecánico.
- Origen Fortuito

Origen Eléctrico: Se considera que un cortocircuito tiene causa eléctrica, cuando el mismo es producto de la modificación extrema de los parámetros eléctricos de los elementos del sistema, ya sea por causa interna o

³ En ciertas condiciones, se hace necesario considerar el valor de la impedancia de contacto entre las partes que enfrentan el cortocircuito.

⁴ Esto no es una regla general, por el contrario es solo un indicativo poco fiable, debido a que la magnitud de la corriente de cortocircuito depende de otra gran cantidad de características del sistema.

⁵ El tipo de aterramiento, es decir, como esta conectado el neutro del sistema a la tierra. En el caso de los sistemas con neutro aislado, hipotéticamente deben soportar infinitamente una falla línea a tierra, ya que la única relación con tierra es a través de las capacitancias parásitas.

externa. Este tipo de causa, resultan de la incapacidad de los elementos de soportar la tensión o condiciones eléctricas del sistema.

Dentro de las causas eléctricas se encuentran:

- *Sobretensiones Atmosféricas.* son causados por el rayo que alcanza los conductores de una línea, bien sea por tempestad, la niebla o el hielo. La caída directa de un rayo en una torre, si la resistencia de puesta a tierra tiene un valor excesivo, puede resultar un potencial a tierra suficientemente alto para que simultáneamente se produzca el cebado de las fases (*descarga de retroceso*) resultando en un cortocircuito trifásico en ocasiones.
- *Sobretensiones de Maniobra.*
- *Contaminación de los aisladores o envejecimiento del aislamiento.* Cuando las condiciones de un material aislante,

Origen Mecánico: Las causas mecánicas de un cortocircuito engloba todos los eventos que pueden producir el contacto entre las fases o fases y tierra. Es común la rotura de cadena de aisladores, la caída de un cuerpo extraño tal como la rama de un árbol sobre una línea aérea, un golpe de excavadora en un cable subterráneo, la destrucción de una torre, la caída de un avión o helicóptero sobre una línea.

Origen Fortuito: En esta categoría entran todas las causas que no pueden ser incluidas en las de tipo eléctrico y mecánico. En esta entran los cortocircuitos debido a falsa maniobras, la apertura de un seccionador bajo carga, etc.

4.5.2.1.3 Tipos de Cortocircuitos

En los sistemas de potencia pueden ocurrir diferentes tipos de fallas por cortocircuito. Los cuales pueden ser divididos de acuerdo a la forma en que el evento tenga lugar, es decir, según el número de fases afectadas o que intervienen en él, dividiéndose:

- *Cortocircuito Trifásico:* Se origina cuando los tres conductores de fases entren en contacto entre sí.
- *Cortocircuito Bifásico a Tierra:* Tiene lugar cuando los conductores de dos fases distintas hacen contacto entre si y tierra.
- *Cortocircuito Línea a Tierra:* Este cortocircuito es el más común, provocado cuando un conductor de fase energizado toca tierra.
- *Cortocircuito Trifásico a Tierra:* La ocurrencia de este cortocircuito es remota pero posible, consiste en que los conductores de las tres fases energizados realicen un contacto con tierra.

El cortocircuito de mayor frecuencia en los sistemas eléctricos es el Línea a Tierra. En el caso de sistemas de con tensión nominal mayor a 115 kV, la ocurrencia de cortocircuitos es:

Tabla 4.3. Probabilidad de Ocurrencia de Fallas por Tipo

<i>Tipo de Falla</i>	<i>Probabilidad de Ocurrencia</i>
De un conductor a tierra, Monofásicas	70%
Entre dos fases, Bifásicas	15%
Entre dos fases y tierra	10%
Trifásicas	5%

Fuente: Westinghouse Electric CO (1964). Electrical Transmission and Distribution Reference Book

Tabla 4.4. Distribución de fallas por equipos en un sistema de transmisión

<i>Equipo</i>	<i>Probabilidad de Ocurrencia</i>
Líneas Aéreas	48.9%
Equipos de conmutación	13.2%
Transformadores	10.2%
Cables	8.4%
Transformadores de medición	0.9%
Equipos de Protección ^(*)	14.9%
Equipos de control ^(*)	1.5%
Misceláneos	2.0%

Fuente: Electric Council (1969). Power System Protection

^(*)Corresponden a operaciones defectuosas de los equipos de protección y control, pudiendo corresponder o no a fallas del sistema

Tabla 4.5. Fallas en generadores por tipo de causa

<i>Equipo</i>	<i>Probabilidad de Ocurrencia</i>
Estator	21.3%
Rotor	20.0%
Sistema de Excitación	28.7%
Equipo de control	25.0%
Conexiones arrollamiento de campo	5.0%

Fuente: Electric Council (1969). Power System Protection

Tabla 4.6. Causa de fallas en un sistema típico de 115 KV

<i>Causa</i>	<i>Probabilidad de Ocurrencia</i>
Descargas atmosféricas	56%
Viento y bamboleo de los conductores	11%
Fallas de equipos	11%
Cierre sobre falla	11%
Misceláneos	11%

Fuente: Westinghouse Electric CO (1964). Electrical Transmission and Distribution Refence Book

Tabla 4.7. Fallas en 115 kV y 230 kV

<i>Tipo de Falla</i>	<i>Numero de fallas</i>	<i>%Total de fallas</i>
Monofásica	43	61
Bifásica	7	10
Bifásica a tierra	10	14
Trifásicas	11	15
Totales	71	100

Tabla 4.8. Fallas en 115 kV y 230 kV

<i>Nivel de falla</i>	<i>Numero de fallas</i>	<i>%Total de fallas</i>
400 kV	22	18
230 kV	41	35
115 kV	43	37
Disturbio total	3	3
Celdas de 13.8 kV	8	7
Totales	117	100

La estadística de fallas, revela que la falla más frecuente es la de un conductor a tierra (monofásica), y la de menor ocurrencia es la que las tres fases entran en contacto entre sí (trifásica). Al no producirse una falla trifásica, el sistema deje de ser desbalanceado y la condición resultante no se puede estudiar tan sencillamente, de hecho el método para el estudio de las mismas, “*Componentes Simétricas*”, será motivo de estudio posterior.

Aunque la falla monofásica es la de mayor ocurrencia, por ser esta de tipo no simétrica, se deja para su posterior estudio. La falla trifásica, por su lado, pese a ser la de menor ocurrencia, es conveniente de estudiar en primera instancia, ya que esta es la más fácil de calcular, y los conceptos y métodos desarrollados para este pueden ser extendidos para fallas asimétricas.

El cortocircuito más perjudicial es del trifásico, aunque bajo ciertas situaciones hay excepciones, en la que no es así.

4.5.2.1.4 Consecuencias de un Cortocircuito

Las consecuencias de un cortocircuito son muy variables y depende de un gran número de variables, pero por lo general depende de tres factores básicamente:

- Ubicación del sitio afectado.
- Potencia asociada al cortocircuito.
- Duración del cortocircuito.

Tomando en cuenta los factores antes expuestos, a continuación se presentan algunos de los efectos más comunes y sus causas.

- *Destrucción física del lugar del cortocircuito:* Esto se debe a la gran cantidad de energía disipada por el arco eléctrico en el momento de la falla.
- *Solicitación Dinámica, o esfuerzos mecánicos:* Las tremendas intensidades de corrientes que circulan en el momento de un cortocircuito inducen grandes campos magnéticos que interactúan provocando fuerzas que producen esfuerzos mecánicos severos. Ejemplo: En situación de cortocircuito es común encontrar barras y núcleos de transformadores deformados.
- *Solicitación Térmica:* La circulación de la corriente de cortocircuito provoca una gran disipación térmica como consecuencia del efecto Joule.
- *Interrupción del suministro de energía:* Las disminuciones de la tensión del sistema como consecuencia del cortocircuito, provoca que los sistemas de protección para proteger la integridad del sistema, despeje o desconecte el circuito fallado.
- *Sobretensiones:* Como consecuencia de la asimetría producida por el cortocircuito las fases sanas elevan su tensión por encima del valor máximo del sistema, provocando una sobretensión. La superposición de tensiones, excitación de armónicos y subarmónicos, incrementan las tensiones en las fases sanas.
- *Oscilación Electromagnética en la Máquina Síncrona:* Debido a que las corrientes de cortocircuito alteran el equilibrio entre la potencia mecánica y eléctrica en la máquina.

- *Generación de par rotórico negativo. Carga del devanado de amortiguación del rotor.* Esto es producto de las asimetrías imperantes en las tensiones y las corrientes.
- *Alteración de la relación de transformación de los transformadores de medida:* Como consecuencia de la componente continua de la corriente de cortocircuito.
- *Incremento de la tensión de paso y toque:* Debido a la intensidad de corriente que circula por tierra durante la falla.
- *Perturbación inductiva en sistemas vecinos:* Estos es consecuencia del campo magnético asociado a la falla, es decir, a la corriente de cortocircuito respectiva.

Cuando se diseña un sistema de transmisión de energía es necesario considerar todos los efectos del cortocircuito. Los sistemas de baja tensión es fácil de suponer que no son expuestos de la misma forma que los de alta tensión; pero en los de baja tensión es más notable la sollicitación térmica y dinámica.

Los sistemas de potencia deben ser convenientemente diseñados para una adecuada sollicitación térmica y mecánica. Ambos aspectos dependen de la máxima intensidad de la corriente de cortocircuito que se puede presentar en el sistema; en caso de que no se limitase este valor, el sistema quedaría expuesto a daños permanente, los cuales serán mayores mientras más tiempo circule la intensidad de corriente de falla.

4.5.2.2. Conductores en Circuito Abierto

Los conductores en circuito abierto, consisten en la falta de continuidad eléctrica de una o más fases del circuito. Las causas de los circuitos abiertos son muy variadas entre ellas se pueden mencionar: la operación incorrecta de un interruptor al abrir o cerrar, la ruptura de los puentes de amarre de una línea de transmisión, etc.

La importancia del estudio de las condiciones de circuito abierto, es debido a la presencia de tensiones y corrientes desbalanceadas, constituyendo un gran riesgo de daño para las máquinas.

4.5.2.3. Fallas Simultáneas

Las fallas simultáneas son combinaciones de dos o más fallas de ocurrencia al mismo tiempo. Las fallas pueden ser del mismo tipo o diferentes y ocurrir en el mismo punto o diferentes.

Las fallas simultáneas pueden poseer causas en común o diferentes, y en casos como consecuencia de la primera. Es posible que las fallas sean consecuencias de eventos totalmente diferentes, pero esto es poco probable. *Ejemplo.* Las fallas de dos circuitos en una línea doble circuito por una causa en común. Estas dos fallas aunque son geográficamente coincidentes, son separadas eléctricamente.

Falla Campo traviesa (Cross-Country Earth-Fault): consiste en una falla línea a tierra en un punto y en una fase coincidentes otra falla línea a tierra y en otra fase. Este tipo de falla ocurre con sistemas puestos a tierra por impedancias; la segunda falla ocurre por el aumento de tensión en las fases sanas, debido al desplazamiento del neutro producido por la primera falla.

Una falla simultánea puede ser causada en una línea de transmisión aérea, por la ruptura de un conductor cercano a una torre que sostenga por el aislador de suspensión mientras que la otra parte cae a tierra produciendo una falla línea a tierra.

4.5.2.4. Fallas en Devanados

Consiste básicamente a las situaciones en los devanados que provocan una operación anormal del sistema de potencia.

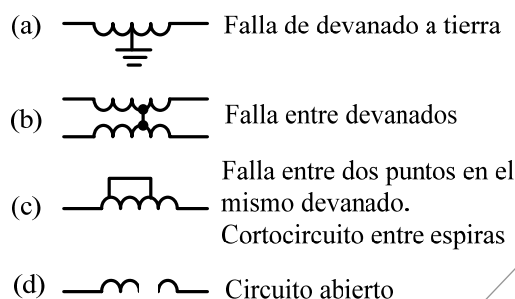


Fig. 4.1. Distintos tipos de fallas en devanados

La falla de circuito abierto en devanados es de muy rara ocurrencia. *Ejemplo.* Un transformador con cambiador de tomas (tap) automático, por una mala operación puede provocar una falla en devanados.

4.5.2.5. Fallas Evolutivas

Las fallas evolutivas son fallas que cambian durante el tiempo de permanencia u ocurrencia de las mismas, estas son causadas comúnmente por la propagación del arco o la difusión de gastos tensados a otras fases y eventualmente a otros circuitos.

Ejemplo. Una falla línea a tierra evoluciona y se transforma en una falla doble línea a tierra y eventualmente evoluciona a una falla trifásica.

El análisis de fallas evolutivas no presenta ningún inconveniente ya que una falla de este tipo puede estudiarse como una

4.6 Importancia de cálculo de la corriente de falla

Estimar el valor de la corriente de falla por cortocircuito en un sistema de potencia es muy importante porque permite realizar en función de sus resultados una serie de mejoras y arreglos dentro del mismo para contrarrestar los efectos de la fallas, y entre otras cosas:

- La selección y coordinación de protecciones.
- Determinar las capacidades de interrupción de los interruptores.
- Determinar los esfuerzos dinámicos y térmicos en las instalaciones.
- Determinar la capacidad de cortocircuito de una central o un sistema.

4.7 Factores que afectan la Severidad de una Falla

Las corrientes de cortocircuito o falla dependen de varios factores, pero en especial existen algunos que provocan un aumento del su valor, haciendo más severa la falla.

- Las *condiciones de las fuentes afectan una falla*, es necesario conocer cada uno de los generadores además de los extremos mínimos y máximos de generación.
- Es necesario contar la *configuración del sistema en servicio*, debido a que ciertas configuraciones hacen más severas las fallas que otros.
- La *situación de los neutros*, en el caso de una falla asimétrica que incluye tierra. La corriente que circula en cortocircuito se verá grandemente afectada por el número de neutros puestos a tierra y afectados por la manera de conexión de los neutros a tierra.
- *Ubicación y tipo de falla*, estos factores influyen en la magnitud y en la distribución de la corriente de falla.

La falla trifásica (normalmente) es la más severa, pero en ciertas ocasiones y condiciones se estudia la falla línea a tierra porque en sistemas sólidamente aterrados en ocasiones la corriente de falla puede ser mayor a la trifásica.

Ejemplo.: Para el cálculo de interruptores, se diseñan a partir de las corrientes de falla trifásica y monofásica.

4.8 Equipos para detectar fallas y limitar sus efectos

En el objetivo de eliminar las anomalías o fallas de un sistema eléctrico, se incorporan una serie de componentes e instalaciones asociadas con el fin de eliminar completamente los efectos de estas anomalías, esto no es posible y aproximarse a esta solución es muy caro, en la práctica se reduce en lo posible los efectos de las anomalías.

Los equipos utilizados para la detección de las fallas son:

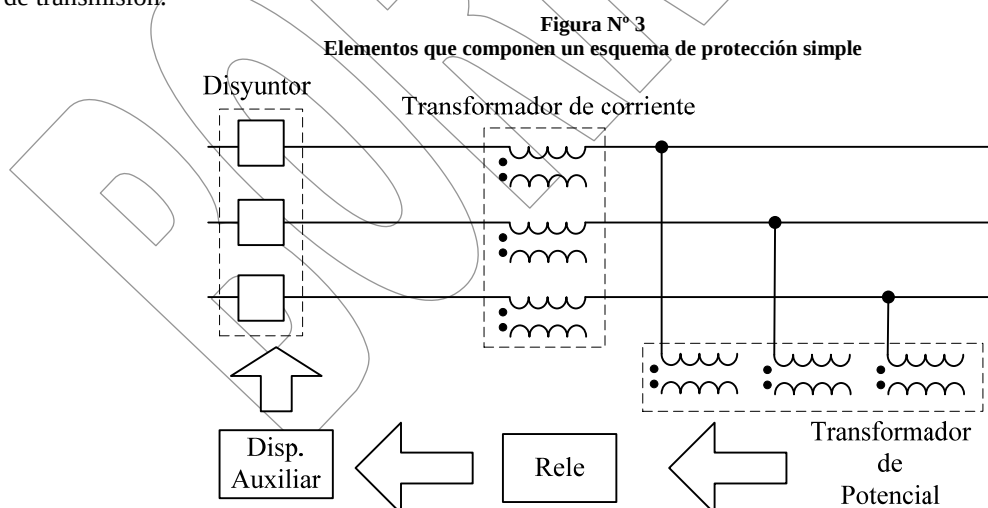
- **Relés.** Son dispositivos que reciben información del sistema, y pueden discriminar condiciones normales y anormales de operación; es básicamente un equipo de detección. Los relés pueden ser de dos tipos:
 - Relés electromecánicos (Antiguos).
 - Relés electrónicos.
- **Fusibles.** Son elementos cuya función es detectar sobrecorrientes, su funcionamiento se basa en el hecho que un material atravesado por una corriente suficientemente grande puede fundir el dispositivo conductor interrumpiendo el paso de la corriente. Los fusibles e interruptores son elementos utilizados para despejar cortocircuitos o sobrecorrientes.
- **Pararrayos.** Son dispositivos limitadores de sobretensión, se basan en el hecho de a partir de un nivel de tensión de ruptura fijado, el pararrayo se hace conductor a tierra, a medida que la sobretensión es mayor a la tensión de ruptura la resistencia que presenta disminuye eliminando rápidamente las sobretensiones.

Los fusibles, interruptores y pararrayos constituyen los llamados equipos limitadores.

4.9 Introducción a los Sistemas de Protección

Un sistema de protecciones es un conjunto de elementos y de circuitos de control unidos entre sí cuya función es detectar cualquier falla y proteger a uno o más equipos del sistema.

Ejemplo: A continuación se presentan los componentes de un sistema de protección para el caso de una línea de transmisión.



Los elementos de un sistema de protección son:

- *Transformadores de medida.* (Transformadores de corriente T.C, Transformadores de potencial T.P.) son dispositivos que permiten obtener información del sistema en forma de tensiones y corrientes.
- *Relés.* Es un dispositivo capaz de discriminar condiciones normales y anormales de operación, que cierran y abren contactos que habilitan en forma de detector directa o indirectamente los circuitos de apertura del interruptor.
- *Interruptor.* Este elemento accionado por el relé (automáticamente) o por el operador (manualmente) cumplen la función de aislar los equipos en carga.

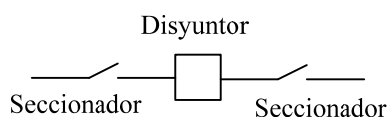


Figura 4.9.1. Esquema de conexión típico de un interruptor de potencia y los seccionadores asociados

Un interruptor puede interrumpir un circuito en condiciones normales en cambio un seccionador que solo permite aislar desde el punto de vista dieléctrico dos puntos del circuito y no pueden trabajar con carga.

- *Equipos de Control.* son los elementos y dispositivos que conectan a los anteriores. *Ejemplo.* el alambrado, comunicadores de información de ondas portadoras y dispositivos auxiliares (suiches, lámparas, alarmas, relés eléctricos).

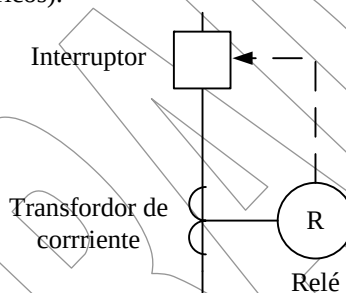


Figura 4.9.2. Esquema de protección por sobrecorriente de un alimentador

4.10 Consideraciones Generales para la Selección del Esquema de Puesta a Tierra del Neutro

Es usual conectar a tierra los neutros de un sistema para tensiones mayores a 35.4 kV. La puesta a tierra de los neutros de un sistema de potencia juega un papel importante en las sobretensiones por fallas y corrientes de cortocircuitos. Un sistema puede estar puesto a tierra de diferentes modos, siendo los casos extremos:

- Neutro aislado de tierra.
- Neutro sólidamente aterrado.

4.11 Factores a considerar para la selección del esquema de aterramiento

En el proceso de selección del esquema de aterramiento se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Las magnitudes de las corrientes que resultan de fallas a tierra.
- Las magnitudes posibles de sobretensiones transitorias.
- Las magnitudes de sobretensiones temporales.
- Localización de las posibles fallas.
- La seguridad de los operadores, tensión de paso y toque.

Para limitar las sobretensiones en situación de falla se aterran los sistemas de potencia, existen muchas y variadas formas de conectar los neutros a tierra, las diferencia entre los distintos esquemas son los valores de la corriente de falla y las sobretensiones que se presentan.

En los casos extremos, neutro aislado, las sobretensiones son grandes mientras que las corrientes de falla son pequeñas, caso contrario de la conexión sólidamente aterrado, donde la corrientes de fallas son intensas y las sobretensiones pequeñas.

Para equilibrar las condiciones de corriente de cortocircuito y sobretensiones, se suele colocar una impedancia entre el neutro y tierra.

Sistema efectivamente aterrado. Se dice que un sistema se encuentra efectivamente aterrado cuando la tensión en las fases sanas, en régimen permanente, para el caso de una falla línea a tierra no excede del 80% de la tensión de la línea.

4.12 Tratamiento del Neutro

Existen varias formas de conectar el neutro de un sistema de potencia a tierra, desde los casos extremos en los que no hay conexión alguna (neutro aislado), hasta llegar el neutro sólidamente puesto a tierra.

4.12.1. Neutro Aislado

En un sistema de transmisión de energía con el neutro flotante o aislado, en el caso de ocurrir una falla monofásica, solamente las capacitancias entre fase y tierra tienen influencia sobre la magnitud de la corriente de falla, mientras que las capacitancias entre fase y fase solo revisten una importancia secundaria.

En condiciones normales de operación del sistema, la tensión entre el neutro del sistema y tierra es cero, debido a que se supone que el sistema se encuentra balanceado por transposición y con cargas terminales simétricas.

En el instante que ocurra un cortocircuito monofásico, se observa que el neutro adquiera un potencial $V_{neutro} = V / \sqrt{3}$ respecto a tierra, y un defasaje de 180° respecto a la fase afectada; las tensiones de las fases no falladas se incrementan su valor en $\sqrt{3}$.

La tensión del neutro, V_{neutro} , obliga la circulación de corriente capacitivas a través del circuito, las cuales se superponen en el punto de falla. En la realidad, el desplazamiento o corrimiento del neutro hacia la fase fallada no es total, si se consideran las resistencias del circuito.

Si el neutro está aislado hay una conexión a tierra de alta impedancia a través de las capacitancias parásitas del alternador, de modo que las corrientes de falla son pequeñas, una fracción de la corriente nominal; sin embargo, las tensiones pueden aparecer son elevadas.

Una de las principales ventajas a favor de los sistemas con neutro aislado es que una falla a tierra en una de las fases puede tolerarse en forma indefinida (teóricamente). Este esquema de aterramiento se utiliza en niveles de voltaje 3.3, 6.6 y 13.8 kV con éxito, pero existe la posibilidad de la sobretensión por resonancia o fallas intermitentes.

Ventajas:

- Esta conexión a tierra resulta sencilla y económica, pues no requiere ningún tipo de elementos de conexión entre el neutro y la tierra.
- La tensión de paso (*step voltage*) y toque (*touch voltage*) no adquieren valores significativos, debido al relativamente bajo valor de corriente de falla; caso contrario a lo que se observa en los sistemas con neutros rígidamente o sólidamente puesto a tierra,

Desventajas:

- Cuando sucede una cortocircuito monofásico, la tensión en las fases sanas se incrementa en $\sqrt{3}$, 73%. Por tal motivo, el empleo del neutro flotante queda restringido a voltajes intermedios (69, 115 y muy raras veces 230 kV), ya que se tiene que diseñar el aislamiento para este valor.
- La corriente cortocircuito a tierra es de naturaleza capacitiva, lo cual puede ocasionar reencendidos del arco y desagradables sobretensiones. Esto obliga a reenganche o recierre (*reclosed*) rápidos, al tratar de despejar una falla por este medio. Las posibilidades de una falla en las fases sanas aumenta, ya que eleva su valor y pueden degenerar en la ruptura de aislamiento.
- La intensidad de corriente de la falla asimétrica, en vista de lo cual se necesita la conexión aditiva de tres transformadores de corriente para su registro; es decir que si los esquemas de medición no son los propios, la protección no detecta la falla debido a el bajo valor de corriente.

En la práctica se suele desconectar de tierra al neutro, cuando la potencia de corto circuito, en particular en sistemas muy mallados, ha alcanzado valores intolerables.

Finalmente, cabe señalar que en un sistema bajo carga la intensidad de corriente de falla se superpone a las intensidades de corriente determinadas por esta y a las intensidades de corriente que obligan las capacitancias entre fase y fase. Estas consideraciones no se hicieron en los cálculos y análisis anteriores

4.12.2. Neutro Sólidamente a Tierra

La conexión en la que no se coloca ningún elemento reactivo o estrictamente resistivo entre el neutro y la tierra, recibe el nombre de neutro sólidamente o rígidamente puesto a tierra. En este esquema de aterramiento resulta el mayor valor de la corriente de falla y por tanto el mayor daño en el punto de falla, además resulta en el máximo esfuerzo en los devanados de las máquinas razón por la cual no se usa en estas. En cambio en Venezuela es muy utilizado para conectar a tierra los neutros de los transformadores.

4.12.3. Neutro Efectivamente Aterrado

La norma IEC y la norma VDE, han tratado el tema del punto óptimo del valor de impedancia que se debe colocar entre el neutro y la tierra, para lograr un balance entre las sobretensiones de las fases no afectadas y la magnitud de la corriente de falla a tierra; generando el concepto de conexión a tierra efectiva del sistema (*effectively grounded*).

La conexión efectivamente puesta a tierra del neutro, exige que en caso de una falla a tierra monofásica en cualquiera de las fases, la tensión de las fases sanas no deba incrementar su valor por encima del 80% de la tensión reinante entre línea y línea. La relación existente entre las tensiones de fase a tierra de las fases no afectadas ($V_{sana1\phi}$), y la tensión de línea a línea ($V_{nominal}$), se conoce como coeficiente de puesta a tierra (*earthing coefficient*)

$$m = \frac{V_{sana1\phi}}{V_{nominal}} \quad (1)$$

Si el factor de aterramiento (m) es menor a 0.8, se tiene un sistema efectivamente aterrado, o sólidamente puesto a tierra, de lo contrario el sistema no esta efectivamente aterrado o simplemente esta conectado en forma semi-rígida.

Este tipo de conexión a tierra se ha difundido mucho en los sistemas de extra y ultra alta tensión, ya que en caso de una falla a tierra monofásica la tensión de las fases sanas no se incrementan en $\sqrt{3}$, en particular un incremento de tensión de esa magnitud en sistemas de 400, 525 y 800 kV resulta intolerable.

Cuando ocurre una falla monofásica en cualquiera de las fases, el neutro o centro eléctrico del sistema y tierra denotan el mismo potencial, de modo que el neutro no se desplaza hacia la fase afectada, como sucede en los sistemas sólidamente y puestos a tierra por reactancias.

En sistema se encuentra efectivamente aterrado, cuando el factor de puesta a tierra sea del 75%. La principal ventaja es los sistemas efectivamente aterrados, es que no presentan sobretensiones elevadas, el aislamiento del equipo es más liviano que en el caso de neutro aislado, lo que representa una gran economía para sistemas de alta tensión; siendo usual en los sistemas sobre 100 kV. Como contrapartida, las corrientes de falla son elevadas y el sistema debe tener un esquema de protección rápida contra sobrecorrientes.

4.12.4. Neutro a tierra por medio de resistencias

Este esquema de aterramiento se utiliza para limitar la magnitud de las sobretensiones y las corrientes de falla (100-2000 Amp). El valor de la resistencia limitadora es aquel que permite que la corriente de falla sea igual a la corriente trifásica.

- *Conexión a tierra por medio de una resistencia de bajo valor.* Los fabricantes de los generadores especifican que un alternador es capaz de resistir un cortocircuito trifásico en bornes del alternador, por un corto período de tiempo, mientras actúan las protecciones, pero no garantizan el comportamiento frente a una falla monofásica en bornes. Para limitar esta corriente a la correspondiente a un cortocircuito trifásico, se puede conectar una resistencia en el neutro de alternador, de modo que la corriente de monofásica de falla a tierra sea del orden de la corriente de falla trifásica. En este caso el sistema se comporta como uno efectivamente aterrado, es decir, con bajas sobretensiones y altas corrientes de falla.
- *Conexión a tierra con resistencia elevada.* Esta es la conexión usual en los sistemas de potencia, en este caso se desea limitar la corriente de falla a un valor pequeño, no mayor a 5 Amp. y el sistema se comportará como uno con neutro aislado. En el caso del generador, la resistencia se conecta a través de un transformador de potencial o de distribución, en cuyo secundario se conecta el esquema de protección, ya sea mediante relés de sobrecorriente o de sobretensión. Esta forma de aterramiento es muy utilizada en sistemas en los que cada generador eleva individualmente.

4.12.5. Neutro aterrado a través de un Reactor

La conexión a tierra inductiva del neutro, consisten en la interconexión de una bobina o reactor entre el neutro del sistema y tierra. Este tipo de conexión a tierra del neutro, en sus diferentes configuraciones y variantes, posee un marcado desarrollo en Alemania. Se tiene por ejemplo el *transformador Reithoffer*, y el de *Bauch*, los cuales se fundamentan en la inyección de corriente inductiva, la cual trata de compensar (anular) la intensidad de corriente capacitiva de la falla. Si bien éstos transformadores o reactores han resultado ser efectivos, no lograron obtener la difusión y acogida de la *bobina Petersen*.

En año de 1916, el profesor de la Universidad Técnica de Darmstadt, *Waldemar Petersen*, se ve atraído por las posibles consecuencias de la falla a tierra en los sistemas de transmisión de energía de la época. La bobina o reactor Petersen se impuso rápidamente por su sencillez y compensación automática de la falla, se logra con un entrehierro variables y tomas múltiples (taps) en el embobinado. En mecanismo de operación ante una falla monofásica ocurre en cualquiera de las fases, el neutro del transformador adquiere el potencial diferente del de referencia, lo cual obliga entonces a la circulación de una intensidad de corriente inductiva entre la falla a tierra y la bobina. Las diferentes tomas de la bobina y el entrehierro variable hacen posible una compensación automática bastante satisfactoria entre la intensidad de corriente inductiva suministrada por la bobina, y la capacitiva generada por la falla. Como consecuencia del defasaje existente entre ambas intensidades de corriente se cancelan los efectos; aunque en la realidad esta compensación no se completa en su totalidad, debido al porcentaje de resistencia presente en el sistema y también a la falta de un ajuste continuo (entrehierro variable y taps) por parte de la bobina. Estos efectos hacen que se permita la circulación de una intensidad de corriente resistiva que es la registrada por el real de falla a tierra. En la práctica los valores observados de esta corriente de falla residual ohmica oscilan entre 5 y 20 Amperes, según el grado de

compensación del sistema. Otro aspecto que permite la corriente circulante, es que la potencia de las bobinas (MVAR) se encuentra normalizados en valores discretos y bien definidos.

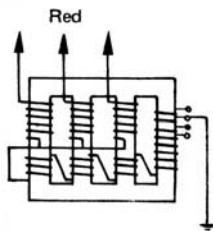


Figura 4.12.1. Esquema básico del transformador Reithoffer

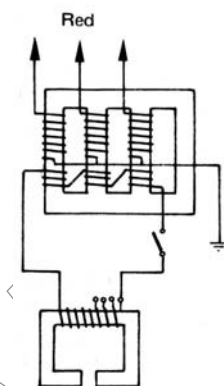


Figura 4.12.2. Transformador de Bauch para la compensación reactiva de la falla

A frecuencia fundamental o de operación (60Hz) la reactancia inductiva de la bobina Peterson debe ser igual a la reactancia capacitiva de los conductores del sistema de tierra.

Ventajas:

- La bobina Petersen actúa en forma inmediata, sin retraso alguno, basta con que el neutro se desplace hacia una de las fases afectadas para que ella inyecte una intensidad de corriente inductiva en el mismo.
- Esta bobina permite una extinción de la falla en un tiempo relativamente corto (0.01 a 0.8 segundos).
- Una vez despejada la falla, la tensión en las fases sanas se restablece lentamente, sin incrementos dinámicos o bruscos, ya que el neutro del sistema, desplazado hacia la fase afectada retorna lentamente a su punto de partida.
- En el caso de una falla monofásica el sistema puede operar por espacio de horas, aun cuando la falla persista, esta ventaja se empleó con mucha frecuencia durante la segunda guerra mundial en Alemania.
- La bobina Petersen permite derivar a tierra cargas estáticas acumuladas en el sistema, lo que resulta imposible con el neutro aislado o flotante.
- La compensación de corriente que logra esta bobina, hace que en lugar de la falla, la tensión de paso y de toque no adquieran valores peligrosos; siendo esto ventajoso ya que simplifica el diseño de las conexiones a tierra de patios, estructuras, torres, etc.
- Con el uso de la bobina Petersen se elimina la posibilidad de la falla a tierra intermitente por reencendido del arco eléctrico. Esto obedece a la compensación inductiva en el mismo lugar de la falla a tierra.

Desventajas:

- Como se conoce durante la ocurrencia de una falla monofásica, las tensiones de las fases no afectadas el incrementan en $\sqrt{3}$, lo que limita la aplicación de la bobina Petersen a tensiones intermedias, siendo máximo su uso en 245 kV, ya que de lo contrario resultaría muy oneroso; debido a los costos por aislamiento de los equipos.
- Este tipo de aterramiento del neutro, demanda la incorporación al sistema de un equipo adicional, no necesariamente barato, además de ocupar un espacio determinado en la subestación, que no es sencillo en los centros densamente poblados.
- La compensación no se efectúa completamente sino que resulta una relativamente pequeña corriente residual. Esto no necesariamente es una desventaja, pues se ha visto, que esta se presta para registrar y ubicar la falla en el sistema. En el caso de sistemas densamente mallados o muy extensos la magnitud de la corriente residual puede llegar a ser apreciable, lo que limita la aplicación de este tipo de conexión a tierra porque limita su efectividad.

4.12.6. Neutro aterrado a través de un transformador de potencial (Generador)

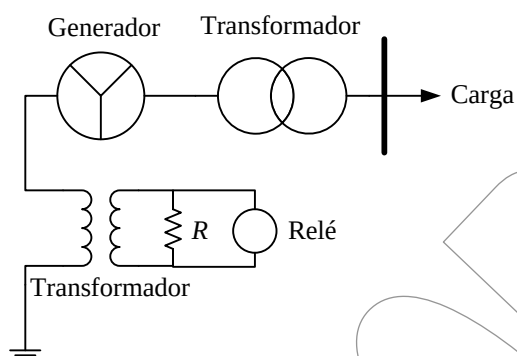


Figura 4.12.3. Esquema de aterramiento de neutro por medio de un transformador de potencial

4.12.7. Neutro aterrado a través de transformadores de puesta a tierra (Y- Δ - Zig-Zag)

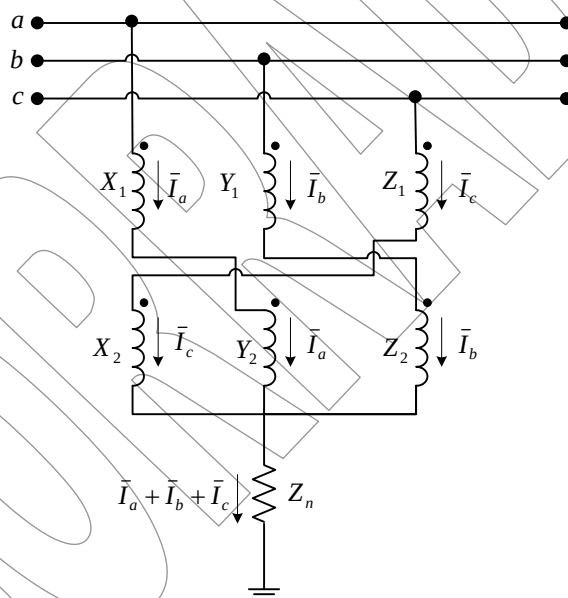


Figura 4.12.4. Esquema de aterramiento de neutro por medio de un transformador zig-zag