

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión.

PRESENTADO POR:

RICARDO RAMOS

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE 2015

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

MSc. e ING. WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión.

Presentado por :

RICARDO RAMOS

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. NUMA POMPILIO JIMÉNEZ CORTÉZ

San Salvador, Septiembre 2015

Trabajo de Graduación Aprobado por:

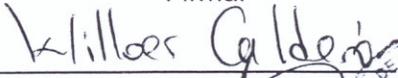
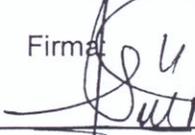
Docente Asesor :

ING. NUMA POMPILIO JIMÉNEZ CORTÉZ

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

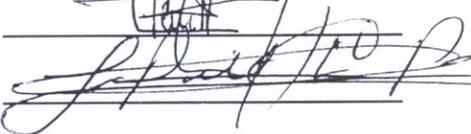
En esta fecha, viernes 28 de agosto de 2015, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 3:00 horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. MSc. e Ing. José Wilber Calderón Urrutia
Director
2. MSc. e Ing. Salvador de Jesús Germán
Secretario

Firma: 
Firma: 


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. Numa Pompilio Jiménez Cortéz
- 2- MSc. Jorge Alberto Zetino Chicas
- 3- MSc. Luís Roberto Chévez Paz

Firma: 
Firma: 
Firma: 

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión.

A cargo del Bachiller:

- Ramos Ricardo

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.8

(Ocho punto ocho)

Agradecimientos

Agradezco a Dios, por permitirte terminar esta etapa de la vida, por las bendiciones brindadas, por haberme dado la fortaleza, la sabiduría y la paciencia para seguir adelante en aquellos momentos de debilidad.

A mi abuela Zoila por ser una estrella que me guía desde el cielo,

A mi esposa Damaris por apoyarme en todo momento y estar junto a mí,

A mi madre Rosa Maria por el apoyo incondicional para nunca rendirme,

A mis hermanos Alejandra y Carlos espero haber sido un buen ejemplo.

A mis amigos por compartir todos los momentos buenos y difíciles pero siempre salir adelante

A mi asesor Ing. Numa Jimenez, por apoyo brindado y los consejos para terminar con este gran objetivo.

Y a todos aquellos que compartieron en este camino.

Gracias.

Objetivos:	9
Generales:	9
Específicos:.....	9
Introducción	10
Efectos indirectos.....	10
Para el circuito o equipo defectuoso:	10
1. Antecedentes.....	12
1.1. Los estudios de cortocircuito	13
1.1.1. Introducción y alcance	13
1.2. Las principales razones para realizar estudios de cortocircuito son las siguientes	14
1.3. Consecuencia de las fallas.....	14
1.4. Alcance y requisitos de los estudios de cortocircuito	15
1.5. Comportamiento de la Corriente en condiciones de falla.	16
1.6. Representación	17
1.7. Principales fuentes de corriente de cortocircuito.....	18
2. PowerFactory Información general	19
2.1. Conceptos Generales	19
2.1.1. Integración Funcional.....	19
2.1.2. Integración Vertical	19
2.1.3. Integración de la Base de datos	20
2.2. Diseño General de PowerFactory	20
2.3. Arreglo de datos.....	21
3. Análisis de Cortocircuito	23
3.1. Antecedentes técnicos.....	23
3.2. El método IEC 60909 - VDE 0102	25
3.2.1. Factores de corrección de impedancia IEC.....	27
3.3. El Método ANSI	28
3.3.1. Corrientes de los interruptores y fusibles de acuerdo con las normas ANSI	28
3.3.2. Diferencias entre el ANSI y los estándares IEEE C37 y IEC 60909	30
3.4. El método completo.....	30
3.5. Opciones de cálculo de cortocircuito.....	31
3.5.1. Opciones básicas	31
3.5.2. Método completo	35
4. Alternativas Estudiadas	37
4.1. Caso Base	37
4.1.1. Parámetros del sistema.....	37
4.1.2. Características del sistema	38
4.2. Partición de la Barra.....	39
4.3. Instalación de Fusibles Limitadores	40
4.3.1. Dispositivos basados en Superconductor.....	40
4.3.2. Uso de fusibles como un limitador de corriente	42
4.3.3. Aplicaciones limitador de corriente de falla.....	42

4.4.	Instalación de reactores.....	43
4.4.1.	Características técnicas	43
4.4.2.	Características del Diseño de los Reactores de Tipo seco.....	45
4.4.3.	Construcción	45
4.5.	Métodos para la puesta a tierra del neutro.....	46
4.5.1.	Neutro aislado.....	46
4.5.2.	Neutro rígido a tierra	47
4.5.3.	Neutro puesto a tierra mediante resistencia	49
4.5.4.	Neutro puesto a tierra mediante reactancia.....	50
4.5.5.	Neutro resonante	51
5.	Resultados de los Estudios de reducción de corriente de falla	54
5.1.	Caso Base	54
5.1.1.	Casos Estudiados.....	54
5.2.	Reactores Neutros en el Transformador de Tierra	56
5.2.1.	Especificación de Reactor Neutro	56
5.3.	Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de CAESS Nejapa	60
5.3.1.	Dimensiones del Reactor Serie.....	60
5.4.	Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa	66
5.5.	Instalación de reactores interbus en la barra de 23 kV de la Subestación ETESAL Nejapa.....	69
5.6.	Instalación de Reactores Serie e Interbus en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa	71
5.7.	Instalación de tierra resonante (Bobina de Petersen)	74
5.8.	Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de CAESS Nejapa.....	76
5.9.	Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de ETESAL Nejapa	78
5.10.	Instalación de Fusibles Limitadores.....	80
6.	Cuantificación de las alternativas	82
6.1.	Especificación de reactores.....	84
6.1.1.	Distribución de Reactores	86
6.1.2.	Montaje.....	88
6.2.	Costo aproximado del proyecto.....	89
6.2.1.	Equipos.....	89
6.2.2.	Obra Civil	90
6.2.3.	Otros.....	90
	Bibliografía.....	93
	Anexo.....	95
	Metodología propuesta	96

Objetivos:

Generales:

- Realizar un estudio para la reducción de las corrientes de falla en la subestación AES Nejapa.

Específicos:

- Realizar un estudio de las diferentes alternativas para reducción de corriente en la subestación AES Nejapa a 23 kV.
- Implementar por medio de herramientas de simulación las alternativas para la reducción de corriente en la red de distribución.
- Definir una metodología con la cual sea posible realizar un análisis integral de cualquier caso de reducción de corrientes de falla.

Introducción

El cortocircuito es una conexión de baja impedancia entre dos puntos entre los que existe una diferencia de potencial, dando lugar a una corriente de intensidad alta. Las consecuencias de los cortocircuitos son variables dependiendo de la naturaleza y duración de las fallas, el punto de la instalación afectado y la magnitud de las corrientes.

Es problema para las distribuidoras en los equipos de protección utilizados en las zonas aledañas a la subestación como recerradores y fusibles de expulsión, los cuales no están diseñados para soportar los altos niveles de cortocircuito (mayores a 12 kA); con lo que al ocurrir una falla se producen explosiones, acompañados de arco eléctrico que dañan los equipos y elementos de la red cercanos y en el peor de los casos el riesgo de vidas humanas.

La salida más rápida para solventar el problema, es sobredimensionar los equipos de protección, sin embargo, la utilización de equipos más robustos aumenta el precio de éstos y en ocasiones no existe la tecnología para soportar estas corrientes de falla.

En la actualidad no se posee un estudio especializado para el análisis de reducción de corrientes de falla, por lo que con la ayuda de software de simulación de sistemas de potencia se pretende realizar una guía para el desarrollo y seguimiento para dicho análisis.

En general se considera algunos de los siguientes efectos de las altas corrientes de cortocircuito:

Efectos indirectos

Debido a las elevadas corrientes de falla, es posible que elementos de protección aledaños a la subestación no sean capaces de soportar las corrientes que se presentan ante una falla y éstos exploten, por lo que se corre el riesgo que personas cercas puedan ser afectadas ante dicho evento, así mismo la ocurrencia de incendios en elementos de la red de la distribuidora o en zonas cercanas tales como residencias o industria.

En el punto de falla:

La presencia de arcos con deterioro de los aislantes, fusión de los conductores, principio de incendio y riesgo para las personas.

Para el circuito o equipo defectuoso:

- Esfuerzos electrodinámicos, con deformación de barras, desgaste de los cables, rotura de aisladores, averías en bobinados de transformadores o máquinas eléctricas rotativas.
- Esfuerzo térmicos, con sobrecalentamientos con riesgo de deterioros de los aislantes.

Para el resto de la instalación:

Disminución de la tensión durante el tiempo de eliminación de falla, puesta fuera de servicio de una parte de la instalación, perturbaciones en los circuitos de control y comunicaciones. Los efectos térmicos dependen de la energía liberada por efecto Joule.

La corriente eléctrica circula por trayectorias establecidas previamente a través de conductores y está limitada a conducir a través de ellos mediante la barrera de aislamiento que hay entre el material conductor y el medio. La corriente de cortocircuito es el flujo de energía eléctrica que como resultado de una falla en la barrera de aislamiento, va a través de un camino más corto que el establecido.

Por ley de Ohm se sabe que la corriente es directamente proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la impedancia. En condiciones normales de operación las impedancias de las cargas del sistema limitan el flujo de corriente a valores relativamente pequeños los cuales han sido establecidos en la etapa del diseño de la red.

Cuando ocurre una falla, las cargas quedan aisladas del sistema y no limitan el flujo de corriente que proviene del sistema que los alimenta. La impedancia que queda es la existente entre la fuente de energía y el punto de falla, y puede llegar a ser demasiado pequeña comparada con la que existía antes de la falla, debido a esto la corriente se incrementa excesivamente y solamente es limitada por los elementos que se encuentra antes del punto de falla.

Bajo condiciones de falla las corrientes de cortocircuito representan una gran cantidad de energía destructiva que puede causar daños bastante serios al sistema eléctrico, a las líneas y a los equipos que forman parte de éste, además, pueden tener suficiente potencial como para causar daños en la infraestructura de los edificios y causar serias lesiones a personas.

Las corrientes que se presentan en una falla dependen de la fuerza electromotriz de las máquinas del sistema, las impedancias de éstas y entre las máquinas y el punto de falla. Las compañías generadoras y distribuidoras mediante dispositivos de regulación logran que la tensión eléctrica en el sistema tienda a mantenerse estable, por lo tanto, para los cálculos y análisis de fallas se asume que la tensión se mantiene constante.

Capítulo 1 Introducción al Estudio de Corrientes de Cortocircuito

1. Antecedentes

La planificación, diseño y operación de un sistema de potencia requiere de análisis continuos y exhaustivos para evaluar el rendimiento actual del sistema y para establecer la eficacia de los planes alternativos para la expansión del sistema.

El diseño de una computadora analógica de propósito especial (analizador de red AC) se produjo en 1929, proporcionando la capacidad para determinar los flujos y voltajes durante las condiciones normales y de emergencia para estudiar el comportamiento transitorio del sistema resultante de condiciones de falla y las operaciones de transferencias.

La mayor parte de las primeras aplicaciones fueron de alcance limitado debido a la poca capacidad de las calculadoras de tarjetas perforadas en uso durante la década de 1940. Computadoras digitales de gran escala estuvieron disponibles a mediados de la década de 1950, y el éxito inicial de programas de flujo de carga llevó al desarrollo de programas de cortocircuito y cálculos de estabilidad entre otros.

Actualmente el uso de software es una herramienta indispensable en la planificación del sistema eléctrico, en el cual es necesario predecir el crecimiento futuro y simular las operaciones del día a día y condiciones de expansión de planes hasta de 20 años.

La planificación, diseño y operación de sistemas de potencia industriales y comerciales requieren varios estudios para la evaluación del rendimiento inicial y futuro del sistema, la confiabilidad del sistema, la seguridad y la capacidad de crecer con la producción y/o requisitos operativos.

En la etapa de diseño, los estudios identifican y evitan posibles deficiencias en el sistema antes de que entre en funcionamiento. En los sistemas existentes, los estudios ayudan a localizar la causa de la falla del equipo y el mal funcionamiento, para determinar las medidas correctivas para mejorar el rendimiento del sistema.

La importancia de los estudios de cortocircuito es determinar la magnitud de las corrientes de falla en el sistema de potencia en varios intervalos de tiempo después de que ocurra una falla. La magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de alimentación después de una falla varía con el tiempo hasta que alcanzan una condición de estado estacionario. Este comportamiento se debe a las características y dinámica del sistema. Durante este tiempo, el sistema de protección tiene como función detectar, interrumpir y aislar dichas fallas. Las condiciones impuestas a estos equipos dependen de la magnitud de la corriente, depende a su vez del tiempo de aparición de la falla. Esto se hace con los diferentes tipos de fallas en diferentes

lugares de todo el sistema. La información se utiliza para seleccionar los fusibles, interruptores además de especificar los relés de protección.

1.1. Los estudios de cortocircuito

1.1.1. Introducción y alcance

Los sistemas de potencia en general, son sistemas bastante complejos compuestos de una amplia gama de equipos dedicados a la generación, transmisión y distribución de energía, sin embargo, la complejidad de estos sistemas sugiere que las fallas son inevitables, no importa cuán cuidadosamente estos sistemas hayan sido diseñados. La factibilidad de diseñar y operar un sistema con tasa de falla cero es, si no idealista, económicamente injustificable, esto no quiere decir que éste no sea uno de los estudios principales de la Ingeniería Eléctrica. En el contexto del análisis de cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan de la siguiente manera:

- Flujo de corriente no deseada en el aislamiento.
- La aparición de corrientes con altas magnitudes que podrían conducir a daños en el equipo ya sea de aislamiento como de protección, así como el tiempo de la producción perdido debido a una falla en la red.
- Sobrevoltajes excesivos, de naturaleza transitoria y/o permanente, que comprometen la integridad y confiabilidad del aislamiento.
- Caídas de tensión en las cercanías de la falla, que podrían afectar adversamente el funcionamiento de las máquinas rotatorias tales como motores conectados a la red.
- Condiciones de riesgo que podrían convertirse en un peligro para las personas, ya sea un trabajador de la industria eléctrica o un tercero debido a la explosión u operación de los equipos expuestos a un cortocircuito con una magnitud de corriente mayor a la que éste soporta.

Tal como se estableció anteriormente, los cortocircuitos no siempre se pueden prevenir, sin embargo es posible tratar de mitigar y hasta cierto punto minimizar sus efectos potencialmente perjudiciales.

Por lo que para diseños de redes eléctricas o nuevas subestaciones se debe, en un primer momento, diseñar el sistema de modo que la probabilidad de la ocurrencia de cortocircuito sea lo más cercana a cero.

Por tal razón ante un cortocircuito, el sistema debe ser capaz de: Manejar la magnitud de las corrientes de falla y aislar el sistema de manera de asegurar la continuidad del servicio a la parte del sistema que no se encuentra fallado.

Por lo que se requiere una considerable inversión en equipos de interrupción en todos los niveles de voltaje que sean capaces de resistir las corrientes de cortocircuito y aislar el área de falla.

1.2.Las principales razones para realizar estudios de cortocircuito son las siguientes

Verificar la capacidad interruptiva de los equipos existentes. Este mismo análisis será la base para la selección de los equipos de interrupción en la planificación del sistema en caso de una expansión del mismo.

Determinar los ajustes de los dispositivos de protección del sistema, para garantizar su operación en condiciones de falla.

Determinar los efectos de las corrientes de falla en varios componentes del sistema, tales como cables, líneas, barras, transformadores y reactores durante el tiempo que persiste la falla, los esfuerzos mecánicos y térmicos que resultan de las condiciones de falla deberían ser comparados con los que son capaces de soportar el equipamiento del sistema, para tiempos cortos.

Evaluar los efectos que los diferentes tipos de cortocircuitos pueden tener sobre el perfil global de voltaje del sistema. Estos estudios identificarán áreas en el sistema donde las caídas de tensión resulten inadmisibles.

Conceptualización, diseño y reforzamiento del diseño del sistema, puesta a tierra de los neutros, y puesta a tierra de la subestación.

1.3.Consecuencia de las fallas

Cuando sucede un cortocircuito se generan corrientes muy elevadas que a su vez emiten mucho calor. La magnitud del calor es igual a la potencia que disipa el conductor o el medio en donde la corriente fluye, como el calor aumenta hace que sea bastante alto al incrementarse ésta.

Cuando la corriente fluye por efecto de falla de arqueo, la resistencia del arco es bastante alta con lo cual el calor se incrementa excesivamente.

La energía térmica que se libera en una falla puede hacer que los conductores se derritan, que se den explosiones, se pueden producir incendios y causar fatalidades. Además, puede hacer que la falla se transforme en una falla franca (la cual corresponde a una falla con una impedancia con valor cero) y aumentar la corriente de cortocircuito.

Otra de las consecuencias es que cuando los conductores se ven afectados por las fuerzas electromagnéticas (producidas por las corrientes que circulan por los conductores dispuestos paralelamente) hacen que estos se atraigan o repelen con una gran fuerza la cual es proporcional al cuadrado de la magnitud de la corriente de cortocircuito. Estas excesivas fuerzas mecánicas pueden deformar, doblar los conductores, hacer que se desprendan o rompan y dar peligrosos movimientos que pueden ocasionar severas consecuencias y atentan contra la vida.

Cuando se diseñan circuitos propensos a altas corrientes de cortocircuito se debe tomar en cuenta a la hora del diseño y montaje, el que los conductores estén bien anclados y puedan soportar los esfuerzos mecánicos, asimismo el dispositivo interruptor debe diseñarse para soportar el calor y

los esfuerzos mecánicos producto de la falla, de aquí también se resalta la importancia de obtener los valores máximos de las corrientes de cortocircuito.

A través del dispositivo interruptor, al ocurrir una falla fluyen altas corrientes que causan gran calentamiento y se forman gases ionizantes cuando se empieza a interrumpir la corriente, lo cual aumenta el nivel de peligro para alguien que se encuentre muy cerca de esa falla.

La reducción de la tensión en las líneas puede generar la interrupción del suministro eléctrico y que se vean afectadas partes importantes del sistema, importantes sectores industriales pueden quedar paralizados y experimentar severas pérdidas por el tiempo muerto (sin suministro de energía). La reducción de la tensión puede ser tan grande que los relevadores pueden dañarse.

Debido a la falla pueden afectarse otros sectores que se encuentran conectados al sistema que está fallando, los motores pueden absorber cantidades anormales de energía y esto hace que se activen sus protecciones. Una incorrecta coordinación de protecciones puede causar que algunos de los dispositivos de protección en lugares más alejados de la falla se activen y dejar sin suministro a muchos sectores, lo cual no hubiera sucedido si se aplicara una correcta coordinación.

Las fallas afectan la estabilidad del sistema y la de los generadores que pueden perder el control y aumentar la velocidad del rotor a niveles inseguros, además pueden dañarse severamente debido al sobrecalentamiento o a las fuerzas mecánicas anormales.

1.4. Alcance y requisitos de los estudios de cortocircuito

Los estudios de cortocircuitos son tan necesarios para cualquier sistema de potencia como otros estudios del sistema, tales como estudios de flujo de carga, estudios de estabilidad transitoria, estudios de análisis de armónicos, etc.

Los estudios de cortocircuito se puede realizar en la etapa de planificación con el fin de ayudar a finalizar el diseño del sistema, determinando los niveles de voltaje y la especificación de los cables, transformadores y conductores, así como para los sistemas existentes, en los cuales el análisis es necesario en los casos de generación adicional, la instalación de cargas adicionales de motores en la red, modificaciones de diseño del sistema, la reorganización de los equipos de protección, la verificación de la adecuación de los interruptores existentes, la reubicación de aparatos de distribución ya adquiridos con el fin de evitar gastos innecesarios, etc.

En los casos en los que se produjo una falla significativa el análisis también puede implicar estudios de cortocircuito con el fin de duplicar las razones o las condiciones del sistema que llevaron a la condición de falla para reducir la ocurrencia del mismo.

Los requisitos y el alcance de un estudio de cortocircuito dependerán de los objetivos planteados. De hecho, estos objetivos determinarán qué tipo de análisis de cortocircuito se requiere. La cantidad de datos requeridos también dependerá de la extensión y la naturaleza del estudio. La

gran mayoría de los estudios de cortocircuito en sistemas de potencia, industriales y comerciales analizan los siguientes cuatro tipos de cortocircuitos:

- Cortocircuito trifásico.
- Cortocircuito monofásico línea a tierra.
- Cortocircuito bifásico de línea a línea.
- Cortocircuito bifásico de línea a tierra.

Los cortocircuitos trifásicos en muchos casos resultan ser los más dañinos, por lo que es usual realizar simulación bajo estas condiciones para determinar las máximas magnitudes de las corrientes de falla. Sin embargo, existen importantes excepciones, por ejemplo, las corrientes de cortocircuito de línea a tierra pueden superar los niveles de cortocircuito trifásico cuando se producen en las proximidades de

- Una máquina sincrónica sólidamente aterrizada a tierra
- El lado estrella de un transformador sólidamente aterrizado delta-estrella
- El lado estrella aterrizada de un autotransformador delta-estrella
- La estrella aterrizada, delta-terciaria de un transformador de tres devanados

Otro parámetro a considerar son las "fallas serie" pertenecen a sistemas desbalanceados tales como:

- Una línea abierta. Cualquiera de las tres fases puede ser abierta.
- Dos líneas abiertas. Cualquiera dos de las tres fases puede ser abierta.
- Impedancias desbalanceadas. Impedancias de línea desequilibradas que marcan una discontinuidad.

Los fallos "serie" son de interés cuando se determinan los efectos de las rupturas de las líneas aéreas, fallas en las uniones de los cables, fusibles quemados, fallos en la apertura de todos los polos de los interruptores, energización inadvertida a través de uno o dos polos de un interruptor y otras situaciones que derivan en un flujo desequilibrado de corrientes.

1.5.Comportamiento de la Corriente en condiciones de falla.

Los fenómenos físicos básicos que determinan la magnitud y duración de las corrientes de cortocircuito están dados por:

- a) El funcionamiento de las máquinas rotantes en el sistema.
- b) La proximidad eléctrica de la maquinaria rotante a la localización del cortocircuito.
- c) El hecho de que las corrientes de prefalla no pueden cambiar abruptamente debido a las inductancias del sistema.

El decremento de corriente alterna se caracteriza por el hecho de que el flujo magnético enlazado en los bobinados de las máquinas rotantes no puede cambiar instantáneamente (teorema del flujo constante).

Para los propósitos de modelado estas impedancias se incrementan en magnitud desde un valor mínimo subtransitorio de post-fallo X_d'' , a un valor transitorio X_d' relativamente mayor, para finalmente alcanzar un valor aún mayor X_d , en corriente estable, considerando que el fallo persista el tiempo suficiente.

El decremento de corriente continua esta también caracterizado por el hecho de que debido a que la corriente de prefalla del sistema no puede cambiar instantáneamente, una componente de corriente unidireccional significativa, debe estar presente en la corriente de fallo, dependiendo del instante exacto en el que ocurre el cortocircuito. Esta componente unidireccional de corriente continua, designada también "offset" de continua, decae exponencialmente con el tiempo. La velocidad de decaimiento está estrechamente relacionada con las inductancias y resistencias del sistema.

1.6.Representación

Existen dos casos típicos de representación del sistema de potencia, las cuales se describen a continuación:

- a) Representación del sistema trifásico. Cuando el sistema es representado sobre bases trifásicas, conocemos explícitamente la identidad de las tres fases. La ventaja de la representación trifásica en una base de tres fases, es que cualquier tipo de desequilibrio se puede analizar fácilmente, incluyendo fallos simultáneos. Además, la condición de falla en sí se especifica con mayor flexibilidad, en particular para la formación de arcos eléctricos.
- b) Representación en componentes simétricas. El análisis de componentes simétricas es una técnica que en lugar de requerir análisis del sistema desequilibrado, permite la creación de tres subsistemas, el positivo, el negativo, y los sistemas de secuencia cero, adecuadamente interconectados en el punto de falla, dependiendo de la naturaleza del desequilibrio del sistema.

La ventaja del enfoque de componentes simétricos es que permite el modelado de condiciones de falla no balanceadas, mientras que conserva la simplicidad conceptual del análisis de una sola fase. Otra ventaja importante del método de componentes simétricos es que las impedancias de los equipos del sistema se pueden medir fácilmente en el marco de referencia de los componentes simétricos. Esta simplificación sólo es cierto si el sistema está equilibrado en las tres fases (excepto en el lugar del fallo que luego se convierte en el punto de las redes de secuencia)

1.7.Principales fuentes de corriente de cortocircuito

La magnitud de la corriente de cortocircuito en el lado que no queda desacoplado de la fuente principal de alimentación, es independiente de las cargas que se estaban alimentando, la corriente de cortocircuito está directamente relacionada con la capacidad de la fuente de alimentación.

El que más aporta es el sistema eléctrico salvadoreño, el cual está conformado por generadores interconectados a través de redes de transmisión, además de la generación distribuida en MT. Los motores en la instalación de los usuarios industriales es la segunda fuente más importante de corrientes de cortocircuito. El comportamiento de la falla va a depender de si es sincrónico o de inducción, asimismo de la potencia del motor, la tensión, la reactancia y resistencia de los devanados del motor y la impedancia desde el motor hasta el punto de falla.

Un motor sincrónico se comporta como un generador que entrega corriente por varios ciclos después de la falla, esto ocurre porque no absorbe energía y aunque está desacelerando, la inercia de su carga y su propia inercia lo mantiene girando y sigue siendo excitado.

En un motor de inducción, cuando deja de alimentarse por parte de la fuente de tensión, sigue girando producto de la inercia y se genera una tensión en el estator y una corriente alimentará la falla hasta que se anule el flujo en el estator durante casi cuatro ciclos, lo cual es suficiente como para afectar el funcionamiento del dispositivo interruptor. La corriente de cortocircuito inicial es aproximadamente igual a la corriente de arranque a plena tensión debido a que en ese instante la impedancia de la máquina es aproximadamente igual a la de rotor bloqueado.

Los generadores internos son otra de las principales fuentes de cortocircuito. Luego de una falla, estos continúan entregando tensión ya que la excitación de campo se mantiene, así mismo el primotor continúa manteniéndolo a velocidad de operación normal. Debido a esta tensión generada y a que la carga queda desconectada, se va a generar una corriente excesiva que solamente estará limitada por la reactancia del generador y la impedancia existente entre el generador al punto de falla.

Capitulo 2 Power Factory DigSilent

2. PowerFactory Información general

PowerFactory es un programa de cálculo, desarrollado por DIGSILENT, el cual es una herramienta de ingeniería para el análisis de la transmisión, distribución y sistemas industriales de energía eléctrica. Se ha diseñado como un paquete de software integrado e interactivo avanzado dedicado a sistema de energía eléctrica y el análisis de control con el fin de alcanzar los objetivos principales de la planificación y la optimización de las operaciones.

El nombre DIGSILENT significa "funciones de simulación digital y el programa calculo Eléctrico de la red " por sus siglas en Inglés.

Mediante el uso de una sola base de datos, que contiene todos los datos necesarios para todos los equipos dentro del sistema (por ejemplo, datos de: la línea, generador, protección, armónicos, controlador), PowerFactory puede ejecutar fácilmente cualquiera o todas las funciones disponibles, todo ello dentro del mismo entorno del programa. Algunas de estas funciones son de flujo de carga, cálculo de cortocircuitos, el análisis armónico, coordinación de la protección, el cálculo de la estabilidad y el análisis modal.

2.1. Conceptos Generales

El concepto general detrás del diseño del programa y la aplicación se puede describir por medio de las tres características básicas de integración que contribuyen a hacer PowerFactory una herramienta de análisis de sistema de potencia único:

2.1.1. Integración Funcional

El método de programación empleado permite moverse en un entorno de ejecución rápida, y elimina la necesidad para recargar módulos y actualizar o cambiar de resultados entre diferentes aplicaciones del programa. A modo de ejemplo, el flujo de potencia, análisis de fallas, y las herramientas de análisis de flujo de carga armónico puede ser ejecutado de forma secuencial sin reiniciar el programa, permitiendo a los módulos y motores de software adicionales o leer archivos de datos externos.

2.1.2. Integración Vertical

Esto permite que los modelos sean compartidos por todas las funciones de análisis y lo más importante, para las categorías de análisis, tales como "Generación", "Transmisión", "Distribución" y "Industrial". Ya no son necesarios los motores de software independientes para analizar distintos

aspectos del sistema de energía, como DigSILENT PowerFactory puede acomodar todo dentro de un marco integrado y una base de datos integrada.

2.1.3. Integración de la Base de datos

DigSILENT PowerFactory ofrece una óptima organización de los datos y definiciones necesarias para efectuar cualquier tipo de cálculo, memorización de los ajustes o las opciones de operación del software. No hay necesidad en la organización tediosa de varios archivos para la definición de los diversos aspectos de análisis. El entorno de base de datos PowerFactory integra completamente todos los datos necesarios para los casos que definen, los escenarios de operación, los diagramas unifilares, los productos, las condiciones de funcionamiento, opciones de cálculo, gráficos, modelos definidos por el usuario, etc. No hay necesidad de mantener y organizar cientos de archivos en el disco duro, todo lo que usted necesita para modelar y simular un sistema de alimentación está integrado en una sola base de datos.

2.2. Diseño General de PowerFactory

PowerFactory está destinado a ser utilizado inicialmente en un entorno gráfico. Es decir, la entrada de datos se lleva a cabo mediante la elaboración de la red en estudio y luego editando los objetos en el lienzo de dibujo para asignar datos a ellos.

La figura 1 muestra cómo PowerFactory parece cuando un proyecto está activo. Muestra la ventana gráfica (arriba) y la ventana de salida (abajo).

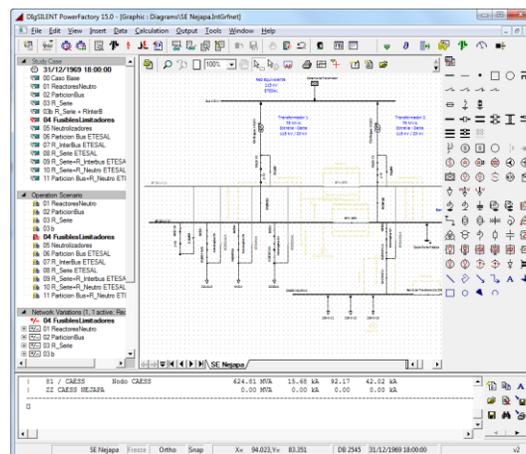


Figura 1 Ventanas principal PowerFactory

Los datos serán manipulados por el uso de un visor de datos llamado el Administrador de datos. Los dos medios de acceso a los datos son, pues, a través de la página de gráficos y a través del Administrador de Datos.

Los datos se acceden desde la página de gráficos, haciendo doble clic en un objeto. Un cuadro de dialogo de entrada aparece y el usuario puede editar los datos de ese objeto.

Todos los datos que se introducen para tales objetos se estructuran jerárquicamente en carpetas para que el usuario pueda navegar a través de él. Para ver los datos y su organización, se utiliza un "Administrador de datos". La Figura 2 muestra la ventana de Administrador de datos. El administrador de datos es similar en apariencia y de trabajo a un Explorador de Windows.

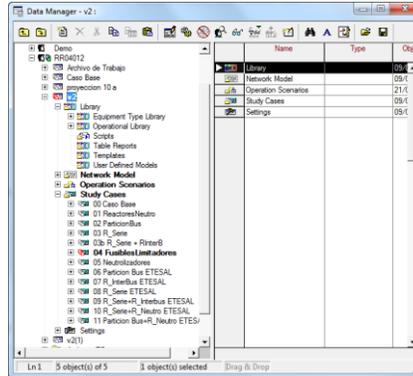


Figura 2 Ventana PowerFactory Data Manager, la cual muestra la estructura de diagrama de árbol donde se puede seleccionar los casos de estudio, variantes o versiones de cada proyecto

2.3.Arreglo de datos

En primer lugar, es evidente que, para el estudio de cualquier sistema, hay dos conjuntos distintos de información que pueden definirse:

- Los datos que se refiere directamente al sistema en estudio, es decir, los datos eléctricos.
- Los datos de gestión, por ejemplo, los que se debe de mostrar en los gráficos, qué opciones han sido elegidos por un flujo de carga, que aéreas deben ser considerados para el cálculo, etc.

Los propios datos eléctricos también pueden dividirse en conjuntos lógicos. Cuando se construye un sistema de energía que hace uso de materiales o componentes estándar, un cable por ejemplo. En términos simples podemos describir el cable eléctricamente por su impedancia por longitud en km teórico, información genérica sobre este cable, se denomina datos de "tipo".

Cuando cortamos una longitud del cable para la instalación, el tipo de datos se mantiene en una forma modificada de la siguiente manera:

$$600 \text{ m de cable con impedancia } Y \frac{\text{Ohm}}{\text{km}} = 0.6Y \frac{\text{Ohm}}{\text{km}}$$

Así, podemos ver que la longitud del cable, 0.6 km, puede ser visto como un conjunto separado de información. Este contendrá toda esa información en particular a la instalación específica o aplicación del segmento de cable que estamos considerando. Información tal como el factor de la capacidad nominal del cable instalado, su nombre local, los nodos que están conectados a en cada extremo; en otras palabras, toda la información que no es genérica, caerá en este conjunto de información. En PowerFactory llamamos a esto "Elemento de datos".

Dentro de los datos de elementos, no hay información relacionada con el punto operativo, es decir, la posición de toma en un transformador o el despacho de potencia activa de un generador. Este tipo de datos, la cual está sujeta a cambios frecuentes durante un estudio y se puede utilizar para simular diferentes escenarios de operación de la misma red, se agrupa más dentro de los datos de los elementos que figuran en un subgrupo llamado "datos operativos".

Esto significa que ahora hay cuatro grupos distintos que tenemos que organizar los datos. En términos de base de datos esto significa cuatro carpetas, que, en PowerFactory llamamos:

- Data red: Contiene todos los datos de los elementos.
- Escenario de Operación: Contiene los datos operativos que definen un cierto punto operacional.
- Tipo de equipo: puede contener todos los datos de tipo del estudio.
- Caso de Estudio: Contiene todos los datos de gestión del estudio.

Para un óptimo aprovechamiento de la flexibilidad que ofrece este enfoque de disposición de datos, las carpetas mencionadas deben organizarse jerárquicamente dentro de un directorio superior. En PowerFactory este directorio superior se denomina "Proyecto". Además de los conjuntos de datos descritos, un proyecto almacena toda la base de datos adicional "objetos" necesario para modelar, simular, analizar y visualizar un sistema de energía particular.

La base de datos PowerFactory soporta múltiples usuarios y cada usuario puede gestionar varios proyectos. " Cuentas de usuario " carpetas con privilegios de acceso sólo para sus propietarios (y otros usuarios con derechos compartidos).

Las carpetas que aparecen contienen los siguientes tipos de datos:

- Carpeta de usuario

Las diferentes carpetas que contienen diferentes proyectos.

- Proyecto

Esta carpeta es el marco para todas las subcarpetas de proyecto.

- Tipos de equipamiento

Contiene los datos de tipo.

- Modelo de la Red

Carpeta de datos de red que contiene los datos de los elementos. La carpeta Modelo de red también contiene la carpeta de objetos gráficos (diagramas), almacenamiento diagramas de red y las carpetas de Modificaciones en la red (variaciones) expansiones almacenamiento o cambios topológicos que se aplicarán en las redes originales.

- Escenarios de Operación

Sostiene conjuntos de datos operacionales.

- Casos de Estudio

Contiene los datos de gestión de estudio - las "herramientas" y "ajustes de herramientas - que se utilizan para realizar los cálculos y la visualización de los resultados.

3. Análisis de Cortocircuito

Los sistemas potencia están diseñados de forma que las cargas se suministran de forma segura y fiable. Uno de los principales aspectos que se tienen en cuenta en el diseño y operación de sistemas de potencia es el manejo adecuado de los cortocircuitos. Aunque los sistemas serán diseñados para que estén libres de cortocircuitos éstos aún pueden ocurrir. Una condición de cortocircuito generalmente causa grandes flujos corrientes incontrolables, que si no se detectan correctamente y manejados puede causar daño al equipo, la interrupción de grandes superficies (en lugar de sólo la sección fallada), así como la colocación de personal en situación de riesgo. Por tanto, un sistema bien diseñado debe aislar el cortocircuito de forma segura con un daño mínimo de equipo y sistema de interrupción.

El cálculo de cortocircuitos en PowerFactory es capaz de simular fallos individuales, así como múltiples fallas de complejidad casi ilimitada. Como los cálculos de cortocircuito se pueden utilizar para una variedad de propósitos, PowerFactory apoya representaciones y métodos de cálculo diferentes para el análisis de corrientes de cortocircuito.

3.1. Antecedentes técnicos

Después de los cálculos de flujo de carga, el análisis de cortocircuito es uno de los cálculos realizados con más frecuencia cuando se trata de redes eléctricas. Se utiliza tanto en la planificación y operación del sistema.

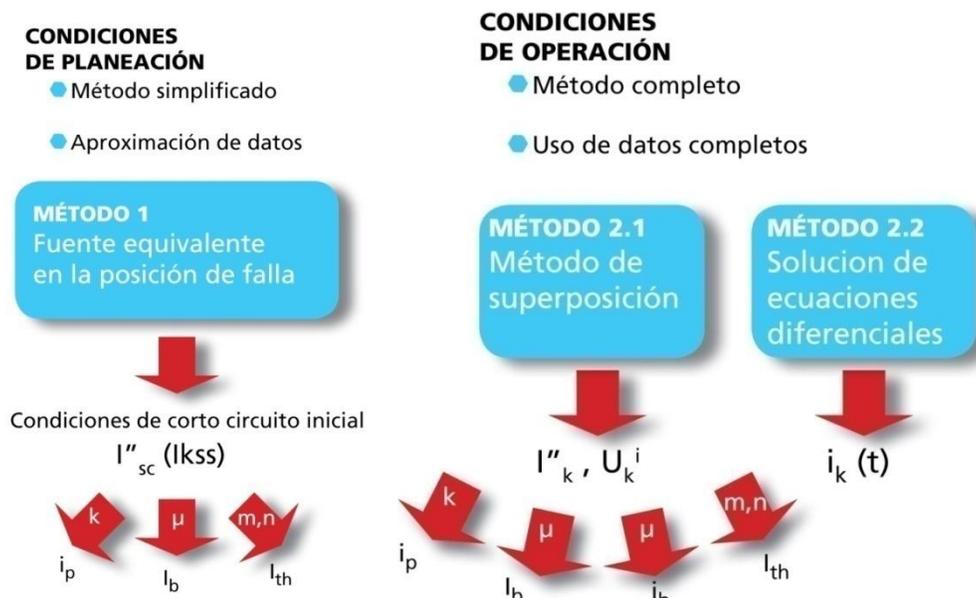


Figura 3 Áreas de aplicación de los cálculos de cortocircuito

De acuerdo con la norma IEC 60909 la definición de las corrientes y los factores de multiplicación se muestran en la figura 4 son los siguientes:

- I_{kSS} La corriente de cortocircuito simétrica inicial (RMS),
- i_p Corriente de cortocircuito máxima (valor instantáneo),
- I_b La corriente de ruptura de cortocircuito simétrica (RMS),
- I_{th} Corriente de cortocircuito equivalente térmico (RMS),
- k Factor para el cálculo de la corriente de corto-circuito de pico,
- μ Factor para el cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica corriente de ruptura,
- m Factor para el efecto de calor de la corriente continúa
- n Factor para el efecto térmico de la corriente alterna
- i_b Corriente de ruptura pico (valor instantáneo) de cortocircuito.

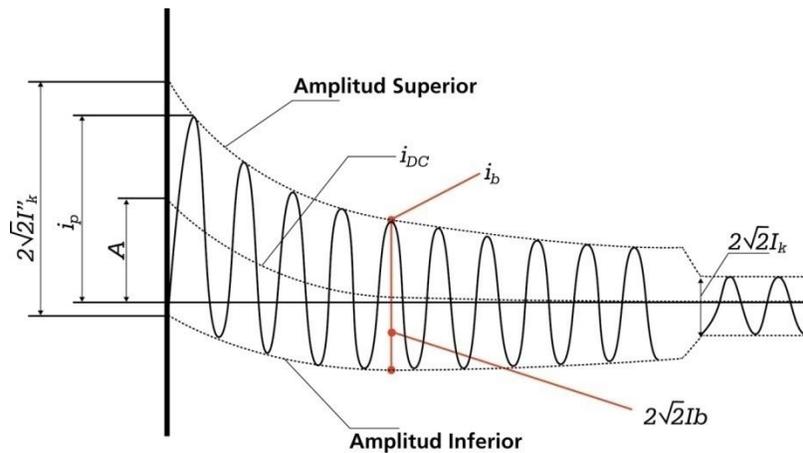


Figura 4 Función de cortocircuito Hora actual

La diferencia fundamental entre las premisas utilizadas por los métodos de cálculo es que para los estudios de planificación del sistema aún no se conocen las condiciones de funcionamiento del sistema, y por lo tanto, las estimaciones son necesarias. Para este fin, el método IEC 60909 (VDE 0102) que utiliza una fuente de tensión equivalente en el punto de falla se ha convertido en un método aceptado en Europa Occidental. Una versión revisada de éste fue publicada como IEC 60909 en julio de 2001. Este método funciona independientemente del flujo de carga (punto de operación) de un sistema. Se basa en las dimensiones nominales y/o calculadas del punto de funcionamiento de un sistema y utiliza los factores de corrección para los voltajes e impedancias, para dar resultados conservadores. Para el cálculo de las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito se aplican diferentes factores de corrección. Sin embargo, cabe mencionar que tanto la norma IEC 60909 y VDE 0102 no se ocupan de los elementos monofásicos (excepto los elementos individuales de fase en el conductor neutro).

Otro método muy similar es el método ANSI, que se utiliza básicamente en Norte América. El método ANSI se basa en la IEEE C37.010, que es para el equipo aplicado en medio y sistemas de alta tensión (Superiores a 1000 voltios) y C37.13, que es para interruptores de potencia en baja tensión (menos que 1000 voltios).

Para los cálculos de cortocircuito en un entorno de operación del sistema, las condiciones de funcionamiento de la red exacta se conocen muy bien. Si la precisión del cálculo de acuerdo con IEC 60909 no es suficiente (para verificar los resultados de este método) el método de superposición se puede utilizar. El método de superposición calcula las corrientes de cortocircuito esperado en la red basado en la condición de funcionamiento de red existente. Si los modelos de sistema son correctos, los resultados de este método son siempre más exactos que los resultados del método IEC 60909.

3.2.El método IEC 60909 - VDE 0102

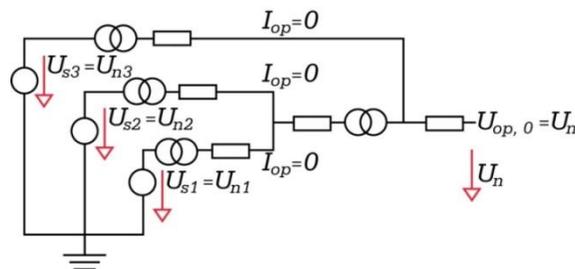
El método IEC 60909 / VDE 0102 utiliza una fuente de tensión equivalente en el bus de falla y es una simplificación del método de superposición (método completo).

El objetivo de este método es llevar a cabo un cálculo de cortocircuito sin la necesidad de realizar un cálculo previo de flujo de carga y la definición asociada de las condiciones de funcionamiento real. La figura 5 ilustra cómo el método de fuente de tensión equivalente se puede derivar del método de superposición.

Las principales consideraciones son las siguientes simplificaciones:

- Se supone condiciones nominales para toda la red, es decir, $U_i = U_{n,i}$.
- Corrientes de carga se desprecian, es decir $I_{OP} = 0$.
- Se utiliza una red de simulación simplificada, es decir, las cargas no se consideran en la red de secuencia positiva y negativa.
- Para asegurarse de que los resultados se estiman conservadoramente, un factor de corrección c se aplica a la tensión en la barra colectora de falla. Este factor es diferente para el cálculo de la corriente de cortocircuito máxima y mínima de una red.

El cálculo de cortocircuito sobre la base de estas simplificaciones puede ser insuficiente para algunas aplicaciones prácticas. Por lo tanto, los factores de corrección de impedancia adicionales se aplican a las impedancias físicas de los elementos de red. Este método se describe en detalle en la siguiente sección.



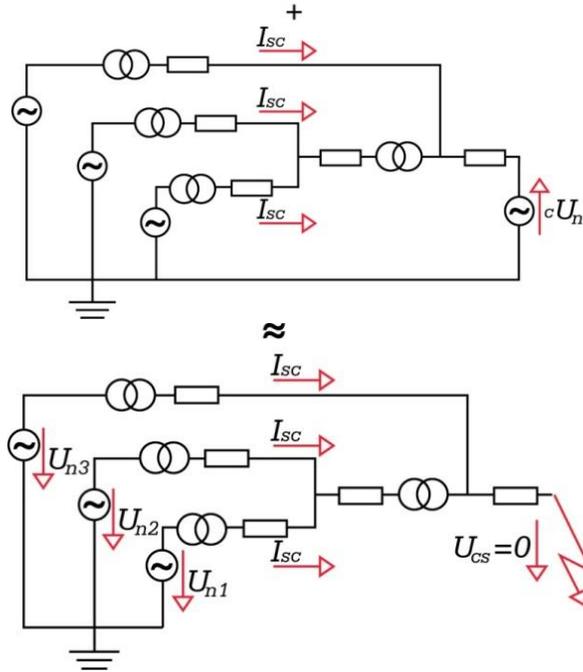


Figura 5 Método IEC 60909 / VDE 0102

IEC requiere el cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica inicial I_{kss} a fin de obtener el resto de las cantidades físicas, cada uno de los cuales es una función de los siguientes:

- Relación X/R ,
- Características de la máquina,
- Tipo de generador síncrono de sistema de excitación,
- Retardo de apertura,
- Tipo de red (si es radial o de malla),
- Determinación si el aporte es "cerca" o "lejos de" la ubicación de cortocircuito,

Respecto al tipo de red, IEC describe tres métodos para el cálculo de i_p (corriente de cortocircuito máxima) en las redes malladas que se definen de la siguiente manera:

- Método A: Uniformidad de la relación X/R

El factor k se determina basándose en la relación más pequeña de X/R de todas las ramas que contribuyen a la corriente de cortocircuito.

- Método B: Ratio X/R en la ubicación del cortocircuito

Para este método el factor k se multiplica por 1.5 para cubrir las inexactitudes causadas por el uso de la relación X/R de una reducción de red con impedancias complejas.

- Método C: Frecuencia Equivalente

Una impedancia Z_C equivalente del sistema como se ve desde la ubicación de cortocircuito se calcula suponiendo una frecuencia $f = 20\text{Hz}$ (para una frecuencia nominal $f = 50\text{Hz}$) o

$f = 24\text{Hz}$ (para una frecuencia nominal $f = 60\text{Hz}$). Este es el método recomendado en redes malladas.

Nota: En los métodos PowerFactory B y C están disponibles para el usuario. Método C es el recomendado en redes malladas.

3.2.1. Factores de corrección de impedancia IEC

El método IEC utiliza sólo los parámetros nominales de los elementos de red. Esto es ventajoso en el sentido que sólo es necesaria poca información para realizar un cálculo de cortocircuito. Sin embargo, teniendo en cuenta que, por ejemplo, la contribución de cortocircuito de un generador síncrono depende en gran medida de la tensión de excitación y de la posición del cambiador de tomas transformador de la unidad, el valor del peor caso de esta impedancia es considerado por la aplicación de un factor de corrección (<1).

Esta idea se ilustra en la figura 6 donde el factor de corrección c debe determinarse de manera $I_k'' = I_k'' IEC$. La norma IEC define una ecuación para el factor de corrección para cada tipo-de elemento.

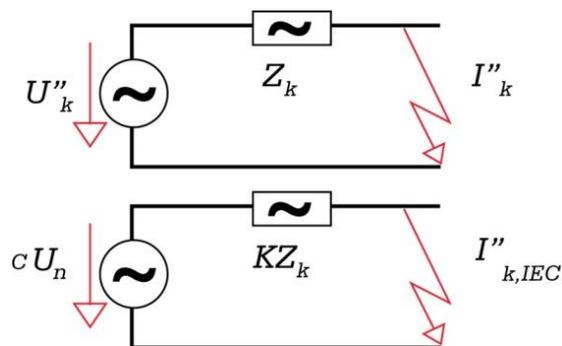


Figura 6 Principio de Corrección Impedancia (IEC / Método VDE)

Como la norma IEC incluye una estimación del peor caso para corrientes de cortocircuito mínimas y máximas, algunos elementos de PowerFactory requieren datos adicionales. Estos elementos son:

- Líneas

En su tipo, la temperatura del conductor máxima admisible (para corrientes de cortocircuito mínimas) debe indicarse. Capacitancias de línea no se consideran en los sistemas de secuencia positiva/negativa, pero se deben utilizar en el sistema de secuencia cero.

- Transformadores

Transformadores de red se pueden asignar información adicional acerca de los límites operacionales que se utilizan para un cálculo más preciso del factor de corrección de impedancia.

Transformadores de unidad se tratan de manera diferente dependiendo de si tienen un control sobre la carga o un cambiador de tomas en vacío.

- Máquinas síncronas

Se utilizan impedancias subtransitorias. Además, la información sobre el rango de tensión.

- Máquinas asíncronas

La relación de la corriente de arranque a la corriente nominal se utiliza para determinar la impedancia de cortocircuito.

3.3.El Método ANSI

El método expuesto en la norma ANSI C37.010 detalla el procedimiento para el equipo aplicado en sistemas de tensión media y alta, tomando en cuenta la clasificación de los generadores, ya sea como "local" o "a distancia", dependiendo de la ubicación de la falla, así como teniendo en cuenta la contribución del motor. El procedimiento también cubre primer ciclo y las corrientes de tiempo de interrupción.

ANSI C37.13 detalla el procedimiento para interruptores de potencia aplicados en sistemas de baja tensión (menos de 1000 voltios), mientras que se centra principalmente en las corrientes de primer ciclo, la impedancia de los motores y la relación X/R del punto de falla. Típicamente, fusibles e interruptores automáticos de baja tensión comienzan a interrumpir en el primer medio ciclo, por lo que no se da un tratamiento especial para la corriente de interrupción. Podría ser el caso, que sin embargo, la prueba de equipos incluye una especificación de componente continua. Debido a las diferencias en los estándares de alta y baja tensión, sería comprensible decir que se requieren dos cálculos de primer ciclo. El primer cálculo sería de barras de alta tensión y un segundo cálculo sería de barras de baja tensión.

En IEEE/ANSI 141 considera un procedimiento para la combinación del análisis del primer ciclo. Allí se afirma que con el fin de simplificar los cálculos integrales del sistema industrial, se recomienda una red de primer ciclo reemplazando las dos redes diferentes (alta / media tensión y baja tensión).

3.3.1. Corrientes de los interruptores y fusibles de acuerdo con las normas ANSI

Dependiendo del año de construcción del interruptor diferentes clasificaciones se especifican. Interruptores diseñados antes de 1964 fueron calificados de rating total de corriente, mientras que ahora los interruptores de alta tensión se clasifican en base a corriente simétrica. La diferencia entre estas dos definiciones es sobre cómo se toma la asimetría en cuenta. Mientras que el primer método toma en cuenta las componentes AC y DC, el segundo método sólo tiene en cuenta la componente AC.

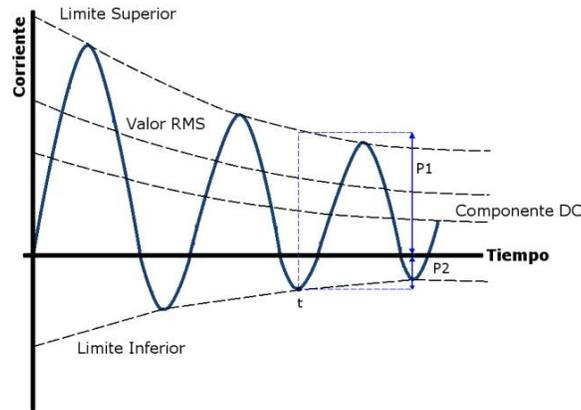


Figura 7 Corriente de cortocircuito asimétrica

El componente DC se calcula según la siguiente ecuación:

$$DC = \frac{P1 - P2}{2}$$

El valor RMS de la componente de corriente alterna (RMS) se calcula entonces como:

$$RMS = \frac{P1 + P2}{2.828}$$

La corriente de interrupción total en el RMS es entonces:

$$Total = \sqrt{DC^2 + RMS^2}$$

Algunas de las principales directrices ANSI para el cálculo de corrientes de cortocircuito son las siguientes:

La tensión de barras prefalla se supone que es nominal (1.0 p.u.).

La relación X/R del punto de falla se calcula sobre la base de una reducción de la resistencia de la red separada que es este último utilizado para calcular el pico y la corriente total de falla asimétrica.

Dependiendo de la ubicación de la falla, las corrientes de generadores alimentados al cortocircuito se clasifican como "local" o "a distancia". Una fuente remota se trata como que tiene solamente una componente DC, mientras que una fuente local se trata como que tiene competente DC y AC. Dependiendo de esta clasificación, las curvas correspondientes se utilizan con el fin de obtener los factores de multiplicación.

3.3.2. Diferencias entre el ANSI y los estándares IEEE C37 y IEC 60909

Las diferencias entre las dos normas, son numerosas y significativas. Pese a ser lograda una asociación conceptual, en los tipos de exigencias; el modelado del sistema y los procedimientos de cálculo; son muy diferentes en las dos normas.

Esto da lugar, a que los resultados de cálculo obtenidos, puedan ser bastante diferentes, con IEC 60909 (1988), las magnitudes de las corrientes de falla, tienden a ser mayores. Las diferencias esenciales, entre ambas normas, pueden ser resumidas, del siguiente modo:

El decremento de corriente alterna modelado en IEC 60909 es dependiente de la localización de la falla y lo cuantifica en función de la proximidad de las máquinas rotantes a la falla. La IEEE, por otro lado, recomienda un modelado para el decremento de corriente alterna del sistema, de carácter universal.

El decremento de corriente continua, para IEC 60909 no siempre se confía a la relación X/R . En general, más de una relación X/R debe ser tomada. Además el criterio de separar los esquemas de X y R , para obtener la relación X/R , en el punto de falla, no es aplicable, en IEC 60909.

El cálculo de las corrientes de estado estable en IEC, toma en cuenta, el ajuste de las excitaciones de las máquinas sincrónicas.

En vista de estas diferencias importantes, las simulaciones de computadora que adhieren a ANSI/IEEE C37, no pueden ser usados, para cubrir los requerimientos de cálculo de IEC 60909, y viceversa.

3.4.El método completo

El método completo (a veces también conocido como el método de superposición) es, en términos de modelado del sistema, un método de cálculo exacto. Las corrientes de falla de cortocircuito se determinan mediante la superposición de una condición de flujo de carga antes del inicio de cortocircuito con una condición en la que todas las fuentes de tensión se ponen a cero y el voltaje operativo negativo se conecta en el lugar de la falla. El procedimiento se muestra en la Figura 8. El punto inicial es el estado de funcionamiento del sistema antes de inicio de cortocircuito. Esta condición representa las condiciones de excitación de los generadores, las posiciones de toma de transformadores, regulados, interruptores y el estado que refleja la variación operativa de conmutación.

A partir de estas condiciones previas a la falla, la tensión prefalla del conjunto de barras falladas se puede calcular.

Por la condición de falla franca se calcula la condición de sistema para la situación en la que, el voltaje negativo de barras prefalla para la barra fallada se conecta en la localización de fallas y todas las demás fuentes/generadores se ponen a cero. Las impedancias de la red son consideradas como lineales, la condición del sistema después de una la falla se puede determinar mediante la superposición tanto en estado de prefalla y condiciones de falla franca.

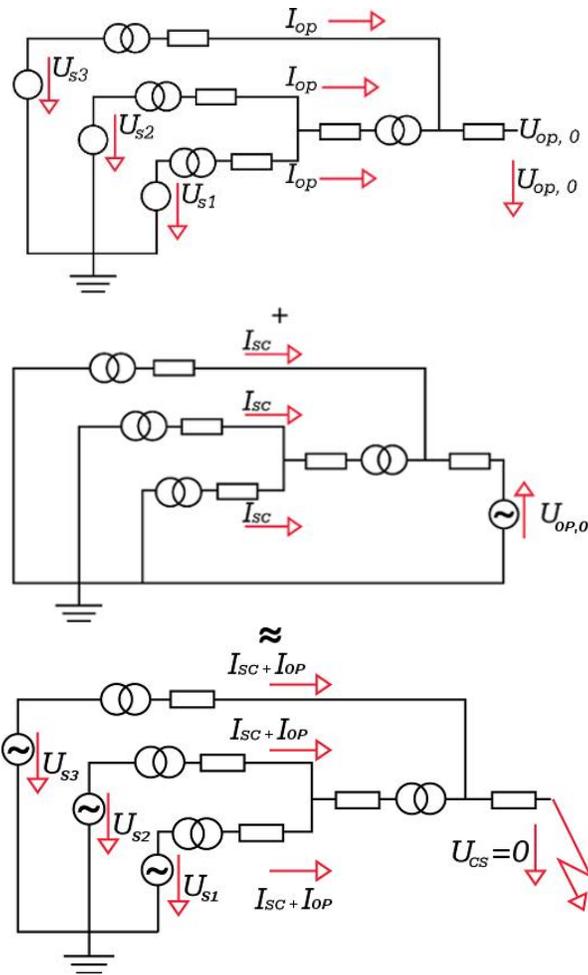


Figura 8 Método de Superposición

3.5.Opciones de cálculo de cortocircuito

3.5.1. Opciones básicas

Las opciones que se presentan en esta sección son comunes a todos los métodos de cálculo aplicado y se utilizan para definir la configuración general del cálculo de cortocircuitos. Las opciones específicas para cada método se presentan a continuación en secciones separadas.

3.5.1.1. Método

PowerFactory proporciona los siguientes métodos de cálculo para el cálculo de cortocircuito:

- VDE 0102/0103 (norma alemana);
- IEC 60909 (el estándar IEC);
- ANSI (el estándar americano ANSI/IEEE C37);

- Completa (método de superposición que considera los resultados de flujo de carga de prefalla, Según IEC 61363.)

Las opciones específicas para cada uno de estos métodos están disponibles en la pestaña Opciones avanzadas del diálogo de comandos de cortocircuito.

3.5.1.2. *Tipo de falla*

Los siguientes tipos de fallas están disponibles:

- Cortocircuito Trifásico
- Cortocircuito Bifásico
- Cortocircuito Monofásico A Tierra
- Cortocircuito Bifásico A Tierra
- Cortocircuito Monofásico De Neutro
- Cortocircuito Monofásico Neutro A Tierra
- Cortocircuito Bifásico De Neutro
- Cortocircuito Bifásico Neutro A Tierra
- Cortocircuito Trifásico De Neutro
- Cortocircuito Trifásico Neutro A Tierra
- Cortocircuito Trifásico (No Balanceada)

Los tipos de fallas con un conductor neutro se deben utilizar solamente para los sistemas que se modelan utilizando conductores neutros.

3.5.1.3. *Impedancia de Falla*

La impedancia de falla corresponde a la reactancia y la resistencia de la falla en sí (tal como la impedancia del arco o de la trayectoria de acortamiento). Esto se puede definir por medio de un modelo mejorado, donde las impedancias de línea a línea ($X_{f_{LL}}, R_{f_{LL}}$) y línea a tierra ($X_{f_{LE}}, R_{f_{LE}}$) se consideran.

(nota: se requiere la opción impedancia de falla mejorada esté habilitado). Si la opción de falla mejorada está habilitada no está activada, las impedancias de falla se definen por sus valores equivalentes, X_f y R_f .

Las Figuras 9, 10 y 11 se muestran las diferencias entre el mayor y la representación simplificada de las impedancias de falla para los siguientes tipos de fallas:

- Cortocircuito Trifásico
- Cortocircuito Bifásico
- Cortocircuito Bifásico A Tierra

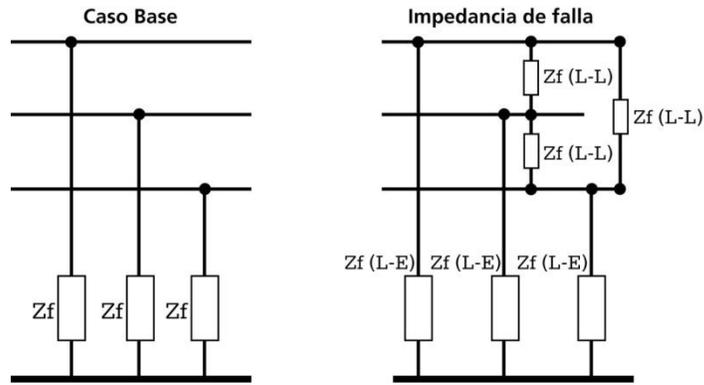


Figura 9 Fallo Impedancia Definición: Cortocircuito Trifásico

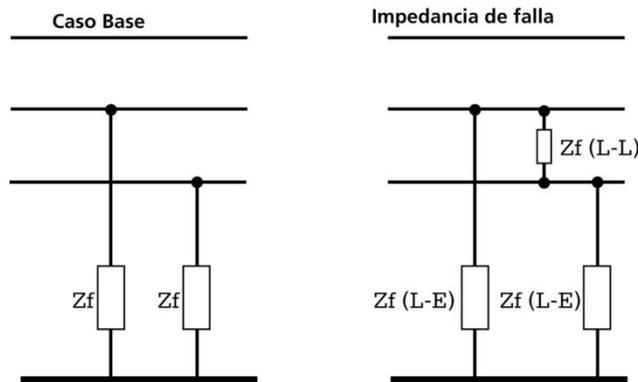


Figura 10 Fallo Definición Impedancia: Cortocircuito Bifásico A Tierra

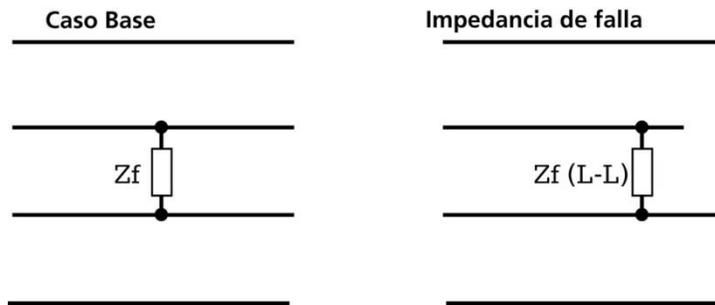


Figura 11 Fallo Impedancia Definición: Cortocircuito Bifásico

3.5.1.4. Localización de Fallas

Las opciones de selección de ubicación de la falla son:

- En la selección del usuario:

En este caso, una referencia a una sola terminal/barra/línea/sucursal o de una selección de barras/terminales.

- En barras o uniones / nodos internos:

Por cada terminal en la red, un cálculo de cortocircuito se lleva a cabo, de forma independiente (uno tras otro).

- En Todos los Cables de barras:

Por cada terminal en la red cuyo uso se ajusta a barras colectoras, un cálculo de cortocircuitos se lleva a cabo, de forma independiente (uno tras otro).

Si la opción Fallas múltiples ha sido marcada cuando se utiliza el método completo, una referencia a un conjunto de objetos de falla, se debe establecer. Esto se realiza en la sección de Localización de Fallas del diálogo; utilizando la referencia cortocircuitos.

Nota: Sólo se calculan múltiples fallas para el 'Método Completo', cuando se habilita la opción 'Múltiples fallas'. Cuando esta opción está activada, un cálculo de cortocircuitos se lleva a cabo para cada ubicación de la falla individual, de forma simultánea. Cuando esta opción está desactivada, los casos en que más de una localización de fallas han sido seleccionados (es decir, varios juegos de barras/terminales), se realiza una secuencia de cálculos de cortocircuito (es decir, cada cálculo de cortocircuitos se lleva a cabo de forma independiente por cada punto).

3.5.1.5. *Descomposición de la componente Aperiódica*

Permite el cálculo de la componente de corriente continua, para lo cual se debe dar el tiempo de caída. De acuerdo con la norma IEC / IEC, se pueden seleccionar los métodos B, C y C'.

La siguiente nomenclatura se utiliza:

T_b Tiempo de interruptor T_b

f_n Frecuencia nominal

I_k'' Corriente de cortocircuito inicial I_k''

- Método B:

Utiliza el calculado de la impedancia compleja equivalente de la red con un factor de seguridad de 1.15:

$$i_{DC} = \sqrt{2} I_k'' * e^{-\omega T_b \frac{R}{X}}$$

- Método C:

Utiliza la relación X/R calculada con el método de frecuencia equivalente. La frecuencia equivalente depende del tiempo de ruptura. Este método se recomienda para la máxima precisión.

$f_n * T_b$	< 1	< 2.5	< 5	< 12.5
f_c / f_n	0.27	0.15	0.092	0.055

Tabla 1: Tiempos de ruptura

$$i_{DC} = \sqrt{2} I_k'' * e^{-\omega T_b \frac{R_f}{X_f}}$$

$$\frac{R_f}{X_f} = \frac{R_c}{X_c} \frac{f_c}{f_{nom}}$$

La relación de R_c/X_c es la impedancia equivalente calculada en la frecuencia dada por:

$$f_c = \frac{f_c}{f_{nom}} f_{nom}$$

- Método C':

Utiliza la relación X/R como para la corriente de cortocircuito máxima, seleccionando así la relación $f_c/f_n = 0.4$. Esta opción acelera el cálculo, ya que ninguna impedancia equivalente adicional necesita ser calculada.

Pico de la corriente de cortocircuito (red mallada)

De conformidad con la norma IEC / VDE, los siguientes métodos para calcular kappa se pueden seleccionar:

- Método B':

Utiliza la relación X/R en la ubicación de cortocircuito.

- Método C (1):

Utiliza la relación X/R calculado a una frecuencia virtual del 40% de la frecuencia nominal (20 Hz para $f_n = 50\text{Hz}$, 24 Hz o para $f_n = 60\text{Hz}$), basado en la impedancia de cortocircuito en el sistema de secuencia positiva.

- El método (012):

Al igual que el método C (1), pero utiliza la impedancia de cortocircuito positiva y negativo así como el sistema de secuencia cero.

3.5.2. Método completo

A diferencia de los métodos de cálculo de acuerdo con IEC / VDE y ANSI, que representan las corrientes de cortocircuito por aproximaciones, el método completo evalúa corrientes sin utilizar aproximaciones.

Esta evaluación precisa de las corrientes tiene en cuenta las condiciones del sistema inmediatamente antes de la aparición del fallo

3.5.2.1. Flujo de Carga

La condición del sistema de prefalla utilizado por el método completo puede ser determinado ya sea por la evaluación de un flujo de carga, o por medio de un método simplificado, que inicializa las tensiones internas de todos los componentes que contribuyen a la corriente de corto-circuito con su valor nominal, multiplicadas por un factor de escala, c .

El comando de flujo de carga se utiliza para inicializar el cálculo de cortocircuito aparece junto al botón con la etiqueta de flujo de carga. El comando de flujo de carga se puede acceder y modificar pulsando este botón. El comando de flujo de carga que se muestra aquí se toma inicialmente del caso de estudio activo.

Capitulo 3 Estudio De Reducción De Corriente De Falla

4. Alternativas Estudiadas

4.1.Caso Base

4.1.1. Parámetros del sistema

La Subestación Nejapa ETESAL posee dos transformadores de 75 kVA en conexión DNY1, conectados en paralelo con una relación de 110kV a 23kV, en una configuración de doble barra con transferencia.

En la barra común de 23kV se encuentran conectados cuatro participantes del mercado: CAESS, DELSUR y EDESAL, así como ANDA utilizado para bombeo de la zona norte de San Salvador.

La subestación CAESS Nejapa posee una carga de 44.78 MW, repartida en 6 alimentadores. Así mismo esta es la que provee el punto de aterrizamiento del sistema a través del transformador de tierra en ZigZag.

Voltajes en barras			
	Vr	Vi	[V]
Barra ETESAL 115 kV	1	0	1
Barra ETESAL 23 kV	0.86486	0.56258	1.03174
Barra Nejapa 23 kV	0.86486	0.56258	1.03174

Tabla 2 Voltaje en barras

Pérdidas del Sistema	
	kW
Pérdidas	4.48

Tabla 3 Valor de pérdidas del sistema

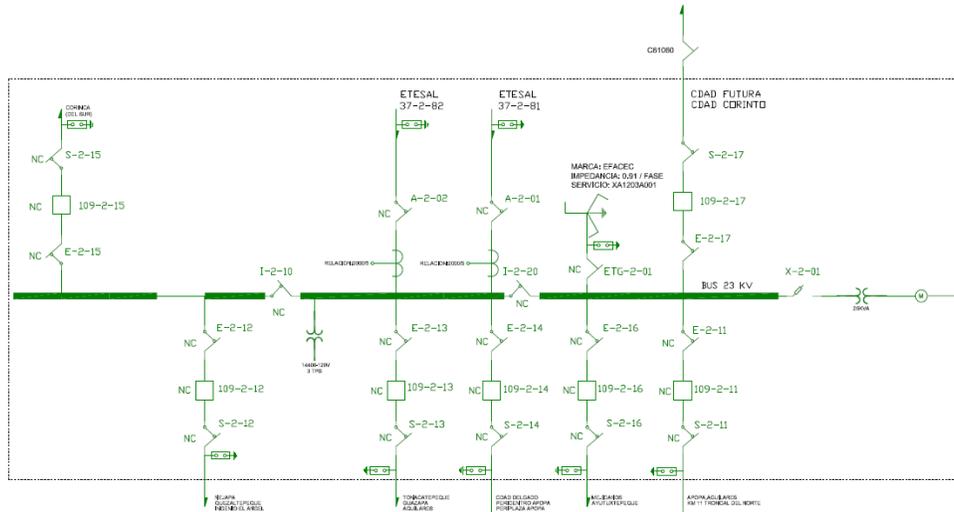


Figura 12 Diagrama unifilar de la distribución de la subestación CAESS Nejava

4.1.2. Características del sistema

En este apartado se presentan las consideraciones más importantes tomadas en cuenta para la realización de los estudios.

Transformador #1 ETESAL NEJAPA

Capacidad:	75	MVA
Relación de transformación:	110/23	kV (+/- 10 x 1.25%) en el primario
Tipo de conexión:	YND1	
Corriente nominal (ONAF):	1150	A (referido a 50 MVA)
Pérdidas en vacío:	29.10001	kW
Z%:	6.49	
X/R:	29.1	

Tabla 4 Datos del Tx1 ETESAL Nejava

Transformador #2 ETESAL NEJAPA

Capacidad:	75	MVA
Relación de transformación:	110/23	kV (+/- 10 x 1.25%) en el primario
Tipo de conexión:	YND1	
Corriente nominal (ONAF):	1150	A (referido a 50 MVA)
Pérdidas en vacío:	29.00001	kW
Z%:	6.49	
X/R:	29.1	

Tabla 5 Datos del Tx2 ETESAL Nejava

Transformador de Tierra de CAESS

Capacidad:	13.8	MVA
Corriente nominal (ONAF):	600	A
Resistencia Z0	0.092	Ohm
Reactancia Z0	0.92	Ohm

Tabla 6 Datos del Transformador de Tierra de CAESS Nejava

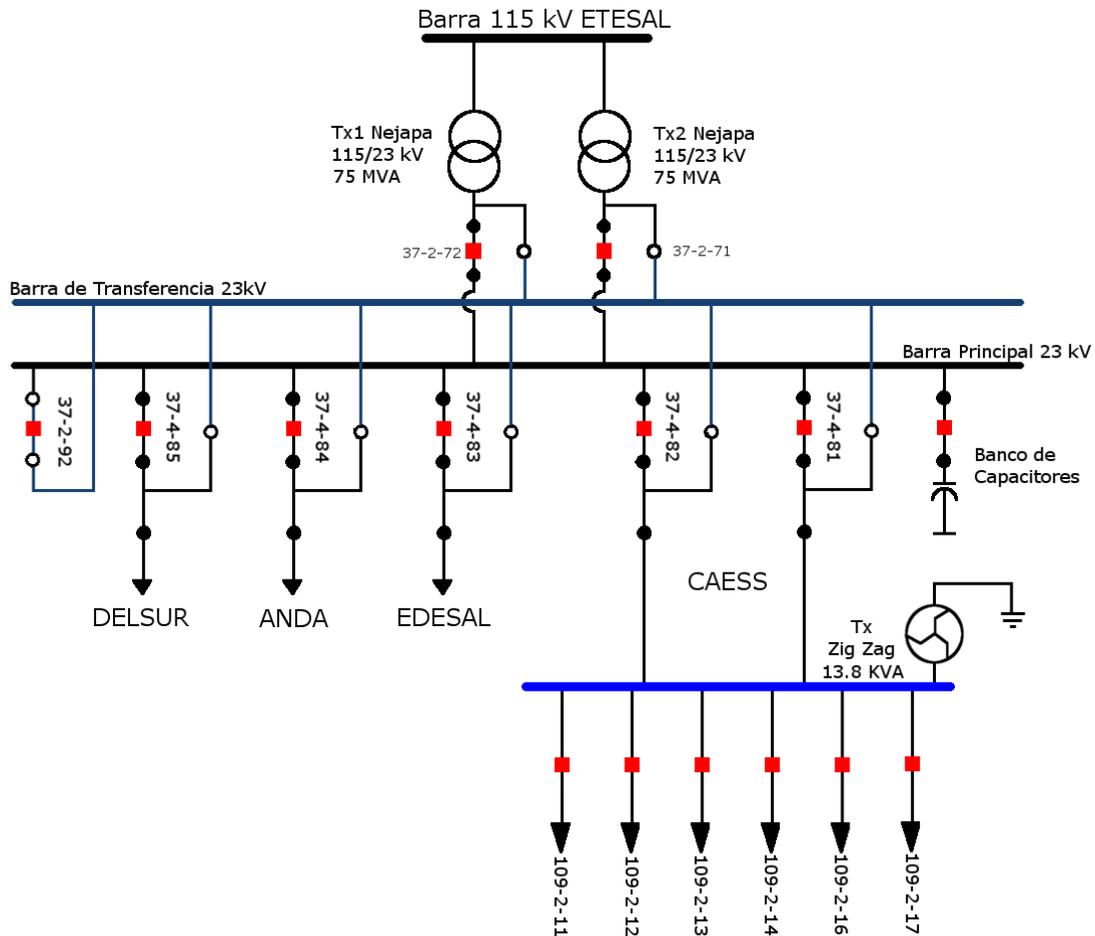


Figura 13 Unifilar de caso base, condiciones iniciales de análisis

4.2.Partición de la Barra

Las subestaciones normalmente se encuentran conectadas a una sola barra colectora, y las corrientes de cortocircuito son potencialmente excesivas, para reducir el valor de las corrientes la subestación puede dividirse la barra colectora en una o más segmentos, a fin de reducir las corrientes de cortocircuito. La reducción es causada por el aumento de la impedancia eficaz entre la ubicación de la falla y algunas de las fuentes de corriente de cortocircuito en el sistema. La

partición de la barra de la Subestación, en su forma más simple, en subestaciones de uno y dos barras, se lleva a cabo mediante la apertura de la sección de barra o interruptores automáticos que opera en una posición normalmente abierta.

Desafortunadamente, la división de la subestación reduce el grado de interconexión de la subestación y en algunos casos puede equiparar, eléctricamente, a la eliminación de circuitos fuera de servicio. La reducción de la confiabilidad en el caso de una subestación que es alimentada de un solo transformador alimentado de una sola barra colectora como se puede encontrar en los sistemas de distribución típicos. Una falla en el transformador T1 provoca la pérdida del suministro a los la sección de barras 1 y toda la demanda suministrada desde los alimentadores de distribución conectados a él.

4.3.Instalación de Fusibles Limitadores

Un limitador de corriente es una combinación en paralelo de una barra de cobre y un fusible limitador de corriente. Durante el funcionamiento normal, la corriente de carga fluye a través de la barra de cobre que cortocircuita efectivamente el fusible. Esta es la razón por la cual el limitador de corriente no tiene efecto en el sistema de distribución en funcionamiento normal. Cuando hay un cortocircuito, es necesario interrumpir el flujo de corriente a través de la barra de cobre y forzar la corriente a través del fusible limitador de corriente. Esto debe hacerse mucho antes de que el cortocircuito pico se alcance. Por lo tanto, se necesita un dispositivo que actúa de manera rápida. Esto, junto con una carga explosiva, causará la destrucción inmediata de la trayectoria conductora a través de la barra de cobre. La corriente de falla fluirá entonces aunque el fusible limitador de corriente hasta que se alcanza la primera corriente cero natural. Después de esta corriente cero, la corriente de fallo a través del limitador de corriente será cero.

4.3.1. Dispositivos basados en Superconductor

Básicamente hay tres configuraciones de dispositivos limitadores de corriente de falla basados en superconductores. En cada caso, el elemento superconductor se coloca en paralelo con el elemento de impedancia.

4.3.1.1. Limitador con un elemento de derivación resistiva

En este caso el elemento de derivación limita la corriente durante la falla cuando es más que la corriente crítica del elemento superconductor y opera en el estado de alta resistencia que limita la corriente de falla.

Se prefiere el material superconductor de alta resistividad en su estado no superconductor ya que limitará la corriente durante la falla. Durante el funcionamiento normal, el R_2 es cero y cuando hay fallo, la resistencia R_2 se vuelve muy alta que limita la corriente durante la falla. La resistencia R es la resistencia de derivación. Durante falla la corriente de falla se transfiere de la resistencia R_2 a R .

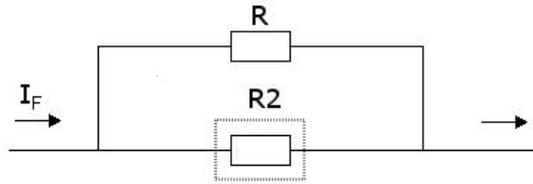


Figura 14 Superconductores shunt (R_2) con un elemento de derivación resistiva.

4.3.1.2. Limitador con un elemento de derivación inductiva.

La bobina de disparo se envuelve sobre la otra bobina con diseño de baja inductancia. Durante el funcionamiento normal la corriente es muy baja y el elemento superconductor permanece en el estado superconductor y la caída de tensión también es muy bajo.

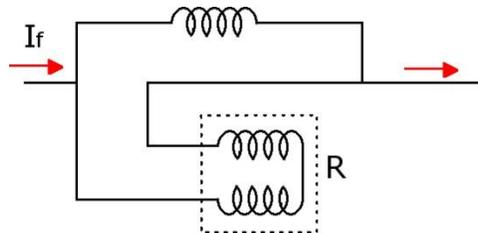


Figura 15 Superconductor fusible limitar de corriente con el elemento de derivación inductiva

4.3.1.3. Limitador de Circuito Resonante

Durante el funcionamiento normal el interruptor S está abierto y la impedancia efectiva del circuito es muy baja como el condensador y el inductor en ambos lados están en serie.

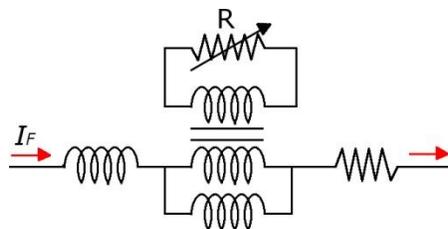


Figura 16 Limitador de Circuito Resonante

Durante las fallas la impedancia efectiva aumenta, esto se hace igual a la reactancia equivalente en serie con la resistencia equivalente. Debido a la alta resistencia a la corriente de falla se limita a un valor inferior. Debido a la acción de conmutación puede haber un arco a través del interruptor debido a la tensión que aparece a través de uno de los condensadores. Si uno de los componentes, el condensador o reactor falla, la acción de limitación de corriente del circuito ya no será válida. El costo y de gran tamaño son sus principales inconvenientes.

4.3.2. Uso de fusibles como un limitador de corriente

La idea básica es que cuando el interruptor se abre genera un arco de tensión y la corriente en el arco se transfiere al fusible limitador. Una vez que el fusible se funde la corriente se transfiere a la resistencia a través de ella.

Lo principal a ser considerado con este enfoque es el mecanismo asociado con el funcionamiento del interruptor de derivación. El otro método utilizado, basado en este enfoque, es el protector de limitación de corriente que se utiliza principalmente en los sistemas de distribución. En este método la detección y el mecanismo de funcionamiento del interruptor están separados el uno del otro.

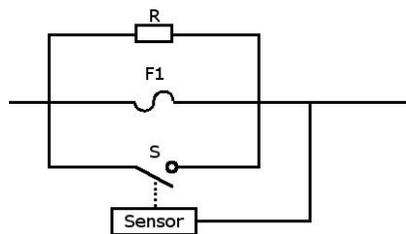


Figura 17 Uso de fusibles como limitadores de corriente por medio de un sistema retroalimentado

Este circuito se compone de fusible y un conductor de cobre que es paralelo al fusible y tiene una serie de muescas. El fusible se funde al fallo, esto se consigue por el alto voltaje de arco que limita la corriente. El fusible fundido y las muescas del conductor de cobre limitan la corriente de falla. El sensor detecta la corriente de falla.

4.3.3. Aplicaciones limitador de corriente de falla

La aplicación más directa de un limitador de corriente de falla está en la posición principal en una barra colectora.

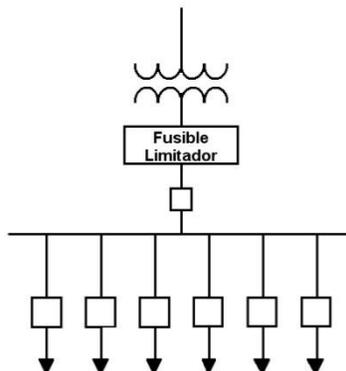


Figura 18 Limitador de corriente de falla en la posición principal. El limitador de corriente de falla protege todo el bus.

También se puede utilizar para proteger cargas individuales en el bus. La aplicación selectiva de los limitadores de pequeños y menos costosos se puede utilizar para proteger el equipo viejo o estresado que es difícil de reemplazar.

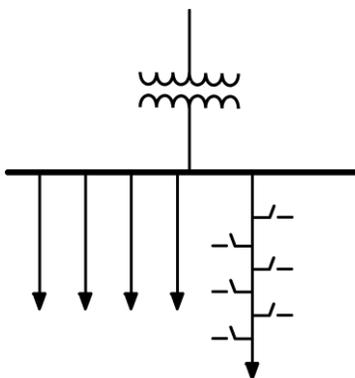


Figura 19 Limitador de corriente de falla en la posición de alimentación. El limitador de corriente protege un circuito individual en el bus.

4.4. Instalación de reactores

Los Reactores se pueden instalar en cualquier parte del circuito de distribución a fin de limitar la corriente de falla. Ya que son esencialmente una reactancia inductiva lineal, su impedancia añadida aritméticamente a la impedancia del sistema y el resultado en una reducción de las corrientes de falla. Durante el funcionamiento normal, el factor de potencia de la carga es cerca de 0.9 y el voltaje se cae debido a la corriente que fluye a pesar de que los reactores están en cuadratura con la tensión de carga. Por lo tanto, la regulación de voltaje normalmente es satisfactoria. Este no es el caso, sin embargo, durante el arranque del motor, donde la corriente de arranque es en gran parte inductiva. La caída de tensión en el reactor está en fase con la tensión de carga y causa grandes caídas de tensión que pueden causar grandes problemas para iniciar grandes unidades. Por tanto, es común no instalar reactores directamente en la trayectoria de la corriente de arranque de grandes unidades. El reactor limitará la contribución de los generadores de la corriente de cortocircuito por el aumento efectivo de la impedancia de las máquinas que abastecen a la falla a través del enlace de barra. Dado que sólo una fracción de la corriente de arranque del motor fluirá a través del enlace de barra en condiciones normales de funcionamiento, el reactor no moleste a motor 3 comenzando en la misma medida como si se hubiera instalado en serie con cada generador.

4.4.1. Características técnicas

4.4.1.1. Reactores en serie

Reactores en serie se utilizan sobre todo para limitar la corriente y para aumentar la impedancia. Están diseñados para diferentes propósitos, tales como la limitación de corriente, neutro/tierra,

arranque de motores, reactores en serie horno de arco y los reactores de dúplex. Reactores en serie son por lo general el diseño de núcleo de aire con blindaje magnético.

4.4.1.2. Reactores limitadores de corriente

Reactores limitadores de corriente están conectados en serie en un sistema de energía para limitar la corriente en condiciones de fallo del sistema. En funcionamiento normal, la corriente continua fluye a través del reactor. El diseño de la base aérea blindaje magnético se aplica por lo general, debido al requisito de linealidad y las altas corrientes de corta duración. Las fuerzas electro dinámicas son también más fáciles de manejar en este tipo de diseño. Por lo general, la reactancia es más bien baja, lo que hace que el núcleo de aire solución más económica.

4.4.1.3. Reactores de neutro

La aplicación de los reactores de puesta a tierra neutros aumenta la impedancia en el punto de un transformador o un reactor shunt neutro. Durante fallas monofásicas, el reactor limita la corriente de falla en el neutro y la restauración de la línea de alimentación se mejora. De acuerdo con la norma IEC 60076-6, el reactor de neutro de puesta a tierra está conectado entre el neutro de un sistema de energía y tierra para limitar la corriente de línea a tierra en condiciones de falla a tierra del sistema a un valor deseado.

Las pérdidas en el reactor son sin importancia económica. La densidad de corriente diseñada en el devanado está determinada por la capacidad del reactor para resistir las fuerzas mecánicas debido a la corriente de fallo de corta duración.

4.4.1.4. Transformadores de puesta a tierra

Transformadores de puesta a tierra se clasifican como reactores de serie. Un transformador de puesta a tierra (acoplador neutral) es un transformador trifásico conectado al sistema de alimentación para proporcionar una conexión de neutro para puesta a tierra, ya sea directamente o a través de la impedancia. Los transformadores de puesta a tierra pueden además suministrar una carga auxiliar local. El transformador de puesta a tierra crea un punto neutro de una red. Conexión ZN se aplica generalmente. Conexión Z ofrece lineal y especifica impedancias de secuencia cero. YN + d también se puede aplicar.

4.4.1.5. Reactor monofásico neutro de puesta a tierra

Para sistemas de energía trifásica, conectados entre el neutro de un sistema de energía y de la tierra, para limitar la corriente de línea a tierra en caso de fallo del sistema. Reactores de neutro de puesta a tierra en general, lleva muy poca o ninguna corriente continua.

El modelo del reactor consiste en una inductancia (LR), en serie con una resistencia (RR) de muy bajo valor y capacitores conectados en los extremos del reactor a tierra (C1, C2) que representan

la capacitancia de la línea y del interruptor respectivamente y un capacitor entre los terminales del reactor (CR) que representa la capacitancia existente en el reactor debido a la fibra de vidrio. La capacitancia asociada con el reactor y el interruptor son muy pequeños, mientras la capacitancia asociada al sistema equivalente es mucho más grande. En cortocircuito C1 es mucho más grande que ambas C2 y CR.

4.4.2. Características del Diseño de los Reactores de Tipo seco.

Construcción encapsulada de fibra de vidrio, impregnada con epoxy.
Construcción de aluminio y soldada en todas las conexiones de corriente
Alta capacidad de soportar corrientes de cortocircuito elevadas y esfuerzos mecánicos.
Bajos niveles de ruido.
Construcción a prueba de inclemencias climatológicas, con requerimientos de mantenimiento mínimos.
Vida útil esperada, superior a 30 años

4.4.3. Construcción

Consiste en un número de conductores conectados en paralelo, individualmente aislado, de aluminio o cobre. Estos conductores pueden ser alambres pequeños ó cables apropiados diseñados y manufacturados para el cliente.

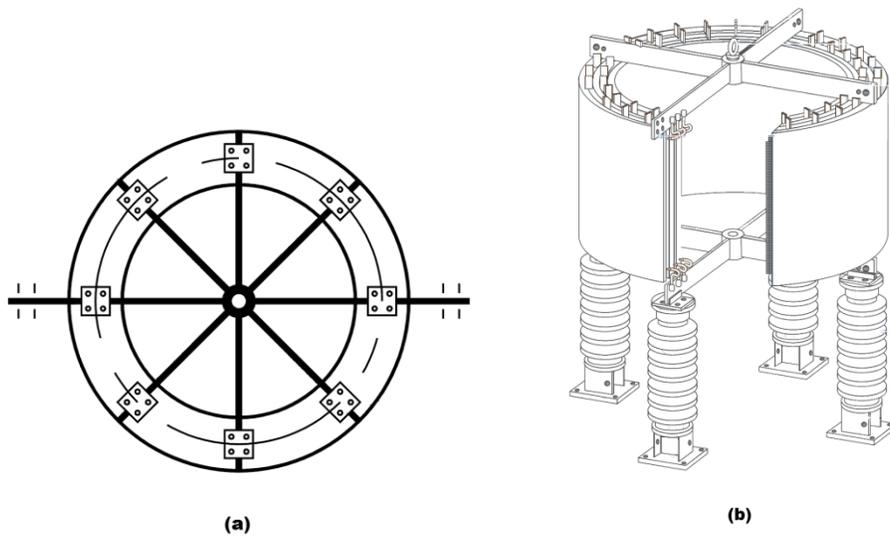


Figura 20 Reactor Limitador de corriente Tipo Seco

En la figura 21 (a), se muestra la vista en planta de los reactores serie de las barras transversales, y en la figura 21 (b) se muestra un corte transversal de los reactores de núcleo de aire, el cual muestra el terminal de elevación para el montaje, los espaciadores entre bobinas, las barras transversales, los terminales de conexión, los aisladores y los soportes de extensión.

El tamaño y tipo del conductor que es utilizado en cada reactor depende de su especificación, es decir de la inductancia que se desea para el diseño y el nivel de voltaje a colocarse. Los devanados son reforzados mecánicamente con resina epóxica impregnados de fibra de vidrio, el cual después de un horneado definido cuidadosamente produce una bobina encapsulada. Una red de ataduras de fibra de vidrio horizontal y vertical con la encapsulación minimiza la vibración en el reactor y logra mayor fuerza mecánica. Los devanados están terminados en cada final con barras de aluminio llamadas arañas.

El resultado de esta construcción, es una unidad rígida capaz de resistir la tensión mecánica desarrollada bajo las más severas condiciones de cortocircuito.

4.5. Métodos para la puesta a tierra del neutro

Podemos realizar el análisis con tres métodos para el análisis de puesta a tierra del neutro:

- Red con neutro aislado: Red en la que el punto neutro no está conectado a tierra de manera intencional, excepto en condiciones de alta impedancia con fines de medida y protección
- Red de neutro sólidamente a tierra: Red en la que el punto neutro o puntos neutros están conectados directamente a tierra
- Red de neutro no rígidamente a tierra: Red en la que el punto neutro o puntos neutros están puestos a tierra a través de impedancias destinadas a limitar las corrientes de falla a tierra.
- Red compensada: Red en el que uno o más puntos neutros están conectados a tierra a través de reactancias que compensan, aproximadamente, la componente capacitiva de una corriente de falla monofásica a tierra.

Dentro de las denominadas conectadas no rígidamente a tierra existe la puesta a tierra mediante resistencia y mediante reactancia y, a su vez, de alto y bajo valor de impedancia.

4.5.1. Neutro aislado

Una red con un régimen de neutro aislado se caracteriza por la ausencia de puesta a tierra intencional del neutro del transformador de la subestación.

Ante un fallo a tierra en una red con neutro aislado, al no estar conectado al neutro del sistema referenciado, se producirá un desplazamiento de las tensiones en la fase de la falla hasta tomar el potencial de tierra y el resto de fases elevarán su potencial respecto a tierra en tres veces raíz cuadrada de 3 hasta la tensión normal de fase-fase.

4.5.1.1. Intensidad de falla a tierra

La corriente es aportada por la capacidad a tierra de la línea en una falla, así como del resto de líneas sanas.

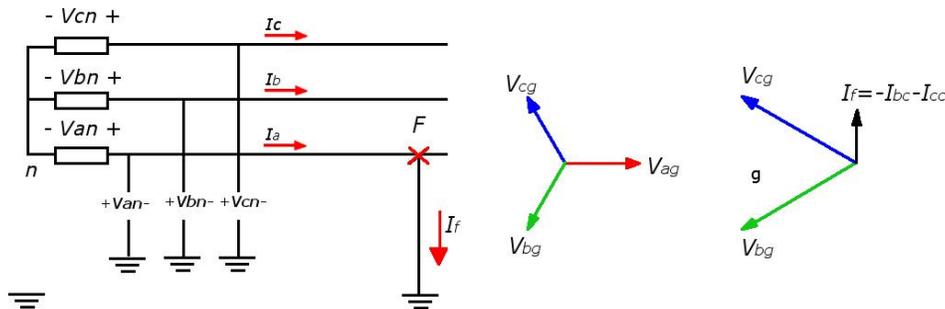


Figura 21: Esquema y diagrama fasorial de magnitudes eléctricas ante fallo a tierra en fase a con neutro aislado.

Este reducido valor en las corrientes de corto es lo que da a las redes con este régimen de neutro la posibilidad de ser operadas sin necesidad de desconexión ante la aparición de un fallo a tierra manteniendo sin deterioro de la red el servicio continuo, aunque deben estar preparadas para fuertes sobretensiones a tierra tanto temporales como de tipo transitorio, sobre todo en redes de poca potencia de cortocircuito.

4.5.1.2. Tensión a tierra de fases sanas:

Las tensiones de las fases sanas aumentan hasta alcanzar la tensión de fase y la corriente de falla, tras la desaparición del régimen transitorio, es prácticamente nula.

Lo más destacable en redes con neutro aislado es el fenómeno, referido anteriormente de la aparición de sobretensiones en cadena que pueden alcanzar valores muy elevados (5 o 6 p.u.) por reparaciones sucesivas del arco eléctrico en el punto de falla.

4.5.2. Neutro rígido a tierra

Conectar el punto neutro a tierra mediante un conductor de impedancia despreciable fue la evolución histórica al régimen de neutro aislado, ya que al referenciar el neutro del sistema al potencial de tierra de forma permanente las sobretensiones en las fases sanas son despreciables (según la norma UNE EN 60071 se considera que la puesta a tierra es efectiva si se producen sobretensiones de hasta $k=1,4$ p.u.):

$$k = EEF = \frac{V_{sana}^F}{V_f} \leq 1.4$$

Sin embargo, la corriente de falla, al contrario del caso de neutro aislado, será máxima.

4.5.2.1. Intensidad de falla a tierra

Despreciando la aportación capacitiva:

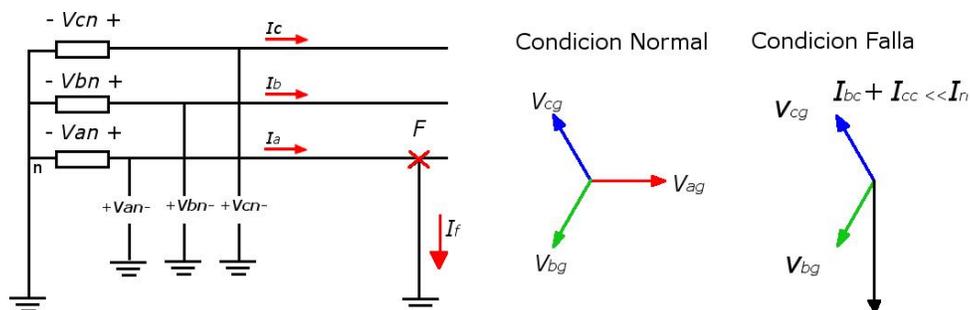


Figura 22 Esquema y diagrama fasorial de magnitudes eléctricas ante fallo a tierra en fase a con régimen de neutro rígido a tierra.

En una red con un régimen de neutro a tierra mediante una impedancia de bajo valor, si Z_0 del sistema aguas arriba (red AT, transformador AT/MT y sistema de puesta a tierra) fuese menor que Z_1 , la corriente de corto fase-tierra sería incluso mayor que la corriente de corto trifásica (1.5 veces en el extremo de ser esta despreciable frente a la impedancia directa). En general, en un sistema considerado puesto a tierra de manera efectiva según UNE EN 60071 la intensidad de corto monofásica es al menos el 60% de la trifásica.

Cuando se produce fallo a tierra en cualquier fase, la resultante corriente capacitiva I_C se encuentra en oposición de fase con la corriente de fallo I_F . Las dos corrientes se anulan por completo entre sí. Por lo tanto, no se pueden producir condiciones de arcos o sobrevoltaje. Considere la posibilidad de una línea de falla a tierra en la línea B, como se muestra en la figura. 23. Las corrientes capacitivas que fluyen en las fases R e Y son saludables I_R y I_Y respectivamente.

La resultante corriente capacitiva actual I_C es la suma fasorial de I_R y I_Y . Además de estas corrientes capacitivas, la fuente de alimentación también suministra la corriente de fallo I_F . Esta corriente de falla irá desde el punto de falla a tierra, al punto neutro N y de nuevo al punto de fallo a través de la fase fallada. El camino de la I_C es capacitiva y la de I_F es inductiva. Las dos corrientes están en oposición de fase y completamente se anulan entre sí.

El alto valor de las intensidades de falla a tierra tiene un inconveniente y una ventaja:

- Los sistemas de control y protección son diseñados para mayores corrientes de cortocircuito, pero
- La detección y la selectividad ante una falla es más sencilla (aunque el despeje de la falla debe ser inmediata)

Se emplea generalmente donde la impedancia del circuito es suficientemente alta para mantener la corriente de falla a tierra dentro de límites seguros. Este sistema de conexión a tierra se utiliza para tensiones de hasta 33 kV con una capacidad total de potencia inferior o igual a 5.000 kVA.

4.5.2.2. Tensión a tierra de fases sanas

La tensión a tierra de las fases sanas permanece de igual módulo y fase que antes de la falla, siendo la característica principal que la corriente de falla de la fase A se eleva hasta valores del orden de kA.

Este sistema sólo se utiliza donde la premisa sea limitar todo lo posible las sobretensiones temporales y transitorias a tierra, como en el caso de sistema de alta y muy alta tensión, donde la coordinación de aislamiento y estabilidad de tensiones es prioritaria frente a otras limitaciones.

4.5.3. Neutro puesto a tierra mediante resistencia

En este sistema el punto neutro está puesto a tierra a través de una resistencia destinada a limitar las corrientes de falla a tierra.

Las razones para limitar la intensidad de falla a tierra mediante la incorporación de una impedancia (resistencia o reactancia) en el sistema de puesta a tierra son:

Diseño y costos de material: reducir las sollicitaciones térmicas y mecánicas dinámicas en los equipos de protección.

Seguridad: Reducir riesgo sobre personas por contactos indirectos ante la aparición de por falla a tierra por tensiones de paso y contacto (sobretensiones de malla de la puesta a tierra de protección), por incendios originados por la energía generada en el arco eléctrico.

Debido a la limitación impuesta por la resistencia es posible un compromiso entre mantener un valor de sobretensiones adecuado a la coordinación de aislamiento adoptada en la red MT (cables, equipos de protección tensión a tierra...) y unos valores de corriente de cortocircuito suficientemente pequeños.

Existen dos tipos de puesta a tierra mediante resistencia según la intensidad de falla máxima requerida:

- Resistencia de alta impedancia ($\sim 1 \div 25 \text{ A}$)
- Resistencia de baja impedancia ($\sim 100 \div 1000 \text{ A}$)

El valor de R debe ser ni muy bajo ni muy alto. Si el valor de puesta a tierra de la resistencia R es muy bajo, la corriente de falla a tierra será grande y el sistema se vuelve similar al sistema de puesta a tierra sólida. Por otro lado, si la resistencia R a tierra es muy alta, las condiciones del sistema se convierten similar al sistema sin conexión a tierra neutro. El valor de R se elige de modo

que la corriente de fallo a tierra se limita a valor seguro, pero todavía suficiente para permitir el funcionamiento del sistema de protección de falla a tierra. En la práctica, se selecciona ese valor de R que limita la corriente de falla a tierra a 2 veces la corriente de plena carga normal del generador o transformador de puesta a tierra.

4.5.3.1. Intensidad de falla a tierra

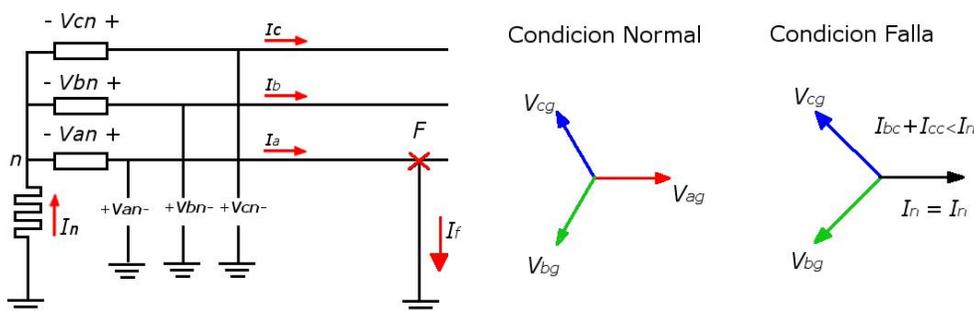


Figura 23 Esquema y diagrama fasorial de magnitudes eléctricas ante fallo a tierra en fase a con régimen de neutro a tierra mediante resistencia limitadora (representada puesta tierra de baja impedancia $X_C \gg 3R_N$).

4.5.3.2. Tensión a tierra de fases sanas

En Puestas a Tierra por resistencia de alto valor de impedancia, para evitar y amortiguar sobretensiones, el valor de la resistencia de neutro debe tener un valor máximo como para que la energía disipada en ella por la corriente de neutro sea mayor que la reactiva generada por la capacidad del sistema ante fallo a tierra.

Es decir, la resistencia de Puestas a Tierra debe ser inferior a la 1/6 parte de la reactancia capacitiva del total de LMT y equipos conectados a la misma barra MT, o lo que es lo mismo, la intensidad de falla aportada por el neutro a través de la Puestas a Tierra debe ser mayor que dos veces la aportada por la capacidad a tierra.

4.5.4. Neutro puesto a tierra mediante reactancia

En este sistema el punto neutro está puesto a tierra a través de una reactancia destinada, de igual forma que en el sistema anterior, a limitar las corrientes de falla a tierra.

4.5.4.1. Intensidad de falla a tierra:

El sistema de puesta a tierra mediante reactancia se utiliza sólo cuando se requiere valores bajos de impedancia de neutro, de manera que la corriente de corto monofásica a tierra a limitar sea al menos superior al 25% ($X_0/X_1 < 10$), aunque preferiblemente superior al 60% ($X_0/X_1 < 3$), de la corriente de corto trifásica para prevenir sobretensiones transitorias graves.

Como estos valores mínimos de corriente de corto son altos, no se puede utilizar en general dentro de un sistema mediante reactancia como alternativa de otro realizado mediante

resistencia, reservándose la reactancia para aplicaciones donde la intensidad de corto a tierra máxima permitida pueda ser del orden de la trifásica. Si se diera esta condición, utilizar sistemas de Puestas a Tierra mediante reactancia resulta más económico que utilizar resistencias, dado la gran potencia térmica a disipar en caso de utilizar esta última.

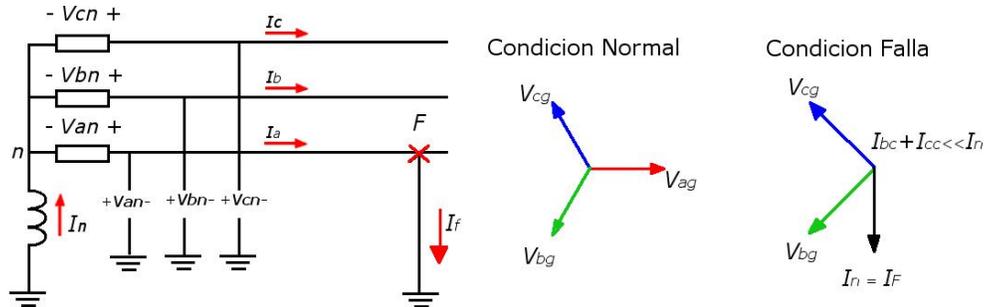


Figura 24 Esquema y diagrama fasorial de magnitudes eléctricas ante fallo a tierra en fase a con régimen de neutro a tierra mediante reactancia limitadora (representada PAT de baja impedancia $X_C \gg 3X_N$).

4.5.4.2. Tensión a tierra de fases sanas:

La intensidad de falla se limita al valor que determine la reactancia de neutro aunque debido al escaso amortiguamiento por ausencia de resistencia serie aparece inicialmente una componente unidireccional que se extingue al transcurso de varios ciclos:

En redes con un valor bajo de potencia de cortocircuito, de utilizarse Puestas a Tierra con reactancia e intensidades de fallo a tierra inferiores al 60% de la trifásica, se recomienda mantener por limitación de sobretensiones un valor mínimo de la relación $R_0/X_0 > 2$:

$$\frac{X_0}{X_1} > 1$$

$$\frac{R_0}{X_0} = \frac{R_N}{X_N} \geq 2$$

Cuando el neutro no es accesible (por ejemplo secundario en triangulo) al igual que en la Puestas a Tierra por reactancia se utiliza un transformador de puesta a tierra.

4.5.5. Neutro resonante

La puesta a tierra mediante una bobina resonante se clasifica dentro de los sistemas de puesta a tierra de alta impedancia. En una red con neutro resonante, el neutro esta puesto a tierra a través de una reactancia de valor tal que la corriente inductiva generada en la misma compensa, aproximadamente, la componente capacitiva de la corriente de falla monofásico a tierra.

4.5.5.1. Intensidad de falla a tierra:

El nivel de sintonización de la bobina es el nivel de compensación de la reactiva capacitiva de la red por la inductancia del sistema de puesta a tierra y cuyo valor determina si el sistema se encuentra sobrecapacitado o hipocapacitado.

4.5.5.2. Tensión a tierra de fases sanas:

Este sistema presenta las características del régimen de neutro aislado ante fallo a tierra (tensiones temporales en fases sanas de 3 veces la tensión monofásica en operación normal, mínimos valores de intensidad de falla a tierra, arcos eléctricos por fallos a tierra auto extinguibles, posibilidad de continuidad del servicio eléctrico en caso de fallo a tierra) aunque con la ventaja adicional de reducir los valores de corriente de falla hasta entre un 3% y un 10% respecto a la correspondiente al sistema anterior.

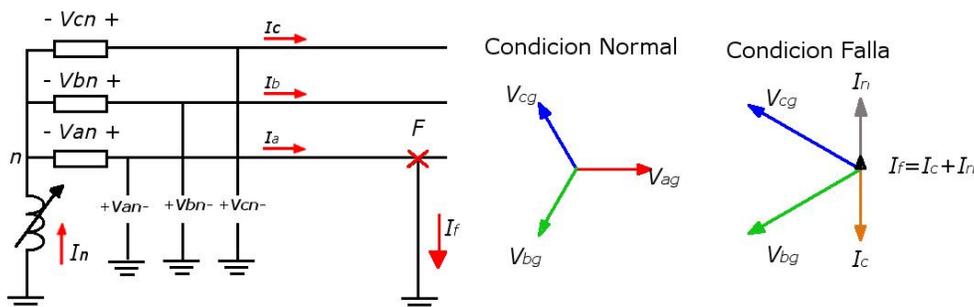


Figura 25 Esquema y diagrama fasorial de magnitudes eléctricas ante fallo a tierra en fase a con régimen de neutro a tierra mediante bobina Petersen.

En la siguiente Figura 26 se observa el efecto de una falla fase a tierra en las magnitudes eléctricas de una red MT alimentada desde una subestación AT/MT con neutro resonante sintonizada al 100%. La corriente capacitiva (en gris) aportada al fallo desde la red MT se compensa con la corriente inductiva (naranja) aportada por la bobina Petersen, haciendo prácticamente nula la corriente permanente de falla a tierra, compuesta únicamente por la intensidad residual de tipo resistiva asociada a la conductancia a tierra de la red no compensada por el sistema resonante.

En general, en un sistema puesto a tierra mediante bobina de Petersen en el que el nivel de sintonización sea del 100%, el valor de corriente de falla será únicamente el determinado por la conductancia del sistema de Puestas a Tierra y de la red MT (componente resistiva paralelo) así como por la existencia de armónicos de frecuencia no fundamental no compensados por la bobina.

El nivel de sintonización de la bobina, y por tanto la magnitud de la corriente a tierra en el punto de fallo, es un factor que puede variar con la operación y desarrollo de la red MT si las características de la bobina Petersen son fijas, dado que con el número de líneas acopladas a la misma barra MT y su longitud agregada se modifica la capacidad a tierra total del sistema.

Para controlar la sintonización de la bobina se puede incorporar un sistema de tomas que permiten modificar la inductancia de la bobina, ya sea de manera manual o por control automático, o como se realiza actualmente, mediante un núcleo magnético variable compuesto por una parte fija y otra parte móvil (émbolo) que, accionado por un servomotor, es introducido en mayor o menor medida dentro de la parte fija hasta conseguir la intensidad de campo requerida.

La gran ventaja que presenta un sistema de neutro resonante, como se menciona anteriormente, es que al reducirse al mínimo la intensidad de falla a tierra en el punto de falla, el arco producido en el contacto se puede auto extinguir con facilidad (ayudado por la característica puramente resistiva de la corriente establecida) sin necesidad de interrumpir el servicio por desconexión de la línea en falla.

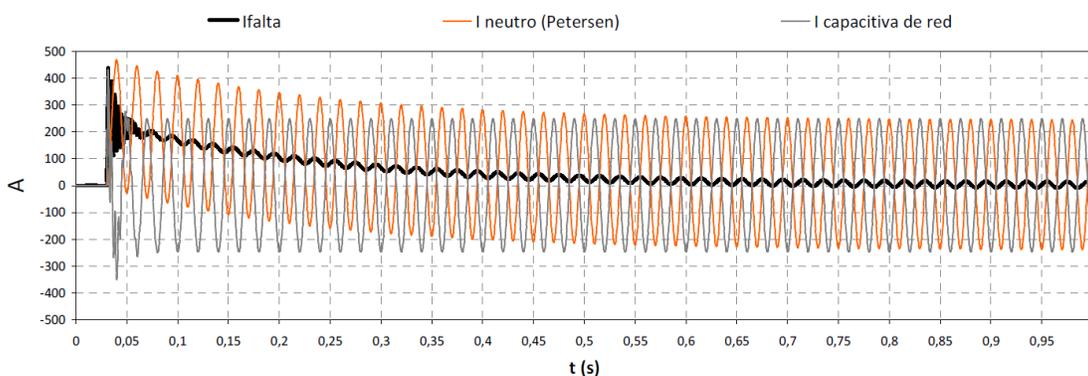


Figura 26 Falla a tierra en sistema con neutro resonante con sintonización perfecta.

La capacidad de auto extinción del arco eléctrico ante fallo a tierra del sistema resonante es mayor que en sistemas aislados no sólo por la potencial disminución de la corriente de falla sino por resultar las sobretensiones transitorias (TRV) en el punto de falla menores (de evolución más lenta) en este tipo de sistemas que, por ejemplo, en sistemas de neutro aislado.

Se estima que un sistema de neutro resonante es capaz de auto extinguir en torno al 80% de las fallas a tierra en líneas aéreas. Si se tiene en cuenta que en líneas aéreas el 80% de las fallas a tierra son de tipo transitorio (en sistemas subterráneos las fallas son mayoritariamente permanentes en cuanto el aislamiento, no es auto regenerable) se puede inferir que alrededor del 60% de las fallas en líneas aéreas se podrán despejar sin necesidad de disparar los interruptores y manteniendo el servicio continuo.

Capitulo 4 Resultados de Simulaciones

5. Resultados de los Estudios de reducción de corriente de falla

Para el presente estudio se analizaron 9 alternativas para la reducción de corrientes de falla:

1. Caso Base
2. Reactores Neutros en el Transformador de Tierra
3. Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de CAESS Nejapa
4. Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa
5. Instalación de reactores interbus en la barra de 23 kV de la Subestación ETESAL Nejapa
6. Instalación de Reactores Serie e Interbus en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa
7. Instalación de tierra resonante (Bobina de Petersen)
8. Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de CAESS Nejapa
9. Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de ETESAL Nejapa
10. Instalación de Fusibles Limitadores

5.1.Caso Base

5.1.1. Casos Estudiados

5.1.1.1. Cortocircuito Trifásico

Se producen en un sistema neutro sólidamente conectado a tierra o una red con neutro de impedancia a tierra.

Se determinan las corrientes de cortocircuito Inicial (I_k''), Pico (I_p), simétrica de corte (I_b) [La componente aperiódica se calculó utilizando el método b de la norma] en el punto de interconexión, los flujos de corriente de falla en la red de transmisión (I_k), la colaboración de las unidades generadoras (I_k) y los niveles de tensión en los nodos (V & ϕ) ante una falla trifásica franca.

	Icc 3 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	57.4	23.78	23.78	32.72	14.07	14.07
Barra ETESAL 23 kV	75.64	28.23	28.23	58.76	22.56	22.56
Barra Nejapa 23 kV	75.64	28.23	28.23	58.76	22.56	22.56

Tabla 7 Valores de corriente de cortocircuito trifásico

5.1.1.2. Cortocircuito Bifásico

Se simula la falla entre fases B y C determinándose las corrientes de Inicial (I_k''), Pico (I_p), simétrica de corte (I_b) en el punto de interconexión, los flujos de corriente de falla por fase en la red de transmisión (I_{ka} , I_{kb} & I_{kc}), la colaboración de las unidades generadoras (I_{ka} , I_{kb} & I_{kc}) y los niveles de tensión por fase en los nodos (V_a , V_b & V_c) ante una falla franca línea a línea.

	Icc 2 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	48.93	20.27	20.27	27.99	12.04	12.04
Barra ETESAL 23 kV	65.24	24.35	24.35	50.66	19.45	19.45
Barra Nejapa 23 kV	65.24	24.35	24.35	50.66	19.45	19.45

Tabla 8 Valores de corriente de cortocircuito bifásico

5.1.1.3. Cortocircuito Bifásico a Tierra

Se simula la falla entre fases B y C y Tierra determinándose las corrientes de cortocircuito Inicial (I_k''), Pico (I_p), simétrica de corte (I_b) en el punto de interconexión, los flujos de corriente de falla por fase en la red de transmisión (I_{ka} , I_{kb} & I_{kc}), la colaboración de las unidades generadoras (I_{ka} , I_{kb} & I_{kc}) y los niveles de tensión por fase en los nodos (V_a , V_b & V_c) ante una falla franca línea a línea y tierra.

	Icc 2 Φ Gnd					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	63.79	27.83	27.83	36.39	16.67	16.67
Barra ETESAL 23 kV	70.98	26.49	26.49	55.63	21.36	21.36
Barra Nejapa 23 kV	70.98	26.49	26.49	55.63	21.36	21.36

Tabla 9 Valores de corriente de cortocircuito Bifásico a tierra

5.1.1.4. Cortocircuito Monofásico a Tierra

Se simula la falla entre la fase A y Tierra determinándose las corrientes de cortocircuito Inicial (I_k''), Pico (I_p), simétrica de corte (I_b) en el punto de interconexión, los flujos de corriente de falla por fase en la red de transmisión (I_{ka} , I_{kb} & I_{kc}), la colaboración de las unidades generadoras (I_{ka} , I_{kb} & I_{kc}) y los niveles de tensión por fase en los nodos (V_a , V_b & V_c) ante una falla franca línea a tierra sin contacto con neutro.

Una falla de alta impedancia se puede confundir con un incremento normal en la carga, dado que la corriente de falla tiene un incremento en la magnitud que algunas veces no es detectado por los dispositivos de sobre corriente.

	Icc 1 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	65.16	28.55	28.55	37.26	17.31	17.31
Barra ETESAL 23 kV	59.82	22.33	22.33	49.25	18.91	18.91
Barra Nejapa 23 kV	59.82	22.33	22.33	49.25	18.91	18.91

Tabla 10 Valores de corriente de cortocircuito Monofásico

5.2.Reactores Neutros en el Transformador de Tierra

5.2.1. Especificación de Reactor Neutro

Los Reactores de Puesta a tierra son reactores monofásicos que generalmente se conectan entre tierra y el neutro de los transformadores o generadores. Estos reactores se utilizan para limitar la corriente máxima de falla a niveles que no dañen los equipos en el sistema eléctrico, pero que provean suficiente flujo de corriente de falla para operar los relés de protección.

Para el cálculo del transformador zigzag de puesta a tierra, inicialmente se debe seleccionar la corriente deseada de aporte a la falla con el fin de garantizar la operación correcta de las protecciones. Es recomendable tomar valores de aporte al cortocircuito entre 400 y 600 amperios, valores que garantizan la operación adecuada de las dispositivos de sobrecorriente en caso de presentarse una falla monofásica. Para el presente ejemplo, se seleccionó un valor de aporte de corriente a la falla de 400 amperios.

Cálculo del Transformador de Puesta a Tierra

$$I_{cc} = 400 A$$

$$V_n = 23 kV$$

De las condiciones iniciales sabemos que $I_{cc3\phi} = 22.8 kA$, así como la capacidad del transformador de tierra existente antes definido

$$Z_{cc} = \frac{3 * S_{continua}}{\sqrt{3} * I_{cc1\phi} * V_n}$$

$$Z_{cc} = \frac{3 * 13.8}{\sqrt{3} * 22.3 * 23} = 0.0465$$

Reactores Neutros en el Transformador de Tierra

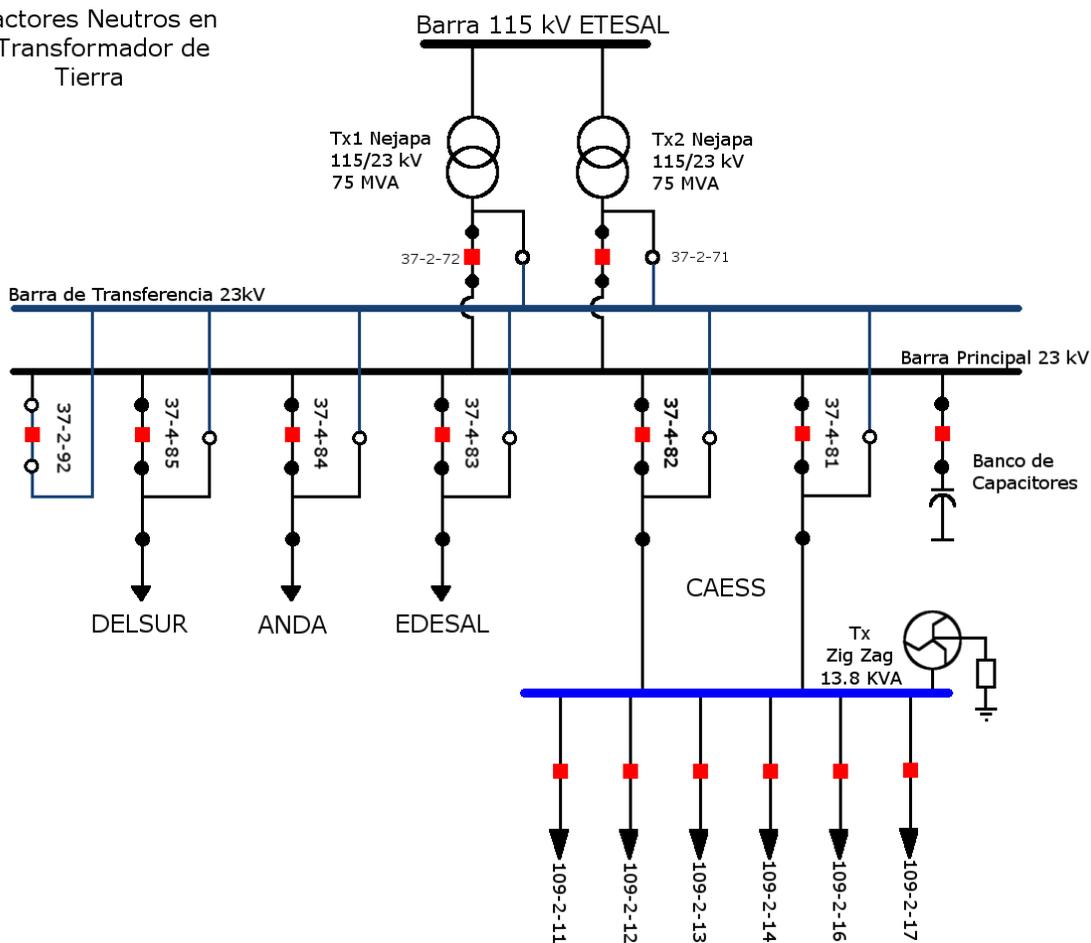


Figura 27 Diagrama unifilar de los reactores neutro

Los valores de las corrientes 3Ø y 2Ø no presentan cambios, por lo cual, no son presentadas. Los resultados de las corrientes 2Ø a tierra y 1Ø a tierra se presentan a continuación.

	Icc 2 Ø Gnd					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	63.79	27.83	27.83	36.39	16.67	16.67
Barra ETESAL 23 kV	66.48	24.81	24.81	51.97	19.95	19.95
Barra Nejapa 23 kV	66.48	24.81	24.81	55.63	21.36	21.36

	Icc 1 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	65.16	28.55	28.55	37.26	17.31	17.31
Barra ETESAL 23 kV	37.14	13.86	13.86	31.4	12.06	12.06
Barra Nejapa 23 kV	37.14	13.86	13.86	31.4	12.06	12.06

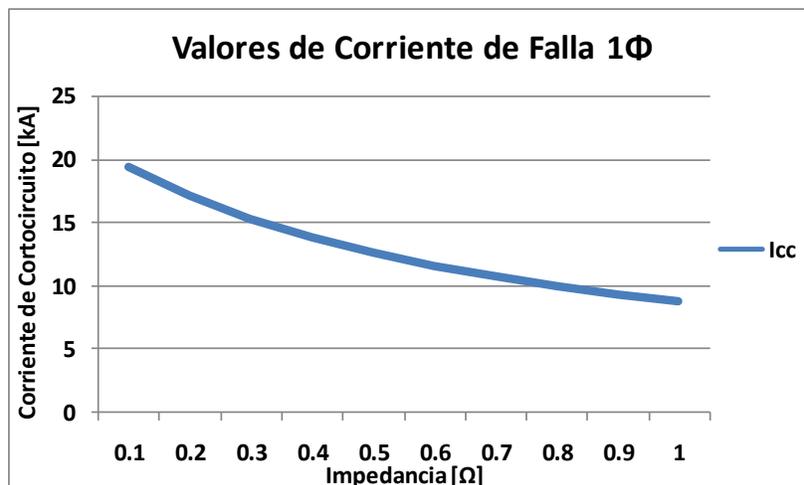
Tabla 11 Valores de corriente de cortocircuito analizado

Se realizó un barrido de los valores de impedancia para determinar el valor óptimo para el sistema considerando la reducción de la corriente y el valor del perfil de tensión presentado en las barras. Dicho barrido considera la instalación de elementos inductivos o elementos resistivos.

5.2.1.1. Puesta a Tierra por medio de Resistencias

El valor de R se elige de modo que la corriente de fallo a tierra se limita a un valor seguro, pero todavía suficiente para permitir el funcionamiento del sistema de protección de falla a tierra. En la práctica, se selecciona ese valor de R que limita la corriente de falla a tierra a 2 veces la corriente de plena carga normal del generador o transformador de puesta a tierra.

Sin embargo, una de las limitantes es que una gran cantidad de energía se produce en la resistencia de puesta a tierra durante fallas a tierra. A veces, se hace difícil para disipar esta energía a la atmósfera.



Gráfica 1 Corrientes de falla monofásica considerando elementos resistivos

Re	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
I _{cc}	21.85	20.96	19.8	18.5	17.19	15.93	14.76	13.69	12.73	11.86
[V]	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174

Tabla 12 Valores de resistencia analizadas

5.2.1.2. Puesta a Tierra por medio de Impedancias

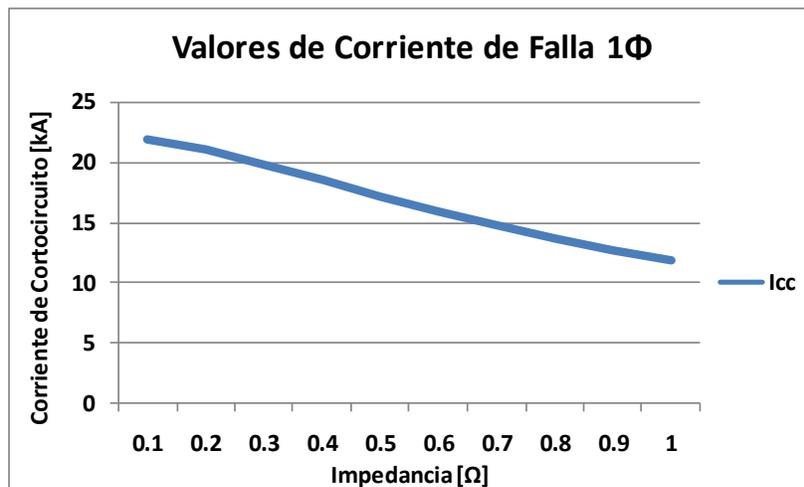
El propósito de la reactancia es para limitar la corriente de falla a tierra. Al cambiar la reactancia de puesta a tierra, la corriente de falla a tierra puede cambiar para obtener condiciones similares a la de un sistema sólidamente aterrizado.

En este sistema, la corriente de falla requerida para operar el dispositivo de protección es mayor que la de la resistencia de puesta a tierra para las mismas condiciones de fallo.

La continuidad del servicio de la red se degrada; si los fallos a tierra no se corrigen, la reactancia puede entrar en resonancia con las capacidades de la red lo que daría lugar a sobretensiones.

Xe	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
I _{cc}	19.37	17.11	15.31	13.86	12.66	11.65	10.79	10.05	9.4	8.83
[V]	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174	1.03174

Tabla 13 Valores de impedancia analizadas



Gráfica 2 Corrientes de falla monofásica considerando elementos reactivos

5.3. Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de CAESS Nejapa

5.3.1. Dimensiones del Reactor Serie

Debido a que los valores de las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas son mayores a los niveles en los cuales los equipos de protección son capaces de operar de manera normal, se dimensionan los reactores de la siguiente manera.

El sistema debe reducir las corrientes de cortocircuito a niveles en los cuales los equipos pueden ser capaces de operar sin sufrir daños, dichos equipos están diseñados para operar en un intervalo de 12 a 15 kA.

El perfil de tensión no debe de sufrir caídas abruptas, ocasionando bajo perfil de tensión que son sensibles en cargas industriales.

Los niveles de voltajes prefalla se consideran 1.05 p.u.

Se determinó según la simulación del caso base que la corriente trifásica en la barra de 23 kV es de 28.23kA

Se consideró como primera condición que los reactores deben ser capaces de soportar la magnitud de la corriente nominal o superior del sistema. Para lo cual se consideran el aporte de los dos transformadores en paralelo 150 MVA a 23 kV.

$$I = \frac{150MVA}{\sqrt{3} * 23kV} = 3765.3 A$$

La reactancia serie se determina

$$X_L = \frac{(V_S)^2}{MVA}$$

$$X_L = \frac{(1.05 * 23kV)^2}{1124.6} = 0.51 \Omega$$

La reactancia necesaria para obtener una corriente de 12 kA se determina:

$$X_R = (V_S)^2 \left(\frac{1}{MVA_A} - \frac{1}{MVA_B} \right)$$

$$X_R = (1.05 * 23kV)^2 \left(\frac{1}{478.04} - \frac{1}{1124.6} \right) = 0.70 \Omega$$

Este valor determina el equivalente Thevenin que debe de tenerse en el bus de SE CAESS Nejapa para limitar el valor de corriente de falla a 12 kA.

Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de CAESS Nejapa

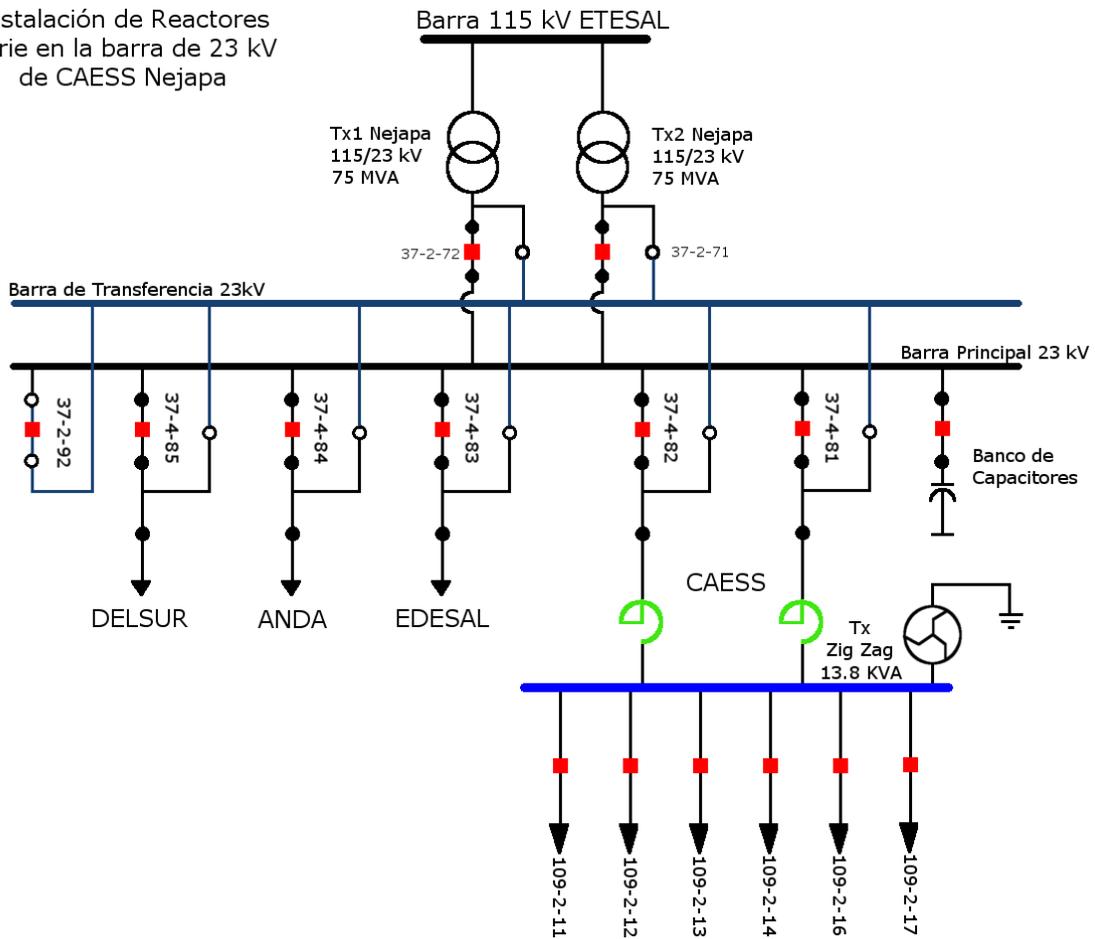


Figura 28 Diagrama unifilar de reactores serie en la barra de 23kV CAESS Nejapa

	Icc 3 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	57.4	23.78	23.78	32.72	14.07	14.07
Barra ETESAL 23 kV	75.64	28.23	28.23	58.76	22.56	22.56
Barra Nejapa 23 kV	33.16	12	12	28.05	10.31	10.31

	Icc 2 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	48.93	20.27	20.27	27.99	12.04	12.04
Barra ETESAL 23 kV	65.24	24.35	24.35	50.66	19.45	19.45
Barra Nejapa 23 kV	28.66	10.37	10.37	24.25	8.91	8.91

	Icc 2 Φ Gnd					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	63.79	27.83	27.83	36.39	16.67	16.67
Barra ETESAL 23 kV	68.57	25.59	25.59	53.52	20.55	50.55
Barra Nejapa 23 kV	35.65	12.9	12.9	30.4	11.17	11.17

	Icc 1 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	65.16	28.55	28.55	37.26	17.31	17.31
Barra ETESAL 23 kV	44.11	16.46	16.46	42.25	16.22	16.22
Barra Nejapa 23 kV	36.02	13.04	13.04	30.94	11.37	11.37

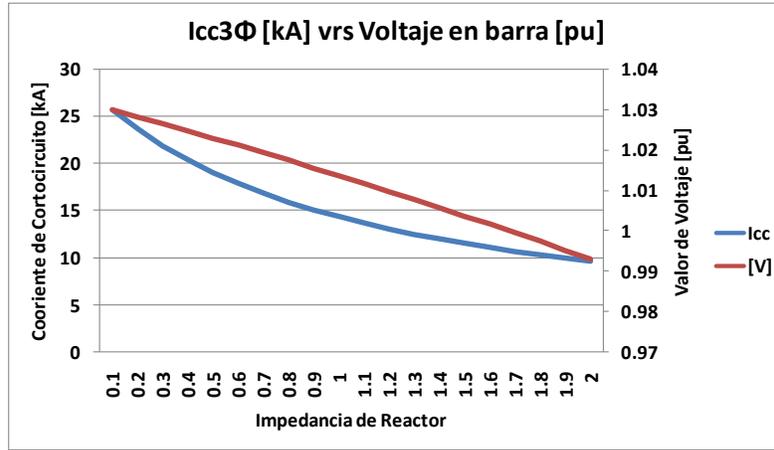
Tabla 14 Valores de corriente de cortocircuito analizado

Se realizó un barrido de los valores de impedancia para determinar el valor óptimo para el sistema considerando la reducción de la corriente trifásica, el valor de la diferencia perfil de tensión presentado en las barras en el caso base y el valor presentada para cada valor de impedancia, el valor de pérdidas del sistema así como el delta de voltaje en las barras en donde fueron instalados.

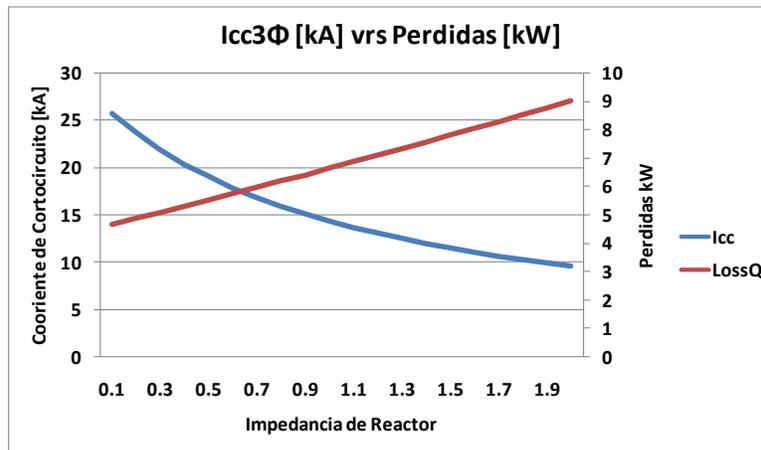
Xe	Icc	Loss	$\Delta[V]$	$\Delta[V]$ barras
0.10	25.74	4.69	0.00170	0.00155
0.20	23.66	4.90	0.00342	0.00312
0.30	21.89	5.11	0.00516	0.00471
0.40	20.36	5.33	0.00693	0.00633
0.50	19.04	5.54	0.00871	0.00796
0.60	17.87	5.76	0.01053	0.00963
0.70	16.84	5.98	0.01236	0.01131
0.80	15.92	6.20	0.01422	0.01301
0.90	15.10	6.42	0.01611	0.01475
1.00	14.36	6.65	0.01802	0.01650
1.10	13.69	6.87	0.01996	0.01828
1.20	13.07	7.10	0.02193	0.02009
1.30	12.51	7.33	0.02392	0.02192
1.40	12.00	7.57	0.02594	0.02378
1.50	11.53	7.80	0.02799	0.02566
1.60	11.09	8.04	0.03006	0.02757
1.70	10.68	8.28	0.03217	0.02951
1.80	10.31	8.52	0.03430	0.03147

1.90	9.96	8.76	0.03647	0.03347
2.00	9.63	9.01	0.03867	0.03550

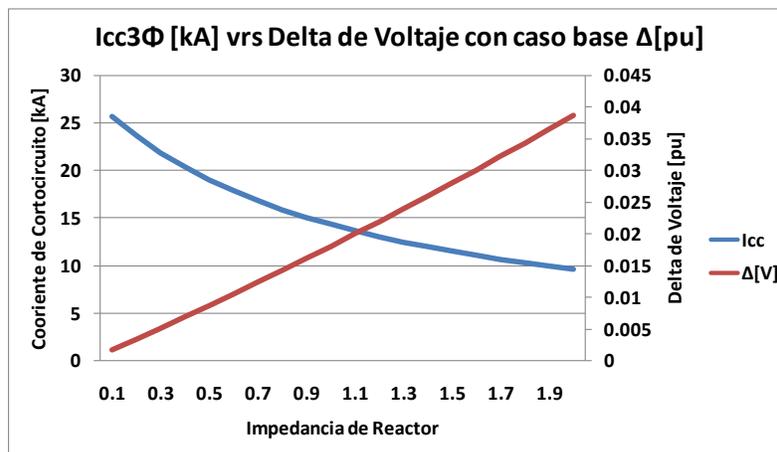
Tabla 15 Valores de resistencia analizadas



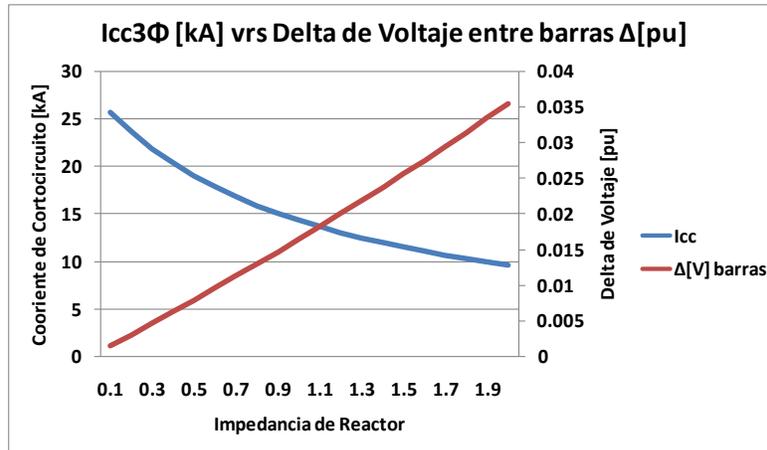
Gráfica 3 Relación entre la corriente trifásica y el voltaje en la barra



Gráfica 4 Relación entre la corriente trifásica y las pérdidas del sistema



Gráfica 5 Relación entre la corriente trifásica y la diferencia de voltaje en barra con respecto al caso base

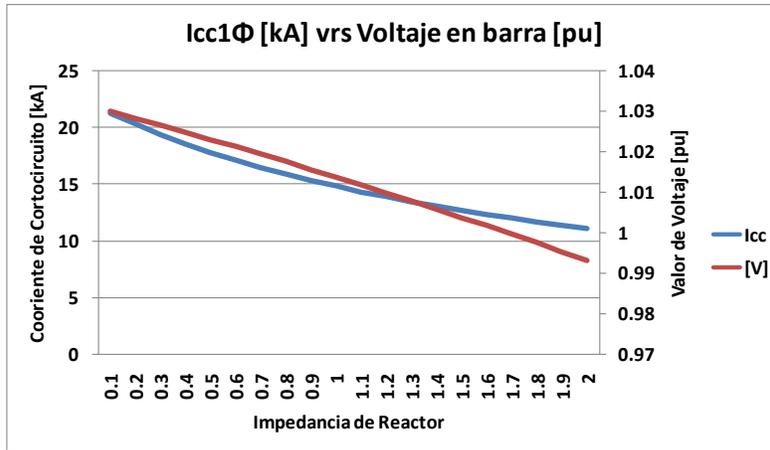


Gráfica 6 Relación entre la corriente trifásica y la diferencia de voltaje en barra de 23kV

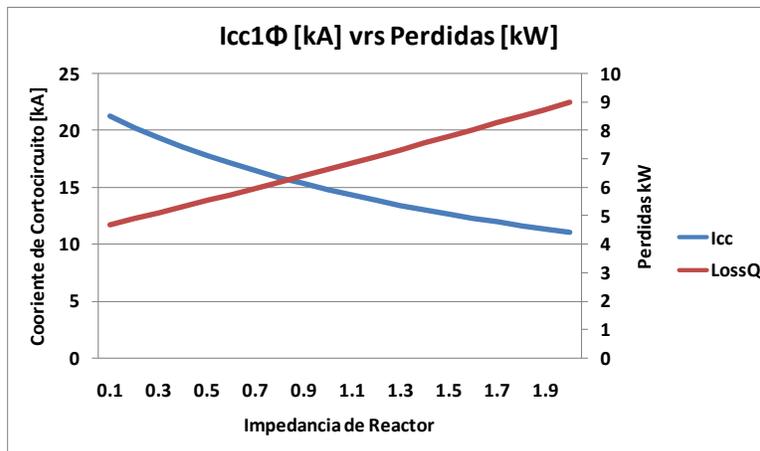
Se realizó un barrido de los valores de impedancia para determinar el valor óptimo para el sistema considerando la reducción de la corriente monofásica, el valor de la diferencia perfil de tensión presentado en las barras en el caso base y el valor presentada para cada valor de impedancia, el valor de pérdidas del sistema así como el delta de voltaje en las barras en donde fueron instalados.

Xe	Icc	Loss	Δ[V]	Δ[V] barras
0.10	21.25	4.69	0.00170	0.00155
0.20	20.27	4.90	0.00342	0.00312
0.30	19.37	5.11	0.00516	0.00471
0.40	18.55	5.33	0.00693	0.00633
0.50	17.80	5.54	0.00871	0.00796
0.60	17.11	5.76	0.01053	0.00963
0.70	16.46	5.98	0.01236	0.01131
0.80	15.87	6.20	0.01422	0.01301
0.90	15.32	6.42	0.01611	0.01475
1.00	14.80	6.65	0.01802	0.01650
1.10	14.32	6.87	0.01996	0.01828
1.20	13.86	7.10	0.02193	0.02009
1.30	13.44	7.33	0.02392	0.02192
1.40	13.04	7.57	0.02594	0.02378
1.50	12.66	7.80	0.02799	0.02566
1.60	12.31	8.04	0.03006	0.02757
1.70	11.97	8.28	0.03217	0.02951
1.80	11.65	8.52	0.03430	0.03147
1.90	11.35	8.76	0.03647	0.03347
2.00	11.06	9.01	0.03867	0.03550

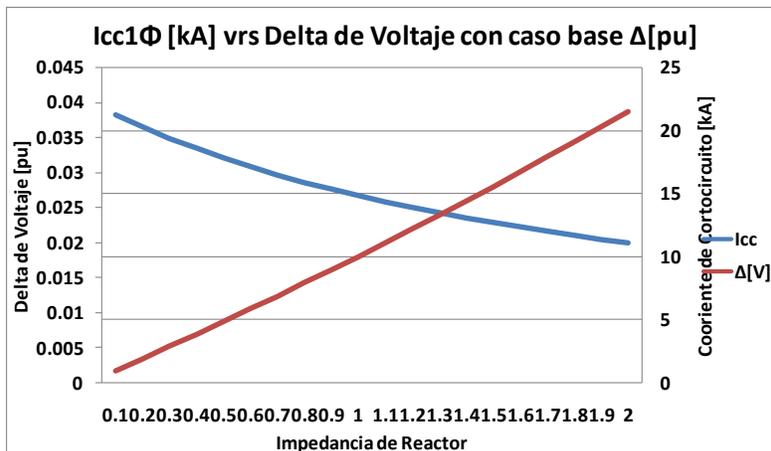
Tabla 16 Valores de impedancias analizadas



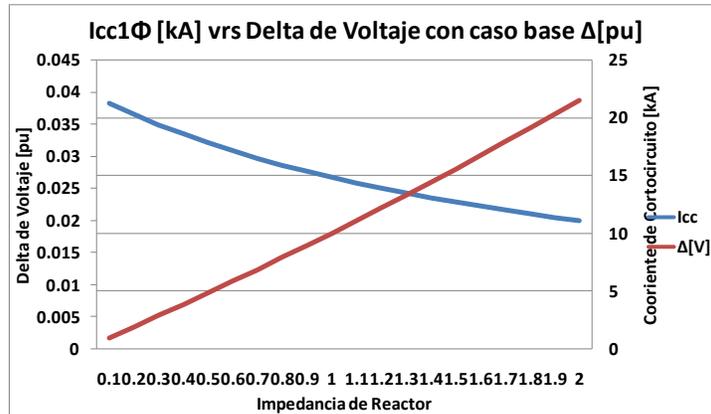
Gráfica 7 Relación entre la corriente monofásica y el voltaje en la barra



Gráfica 8 Relación entre la corriente monofásica y las pérdidas del sistema



Gráfica 9 Relación entre la corriente monofásica y la diferencia de voltaje en barra con respecto al caso base



Gráfica 10 Relación entre la corriente monofásica y la diferencia de voltaje en barra de 23kV

5.4. Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa

Se realizó un barrido de los valores de impedancia para determinar el valor óptimo para el sistema.

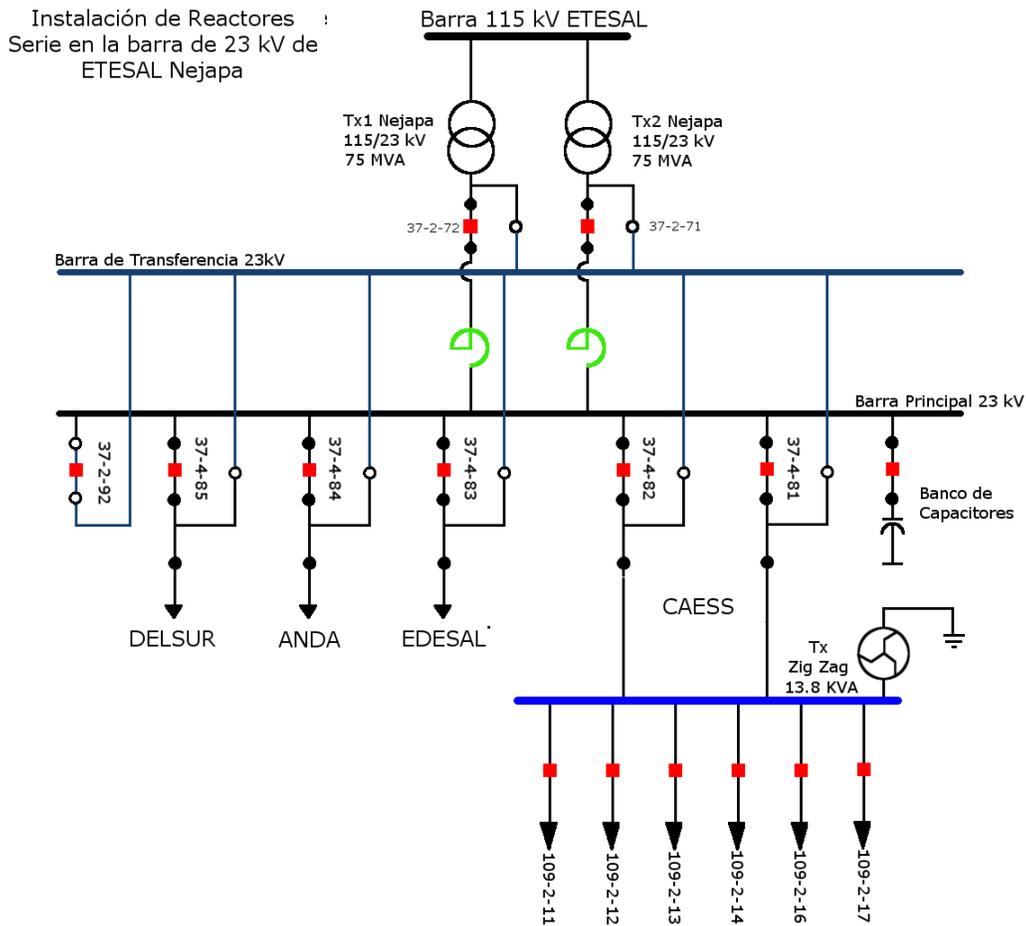
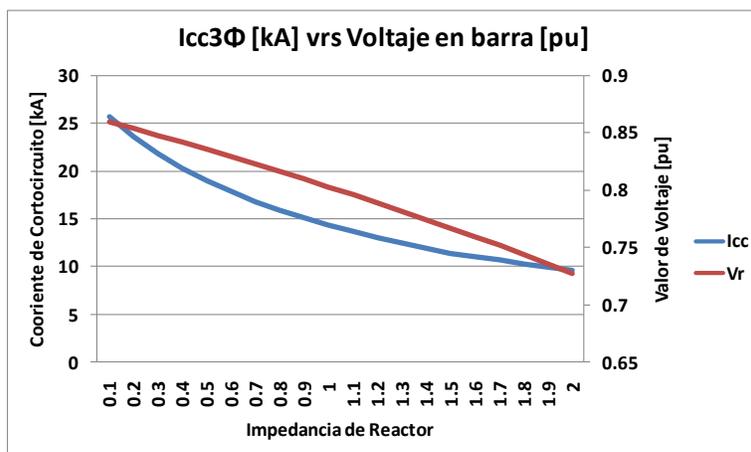


Figura 29 Diagrama unifilar de reactores serie en la barra de 23kV ETESAL Nejapa

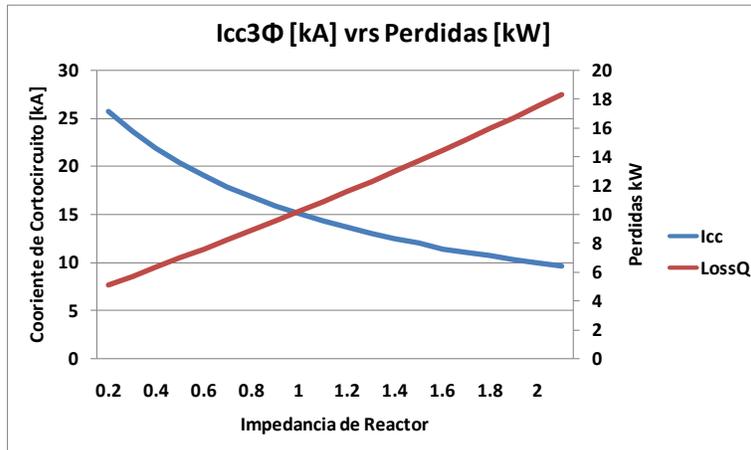
Se considerando la reducción de la corriente trifásica, el valor de la diferencia perfil de tensión presentado en las barras en el caso base y el valor presentada para cada valor de impedancia, el valor de pérdidas del sistema así como el delta de voltaje en las barras en donde fueron instalados.

Xe	Icc	Loss	$\Delta[V]$	$\Delta[V]$ barras
0.1	25.74	5.09	0.002	-0.030
0.2	23.66	5.7	0.004	-0.028
0.3	21.89	6.32	0.006	-0.025
0.4	20.36	6.95	0.009	-0.023
0.5	19.04	7.58	0.011	-0.021
0.6	17.87	8.22	0.013	-0.019
0.7	16.84	8.87	0.016	-0.016
0.8	15.92	9.53	0.018	-0.013
0.9	15.1	10.2	0.021	-0.011
1	14.36	10.87	0.024	-0.008
1.1	13.69	11.56	0.027	-0.005
1.2	13.07	12.25	0.029	-0.002
1.3	12.51	12.96	0.032	0.001
1.4	12	13.68	0.036	0.004
1.5	11.35	14.41	0.039	0.007
1.6	11.09	15.16	0.042	0.010
1.7	10.68	15.92	0.046	0.014
1.8	10.31	16.69	0.049	0.018
1.9	9.96	17.48	0.053	0.021
2	9.63	18.29	0.057	0.025

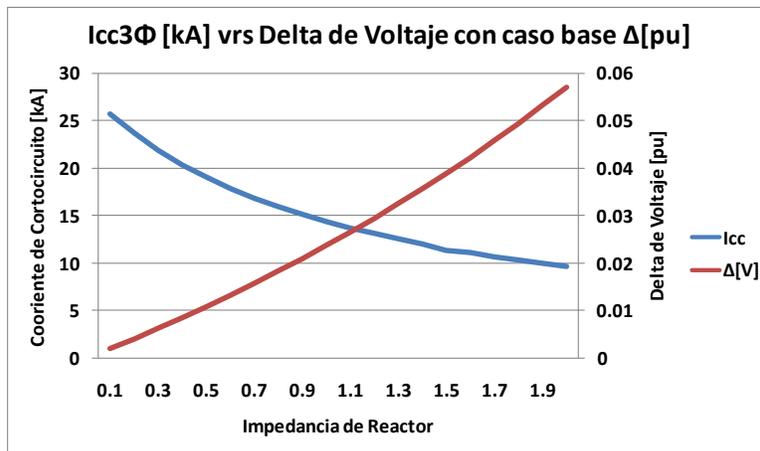
Tabla 17 Valores de impedancias analizadas



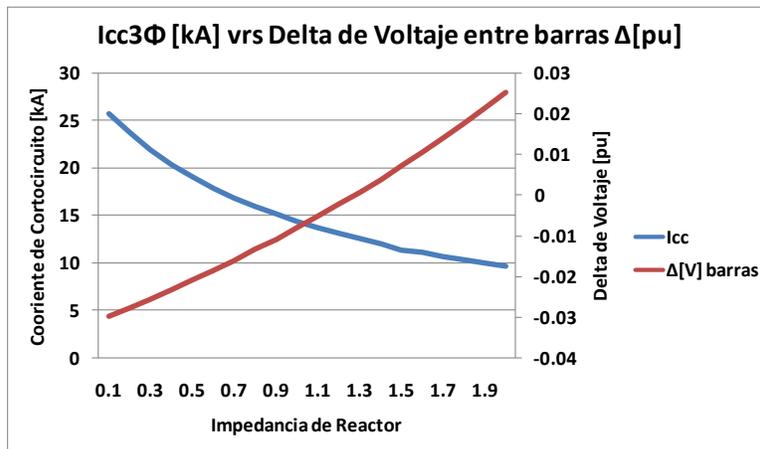
Gráfica 11 Relación entre la corriente trifásica y el voltaje en la barra



Gráfica 12 Relación entre la corriente trifásica y las pérdidas del sistema



Gráfica 13 Relación entre la corriente trifásica y la diferencia de voltaje en barra con respecto al caso base



Gráfica 14 Relación entre la corriente trifásica y la diferencia de voltaje en barra de 23kV

5.5. Instalación de reactores interbus en la barra de 23 kV de la Subestación ETESAL Nejapa

Se realizó un barrido de los valores de impedancia para determinar el valor óptimo para el sistema considerando la reducción de la corriente trifásica, el valor de la diferencia perfil de tensión presentado en las barras en el caso base y el valor presentada para cada valor de impedancia, el valor de pérdidas del sistema así como el delta de voltaje en las barras en donde fueron instalados.

Instalación de reactores interbus en la barra de 23 kV de la Subestación ETESAL Nejapa

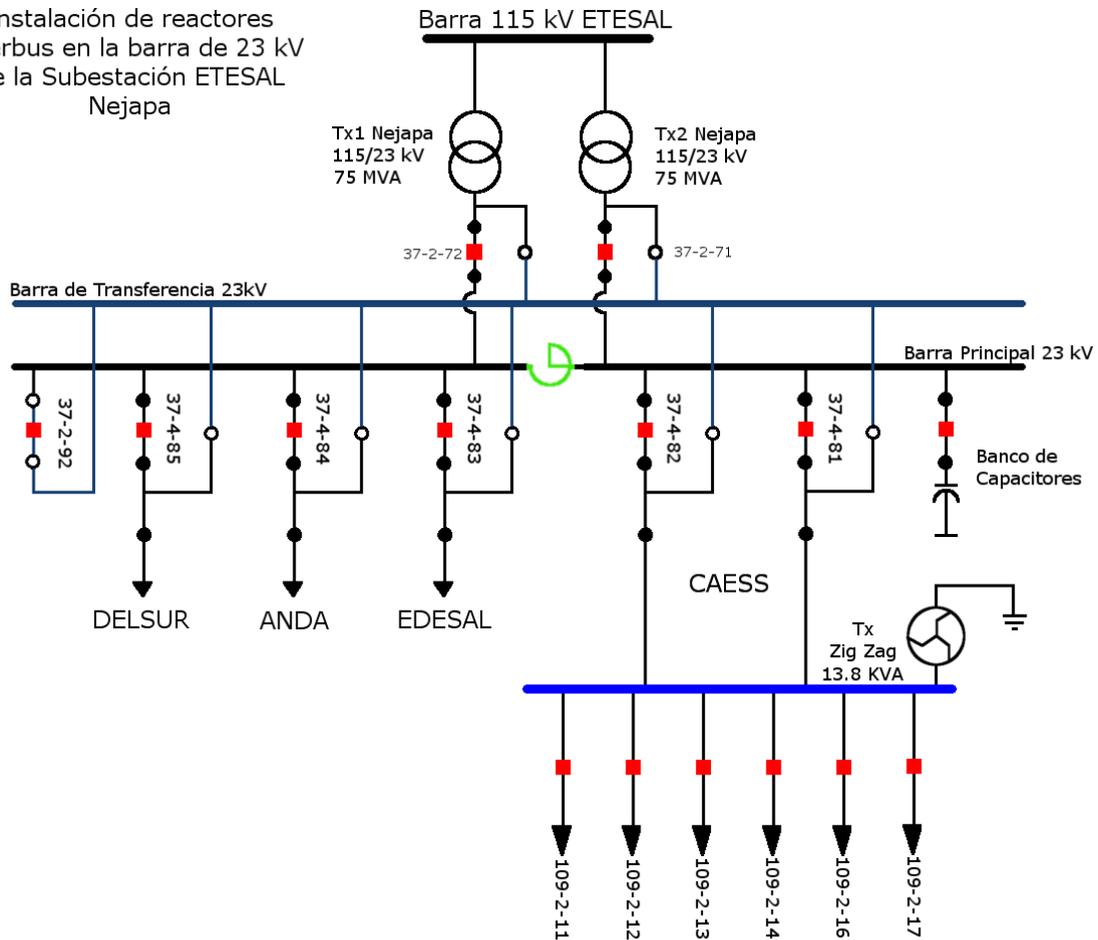
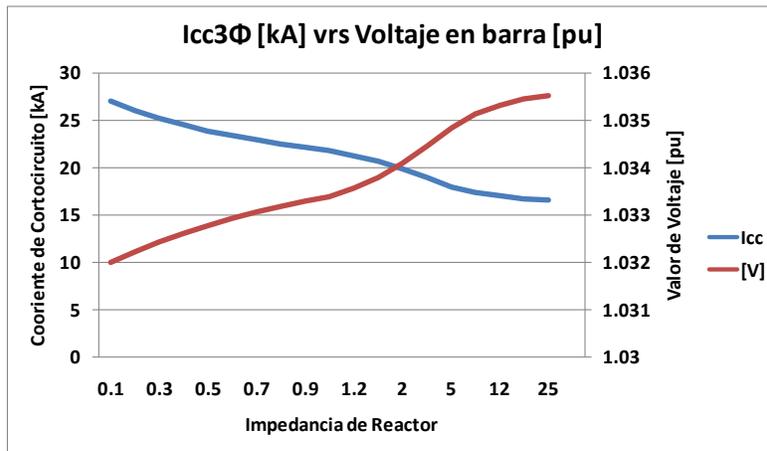


Figura 30 Diagrama unifilar de reactor interbus en la barra de 23 kV ETESAL

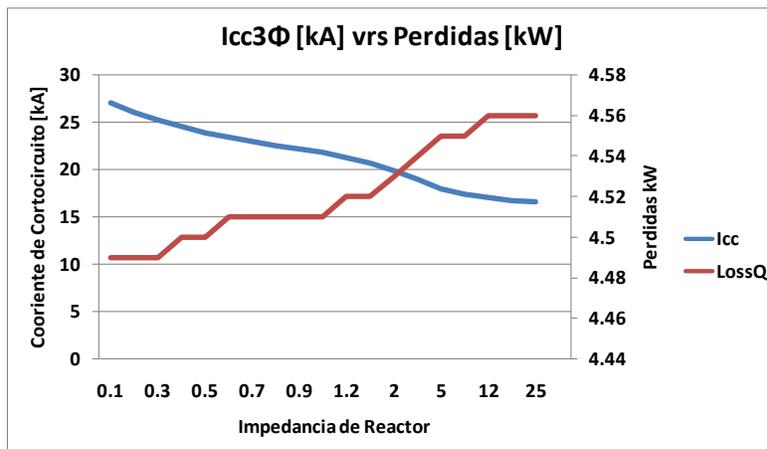
Xe	Icc	Loss	$\Delta[V]$
0.1	27.01	4.49	-0.93
0.2	26.01	4.49	-0.83
0.3	25.18	4.49	-0.73
0.4	24.48	4.5	-0.63
0.5	23.88	4.5	-0.53
0.6	23.36	4.51	-0.43
0.7	22.91	4.51	-0.33

0.8	22.51	4.51	-0.23
0.9	22.16	4.51	-0.13
1	21.84	4.51	-0.03
1.2	21.3	4.52	0.17
1.5	20.66	4.52	0.47
2	19.89	4.53	0.97
3	18.94	4.54	1.97
5	18.01	4.55	3.97
8	17.4	4.55	6.97
12	17.03	4.56	10.97
18	16.77	4.56	16.97
25	16.62	4.56	23.97

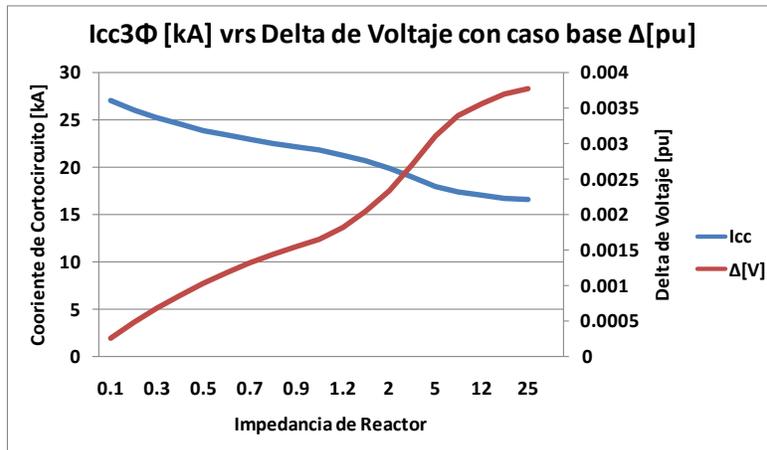
Tabla 18 Valores de impedancias analizadas



Gráfica 15 Relación entre la corriente trifásica y el voltaje en la barra



Gráfica 16 Relación entre la corriente trifásica y las pérdidas del sistema



Gráfica 17 Relación entre la corriente trifásica y la diferencia de voltaje en barra con respecto al caso base

5.6. Instalación de Reactores Serie e Interbus en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa

Instalación de Reactores Serie e Interbus en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa

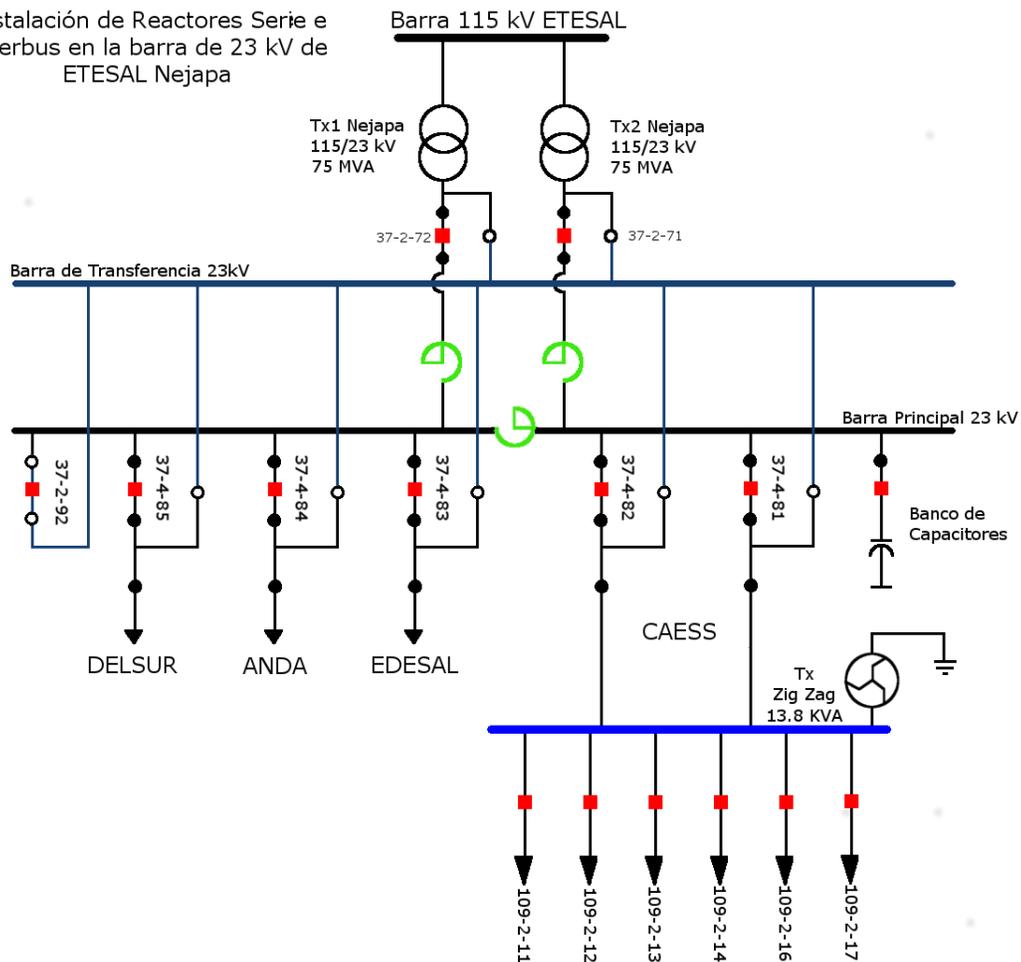
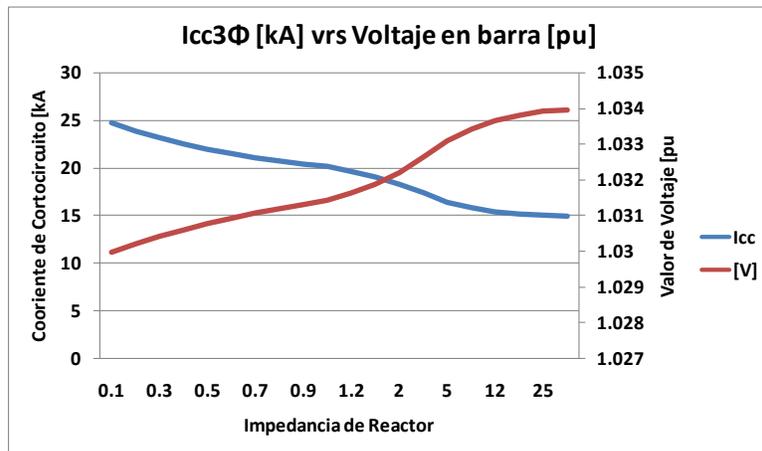


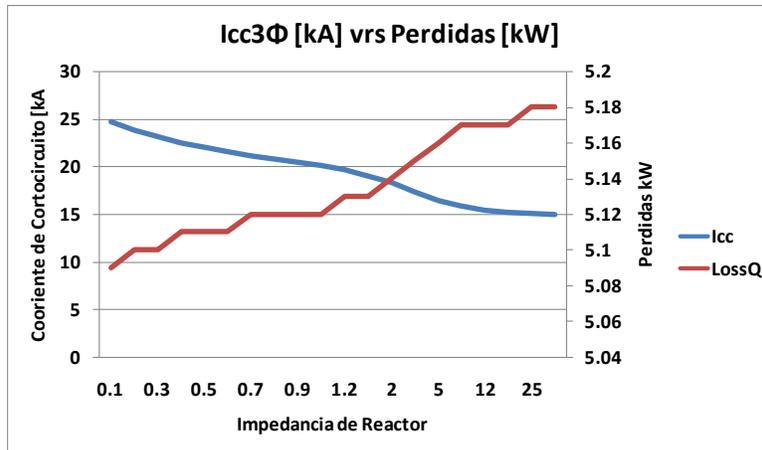
Figura 31 Diagrama unifilar de reactores serie e interbus en la barra de 23kV ETESAL Nejapa

Xe	Icc	Loss	$\Delta[V]$	$\Delta[V]$ barras
0.1	24.72	5.09	0.0018	-0.0300
0.2	23.86	5.1	0.0015	-0.0302
0.3	23.14	5.1	0.0013	-0.0304
0.4	22.52	5.11	0.0011	-0.0306
0.5	21.99	5.11	0.0010	-0.0308
0.6	21.52	5.11	0.0008	-0.0309
0.7	21.11	5.12	0.0007	-0.0311
0.8	20.74	5.12	0.0005	-0.0312
0.9	20.42	5.12	0.0004	-0.0313
1	20.12	5.12	0.0003	-0.0314
1.2	19.62	5.13	0.0001	-0.0316
1.5	19.01	5.13	-0.0001	-0.0319
2	18.27	5.14	-0.0005	-0.0322
3	17.35	5.15	-0.0009	-0.0326
5	16.43	5.16	-0.0014	-0.0331
8	15.81	5.17	-0.0017	-0.0334
12	15.44	5.17	-0.0019	-0.0337
18	15.17	5.17	-0.0021	-0.0338
25	15.01	5.18	-0.0022	-0.0339
30	14.95	5.18	-0.0022	-0.0340

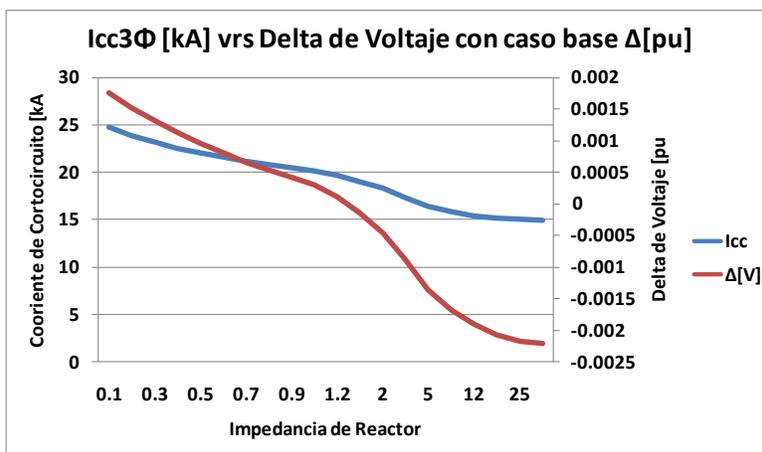
Tabla 19 Valores de impedancias analizadas



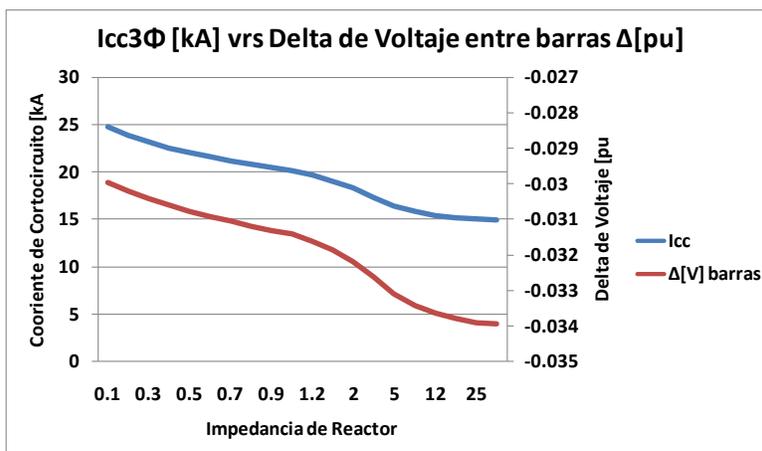
Gráfica 18 Relación entre la corriente trifásica y el voltaje en la barra



Gráfica 19 Relación entre la corriente trifásica y las pérdidas del sistema



Gráfica 20 Relación entre la corriente trifásica y la diferencia de voltaje en barra con respecto al caso base



Gráfica 21 Relación entre la corriente trifásica y la diferencia de voltaje en barra de 23kV

5.7. Instalación de tierra resonante (Bobina de Petersen)

Instalación de tierra resonante (Bobina de Petersen)

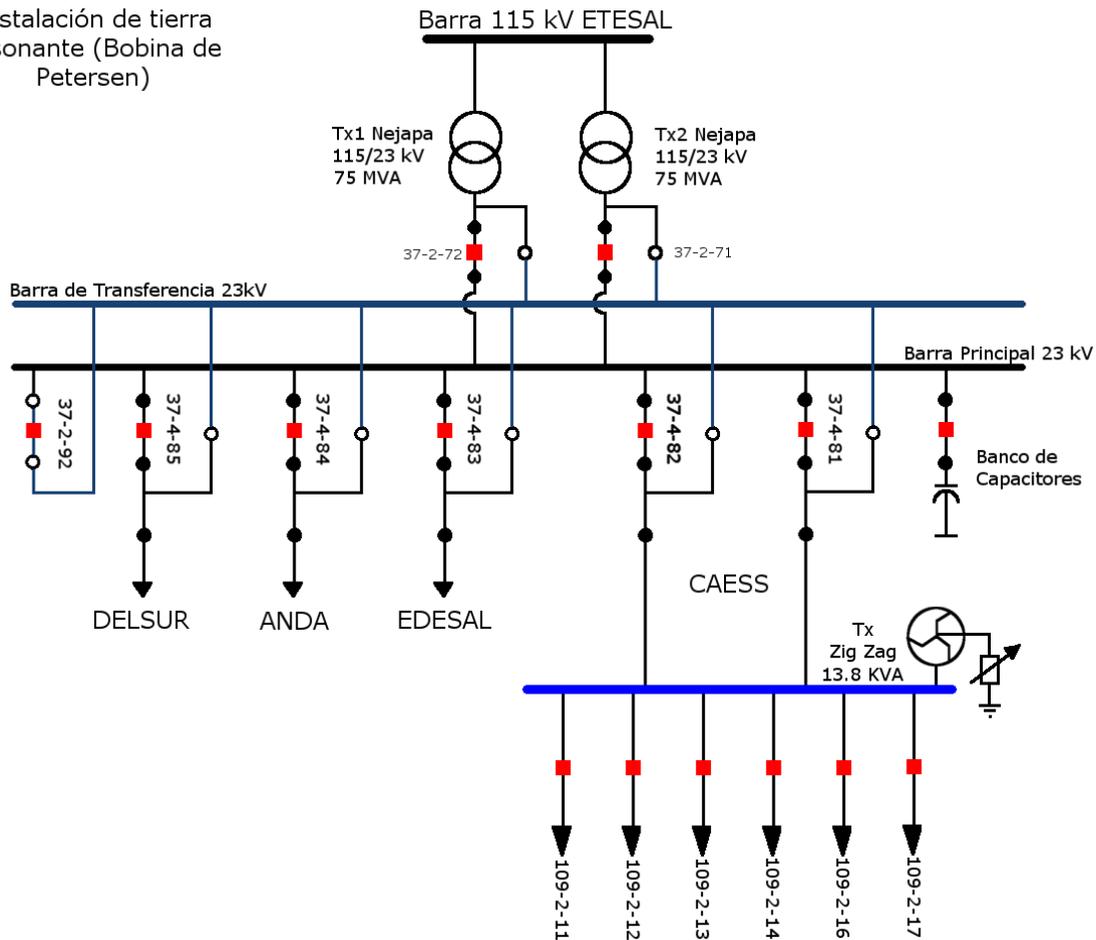


Figura 32 Diagrama unifilar de reactor resonante o bobina de Petersen

La bobina Petersen consiste en un reactor con núcleo de hierro conectado entre el punto del transformador de la subestación y la tierra en un sistema trifásico. En el caso de una falla, la corriente a tierra capacitiva (I_C) está ahora neutralizada por la corriente en el reactor, como éste es igual en magnitud, pero 180 grados fuera de fase.

La bobina Petersen también puede ser denominado como una supresión de la bobina Arco (ASC). Considere la posibilidad de una bobina Petersen conectada entre el punto neutro del transformador y reactancia inductiva de tierra ωL . A continuación, la corriente que fluye a través de ella está dada por:

$$I_t = \frac{V_p}{\omega L}$$

Para obtener una cancelación efectiva de la corriente de carga capacitiva, tiene que ser igual a I_C , por lo tanto:

$$\frac{V_p}{\omega L} = 3 * V_p * \omega * C$$

$$L = \frac{1}{(3 * \omega^2 * C)}$$

La puesta a tierra de la bobina Peterson, la reactancia X_L de la bobina Peterson debe ser igual a $X_C/3$ donde X_C es la línea a la reactancia capacitiva tierra.

$$X_L = \frac{X_C}{3} = \frac{1}{3\omega C} = \frac{1}{3*2\pi*f*C}$$

Considerando el valor del banco de capacitores en la barra de 23 de ETESAL

$$X_L = \frac{1}{3*2\pi*60*18.116e-6} = 48.85$$

	Icc 3 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	57.4	23.78	23.78	32.72	14.07	14.07
Barra ETESAL 23 kV	75.64	28.23	28.23	58.76	22.56	22.56
Barra Nejapa 23 kV	75.64	28.23	28.23	58.76	22.56	22.56

	Icc 2 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	48.93	20.27	20.27	27.99	12.04	12.04
Barra ETESAL 23 kV	65.24	24.35	24.35	50.66	19.45	19.45
Barra Nejapa 23 kV	65.24	24.35	24.35	50.66	19.45	19.45

	Icc 2 Φ Gnd					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	63.79	27.83	27.83	36.39	16.67	16.67
Barra ETESAL 23 kV	65.25	24.35	24.35	55.63	21.36	21.36
Barra Nejapa 23 kV	65.25	24.35	24.35	55.63	21.36	21.36

	Icc 1 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	65.16	28.55	28.55	37.26	17.31	17.31
Barra ETESAL 23 kV	0.79	0.3	3.92	0.7	0.27	3.56
Barra Nejapa 23 kV	0.79	0.3	3.92	0.7	0.27	3.56

Tabla 20 Valores de corriente de cortocircuito analizado

5.8.Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de CAESS Nejapa

Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de CAESS Nejapa

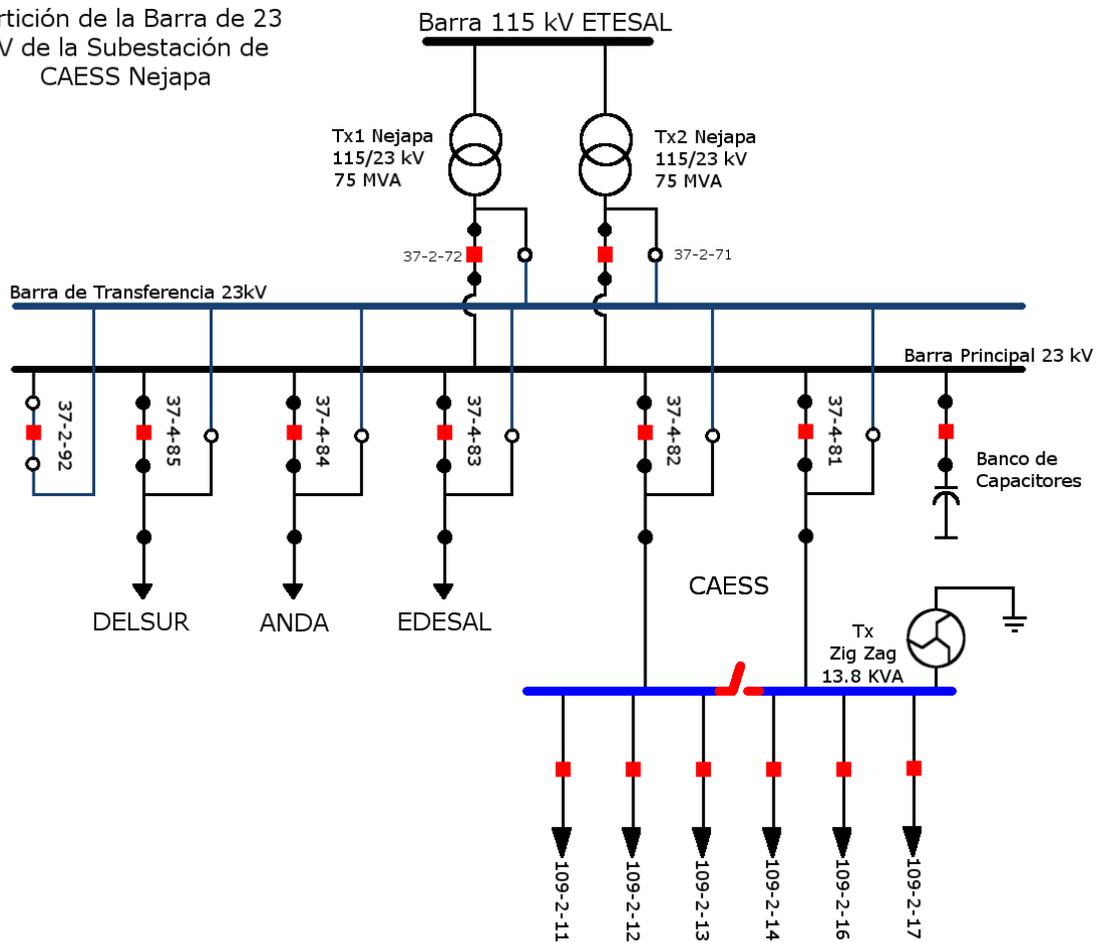


Figura 33 Diagrama unifilar de la partición de la barra de 23 kV de CAESS Nejapa

En este caso se analiza las condiciones de realizar la partición de la barra de 23 de CAESS Nejapa, la cual comprende la separación física de la barra colectora de la Subestación.

Tal como se definió en el caso base, la referencia de tierra, es proporcionada por el transformador ZigZag de la subestación.

	Icc 3 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	57.4	23.78	23.78	32.72	14.07	14.07
Barra ETESAL 23 kV	75.64	28.23	28.23	58.76	22.56	22.56
Barra Nejapa 23 kV	75.64	28.23	28.23	58.76	22.56	22.56

	Icc 2 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	48.93	20.27	20.27	27.99	12.04	12.04
Barra ETESAL 23 kV	65.24	24.35	24.35	50.66	19.45	19.45
Barra Nejapa 23 kV	65.24	24.35	24.35	50.66	19.45	19.45

	Icc 2 Φ Gnd					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	63.79	27.83	27.83	36.39	16.67	16.67
Barra ETESAL 23 kV	66.48	24.81	24.81	51.97	19.95	19.95
Barra Nejapa 23 kV	66.48	24.81	24.81	55.63	21.36	21.36

	Icc 1 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	65.16	28.55	28.55	37.26	17.31	17.31
Barra ETESAL 23 kV	37.14	13.86	13.86	31.4	12.06	12.06
Barra Nejapa 23 kV	37.14	13.86	13.86	31.4	12.06	12.06

Tabla 21 Valores de corriente de cortocircuito analizado

Se concluye que debido a que el sistema cuenta con dos transformadores en paralelo, la partición de la barra de 23 de CAESS Nejapa no tiene impacto en la reducción de las corrientes ya que la barra común de alimentación se encuentra todavía en paralelo.

5.9.Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de ETESAL Nejapa

Esta condición es semejante al caso 2, sin embargo este se realiza un nivel más cerca de la fuente, por lo que el paralelo de la barra ya no se encuentra.

Como limitante de estas condiciones es que debido a la partición la referencia de transformador de tierra proporcionado por CAESS se desacopla del sistema, sin embargo se encuentra disponible un transformador similar por parte de la empresa DELSUR, con el cual se tendrían dos referencias separadas de tierra para cada barra del sistema.

Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de ETESAL Nejapa

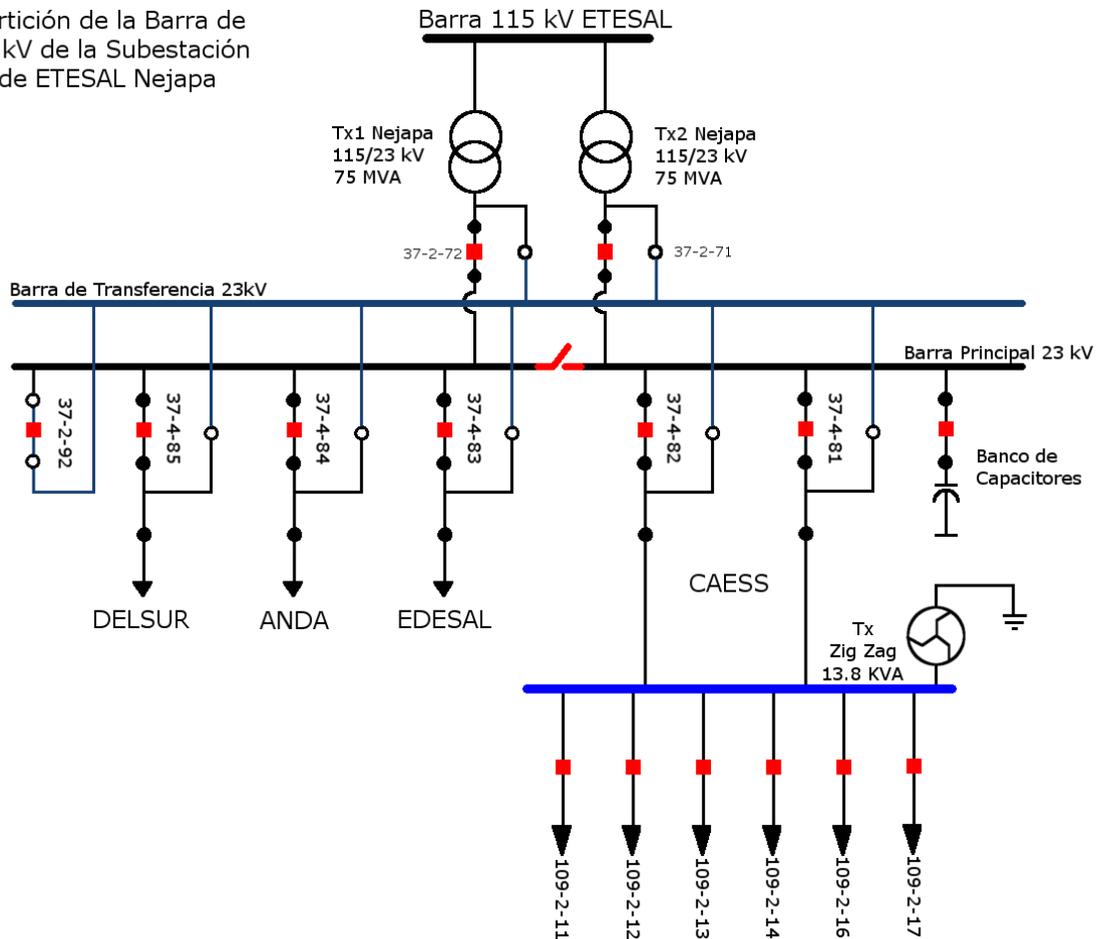


Figura 34 Diagrama unifilar de la partición de la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa

	Icc 3 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	57.4	23.78	23.78	32.72	14.07	14.07
Barra ETESAL 23 kV	44.17	16.21	16.21	36.52	13.66	13.66
Barra Nejapa 23 kV	44.17	16.21	16.21	36.52	13.66	13.66

	Icc 2 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	48.93	20.27	20.27	27.99	12.04	12.04
Barra ETESAL 23 kV	38.16	14.01	14.01	31.55	11.8	11.8
Barra Nejapa 23 kV	38.16	14.01	14.01	31.55	11.8	11.8

	Icc 2 Φ Gnd					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	63.79	27.83	27.83	36.39	16.67	16.67
Barra ETESAL 23 kV	39.22	16.47	16.47	32.44	14	14
Barra Nejapa 23 kV	44.87	16.47	16.47	32.44	14	14

	Icc 1 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	65.16	28.55	28.55	37.26	17.31	17.31
Barra ETESAL 23 kV	29.16	16.06	16.06	24.72	13.87	13.87
Barra Nejapa 23 kV	43.74	16.06	16.06	37.08	13.87	13.87

Tabla 22 Valores de corriente de cortocircuito analizado

Se observan los valores de reducción por barra

	Icc 3 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	57.4	23.78	23.78	32.72	14.07	14.07
Barra ETESAL 23 kV	44.17	16.21	16.21	36.52	13.66	13.66
Barra Nejapa 23 kV	44.17	16.21	16.21	36.52	13.66	13.66

	Icc 2 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	48.93	20.27	20.27	27.99	12.04	12.04
Barra ETESAL 23 kV	38.16	14.01	14.01	31.55	11.8	11.8
Barra Nejapa 23 kV	38.16	14.01	14.01	31.55	11.8	11.8

	Icc 2 Φ Gnd					
	Max			Min		
	I _p	I _b	I _{k''}	I _p	I _b	I _{k''}
Barra ETESAL 115 kV	63.79	27.83	27.83	36.39	16.67	16.67
Barra ETESAL 23 kV	39.22	16.47	16.47	32.44	14	14
Barra Nejapa 23 kV	44.87	16.47	16.47	32.44	14	14

	Icc 1 Φ					
	Max			Min		
	I _p	I _b	I _{k''}	I _p	I _b	I _{k''}
Barra ETESAL 115 kV	65.16	28.55	28.55	37.26	17.31	17.31
Barra ETESAL 23 kV	29.16	16.06	16.06	24.72	13.87	13.87
Barra Nejapa 23 kV	43.74	16.06	16.06	37.08	13.87	13.87

Tabla 23 Valores de corriente de cortocircuito analizado

Se concluye que esta alternativa es viable en el sentido que ya se encuentran las cuchillas de by pass en la barra de 23 de ETESAL. Sin embargo los planes de expansión de la transmisión y la distribución no son paralelas todo el tiempo, por lo que la gestión con el transmisor no es posible realizarla esta condición hace que se pierda redundancia a la subestación, debido a que al fallar un transformador no es posible realizar la recuperación temporal de manera inmediata, tendrá que considerarse las maniobras adiciones que involucran el cierra del equipo by pass.

5.10. Instalación de Fusibles Limitadores

La instalación de estos equipos no representa disminución de los valores de corrientes de cortocircuito, la operación de estos elementos tienen como principal beneficio la velocidad de operación, la cual permite que los valores de corriente no sean elevados, sin embargo al operar la carga aguas abajo de la este quedan sin servicio, y el tiempo de recuperación dependerá del despacho del control del sistema, con lo que se habrán indicadores asociados a cada interrupción.

Instalación de
Fusibles
Limitadores

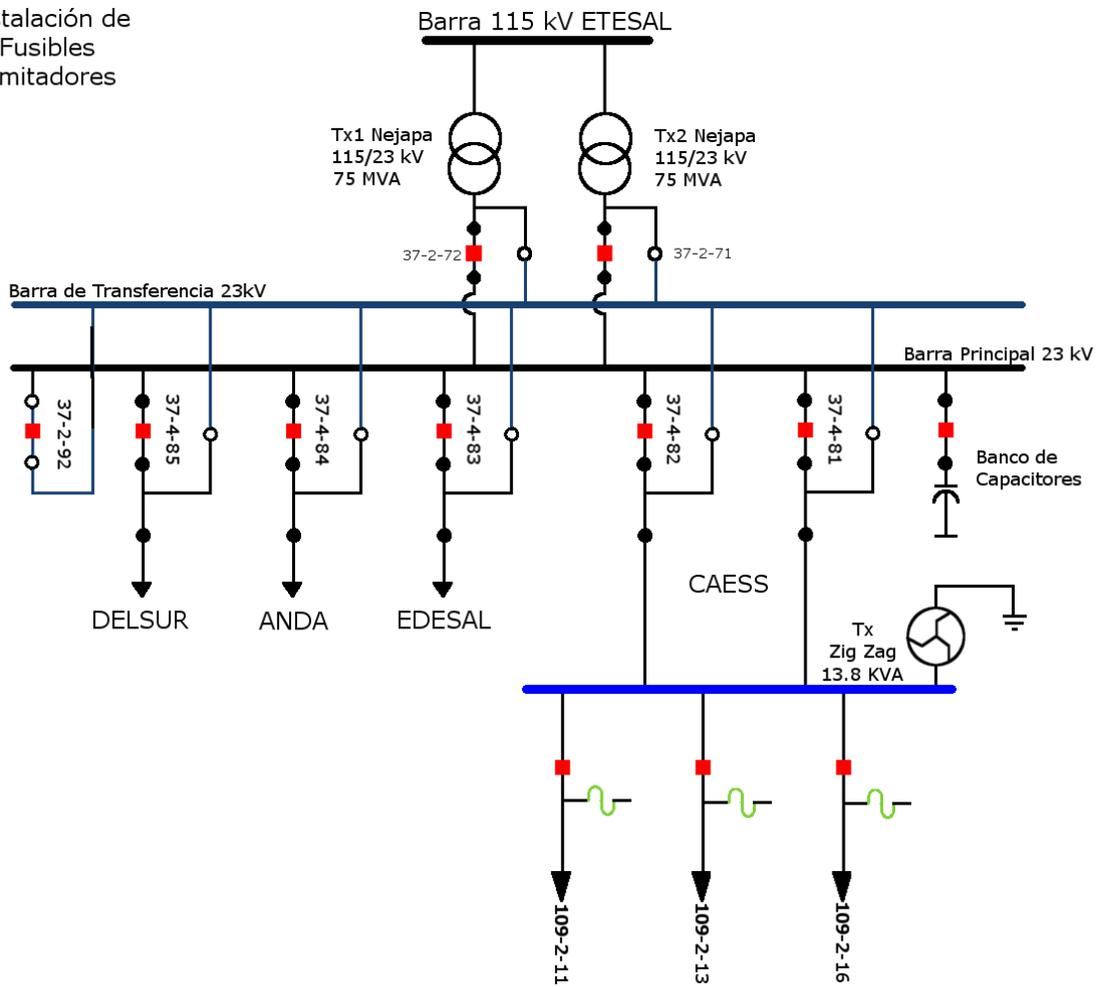


Figura 35 Diagrama unifilar de la instalación de fusibles limitadores de corriente

Capítulo 5 Especificación de Equipos Seleccionados

6. Cuantificación de las alternativas

Se realizó una ponderación de las alternativas siguiendo la metodología de decisiones multicriterio. Sus métodos se basan en comparar entre sí las diferentes alternativas en base criterio y después agregar esta información considerando la fuerza de las evidencias a favor y en contra de la selección de una alternativa respecto a otra.

Se supone que los juicios que evalúan cada alternativa según cada criterio admiten representaciones numéricas sobre una escala de valores reales, con esto se obtiene una matriz, la cual se debe normalizar de forma que los valores de los criterios, generalmente expresados en escalas distintas, se puedan comparar y no se produzcan sesgos.

Una vez obtenidos los valores normalizados para cada alternativa y conocidos los pesos asociados a cada uno de los criterios que se consideran, el método de la suma ponderada refleja el valor que cada alternativa tiene para la decisión. Así pues, al ordenar las alternativas en base a los valores es posible resolver el problema de decisión y determinar la mejor alternativa de entre las posibles, que será la de suma ponderada de mayor a menor

Para el caso, se consideran los criterios económicos y técnicos, con sus respectivos atributos ponderados, según sea la capacidad de resolver el problema, la tabla 25 muestra el detalle del método utilizado¹.

Para el caso se consideraron como aspectos generales los criterios Técnicos y Económicos, en el cual se da la ponderación de uno, al criterios según el evaluador tenga el mayor impacto en la solución del problema, según lo anterior el principal problema evaluado es la reducción de corriente de cortocircuito por lo que el criterio Técnico es aquel que tendrá mayor impacto, para los demás criterios considerados se estable un valor entre 0 y 1 dependiendo de cómo se valore su relevancia en relación con el criterio más importante, con este puntaje asignado, se calcula el peso de cada criterio dividiendo su puntaje individual entre la suma de los puntajes de todos los criterios.

Posteriormente se consideran los aspectos específicos de cada criterio, para el criterio Técnico se considero el impacto que representa la reducción de las corrientes trifásicas, la reducción de las corrientes monofásicas y el valor de pérdidas de energía del sistema. Para el criterio Económico se considero la inversión inicial de cada alternativa así como el costo de obras adicionales o modificaciones en la red. Dentro de cada criterio, asignando el valor de 1 al atributo más

¹ [17] Apuntes de Métodos Cuantitativos para la Toma de Decisiones
UCA, Maestría en Administración y Dirección de Empresas

importante y un valor entre 0 y 1 al resto de atributos en función de su peso respecto al atributo más importante. Con ese puntaje se procede a calcular el peso relativo de cada atributo, dividiendo su puntaje individual entre la suma de los puntajes de todos los atributos dentro del criterio en consideración.

Finalmente se calcula el peso absoluto de cada atributo, que se obtendrá como el producto del peso relativo del atributo por el peso del criterio al que pertenece.

Al final, se calculará una utilidad multiatributo para cada alternativa y que será el promedio ponderado de las utilidades de cada atributo. Se ordena de manera descendente las alternativas según su peso absoluto, aquella que posea el mayor peso absoluto es la solución óptima.

Criterio			Atributos			
	Puntos	Peso Relativo		Puntos	Peso Relativo	Peso Absoluto
Económicos	0.9	47.37%	Modificaciones de Red	0.8	44.44%	21.05%
			Inversión	1	55.56%	26.32%
				1.8	100.00%	
Técnicos	1	52.63%	lcc 3	1	43.48%	22.88%
			lcc 1	0.8	34.78%	18.31%
			Pérdidas	0.5	21.74%	11.44%
				2.3	100.00%	100.00%

1.9

Tabla 24 Ponderación de los parámetros utilizados para la toma de decisiones multicriterio

A continuación se presentan los resultados para la toma de decisiones, en los cuales se muestran que la mejor opción es la de la Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de CAESS Nejapa. Cabe aclarar que según la metodología, el mejor de los casos es la de la partición de la barra de ETESAL, sin embargo, esta opción no viable ya que la transmisora, posee la configuración actual para proporcionar contingencia en caso de falla.

Alternativa	Económicos	Técnicos	Total
Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de ETESAL Nejapa	26.32	52.63	78.95
Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de CAESS Nejapa	23.68	45.08	68.76
Instalación de Reactores Serie en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa	4.74	45.08	49.82
Reactores Neutros en el Transformador de Tierra	23.68	23.80	47.48
Instalación de Fusibles Limitadores	47.37	-	47.37
Partición de la Barra de 23 kV de la Subestación de CAESS	45.00	-	45.00

Nejapa			
Instalación de tierra resonante (Bobina de Petersen)	15.79	24.03	39.82
Instalación de Reactores Serie e Interbus en la barra de 23 kV de ETESAL Nejapa	4.74	27.00	31.74
Instalación de reactores interbus en la barra de 23 kV de la Subestación ETESAL Nejapa	4.74	22.43	27.16

Tabla 25 Resultados del análisis multicriterio

6.1. Especificación de reactores

DATOS GARANTIZADOS Reactores Serie			
Descripción	Unidad	Pedido	Observaciones
Norma de fabricación y ensayos		IEEE C57.16	
Cantidad de reactores requeridos	unidad	6 (seis)	
Características generales del reactor			
Voltaje del sistema	kV	23	
Frecuencia	Hz	60	
Reactancia	Ohm	1.0	
Tolerancia	%	- 0 / + 5	
Taps	Ohm	0.8, 1.0, 1.2	Multirelación
Corriente continua	A	2000	
Corriente de cortocircuito térmica	kA	12/ 3seg	
Corriente asimétrica pico de cortocircuito	kA	35	
Nivel de aislamiento (BIL)	kV	150	
Condiciones de servicio			
Instalación		Exterior	
Máxima temperatura ambiente	° C	40	
Altitud máxima de operación	m	1000	
Velocidad del viento	km/h	100	
Aceleración sísmica		Alta IEEE Std. 693-2005	

Tabla 26 Especificación de los reactores serie

Los valores de corriente de la simulación para los reactores serie, especificados seleccionados se muestran a continuación:

	Icc 3 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	57.40	23.78	23.78	32.72	14.07	14.07
Barra ETESAL 23 kV	75.64	28.23	28.78	58.76	22.56	22.56
Barra Nejapa 23 kV	36.05	13.07	13.07	30.32	11.18	11.18

	Icc 2 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	48.93	20.27	20.27	27.99	12.04	12.04
Barra ETESAL 23 kV	65.24	14.01	14.01	50.66	19.45	19.45
Barra Nejapa 23 kV	31.16	11.30	11.30	26.20	9.66	9.66

	Icc 2 Φ Gnd					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	63.79	27.83	27.83	36.39	16.67	16.67
Barra ETESAL 23 kV	67.64	25.24	25.24	54.70	20.23	20.23
Barra Nejapa 23 kV	38.13	13.83	13.83	32.33	11.92	11.92

	Icc 1 Φ					
	Max			Min		
	I_p	I_b	I_k''	I_p	I_b	I_k''
Barra ETESAL 115 kV	65.16	28.55	28.55	37.26	17.31	17.31
Barra ETESAL 23 kV	45.83	17.11	17.11	38.36	14.73	14.73
Barra Nejapa 23 kV	38.22	13.86	13.86	32.70	12.06	12.06

Tabla 27 Valores de corriente de cortocircuito analizado aplicando los reactores en serie en los interruptores 37-2-81 y 37-2-82

En el caso de los diseños de reactores de tipo seco de tipo abierto, el aislamiento entre vueltas se proporciona por el aire y los materiales utilizados para separar las vueltas.

El cortocircuito nominal de corriente mecánica se basa en la suposición del peor caso de un fallo simultáneo de tres fases y la corriente de pico de desplazamiento resultante.

Los valores típicos para la duración del cortocircuito nominal de corriente térmica son 1, 2 ó 3 s.

Las corrientes de pico alto de compensación durante la parte inicial de la falla imponen los más altos esfuerzos mecánicos en el reactor, mientras que la corriente de fallo simétrica de mayor duración somete al reactor a altas temperaturas y cargas mecánicas significativas simultáneamente.

6.1.1. Distribución de Reactores

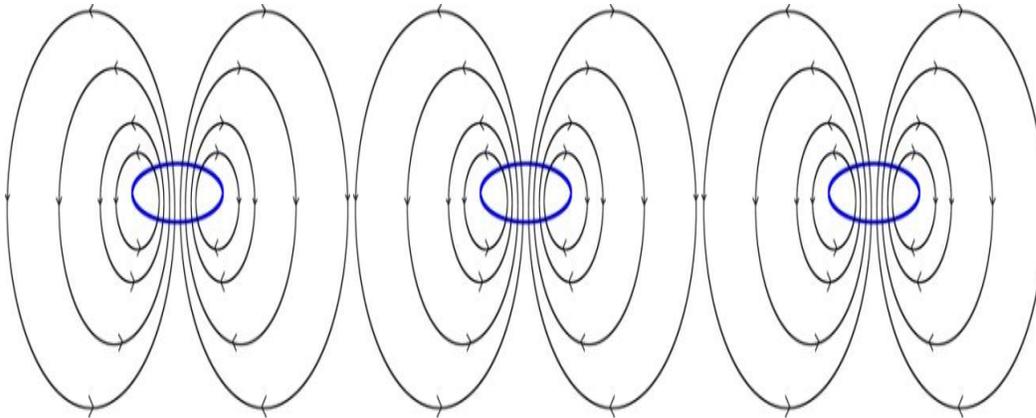
Los reactores monofásicos y trifásicos con núcleo de aire no importando si son usados para limitar corrientes o para conectar a neutro, compensar potencia reactiva, operan a altas densidades de flujo magnético. Este campo magnético puede causar corrientes circulantes y pérdidas de histéresis en cualquier material magnético que este dentro del campo de dispersión. Esto implica una precaución especial en unidades monofásica como trifásicas con respecto a los miembros estructurales de su base y también El campo magnético de reactor puede llegar a veces a valores peligrosos para el ser humano. Por lo tanto es importante saber la distribución del campo magnético y sus valores extremos.

Un método para controlar un nivel de campo magnético, se comprende en la acción de conectar dos reactores de potencia en serie, paralelos, o la combinación de serie y paralelo de forma que sus momentos de dipolo son opuestos para formar un cuadripolo, da como resultado campo magnético que varía inversamente a la cuarta potencia de la distancia de los reactores donde los dos reactores pueden ser conectados como un cuadripolo.

6.1.1.1. Banco de reactores trifásicos colocados en forma horizontal

En este caso los reactores son colocados en forma horizontal con cierta elevación sobre el suelo dependiendo de la potencia de los mismos, las distancias entre los reactores varía dependiendo de la corriente, potencia y voltaje que estén diseñados las distancias que se recomiendan entre cada uno de los reactores se calculan tomando en cuenta regulaciones internacionales sobre los valores máximos de exposición a frecuencia de 60 Hz de campos magnéticos producido por reactores.

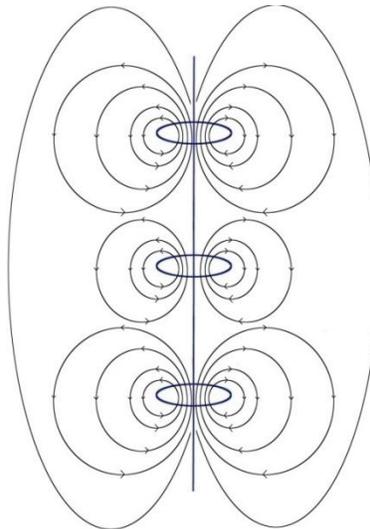
Los tres reactores son colocados con los polos de manera que sean iguales uno hacia otro para que los momentos bipolares sean opuestos y la densidad de campo se anulen y de esta manera sean menor la distribución de campo magnético que colocándolos con los polos opuestos en este caso se sumaría y aumentaría la distribución de campo magnético.



Gráfica 22 Distribución Horizontal

6.1.1.2. Banco de reactores trifásicos colocados en forma vertical

Un método para controlar un nivel de campo magnético, que comprende los pasos de poner reactores de potencia en serie o paralelo consiste en poner uno encima de los demás y conectar los reactores a potencia eléctrica, de forma que los momentos de dipolo de los reactores de potencia son opuestos para constituir un cuadrupolo, el resultado da campo magnético repeliéndose y que varía inversamente con la distancia de los reactores.



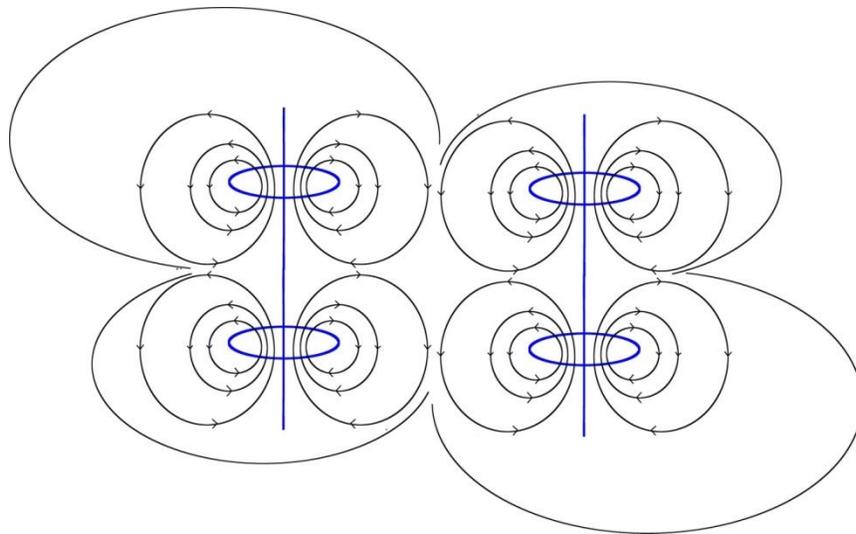
Gráfica 23 Distribución Vertical

Modelación de campo magnético entre reactores se realiza a través de una ecuación polinomial de sexta potencia en función de la distancia para este caso se utiliza un modelo polinomial que nos da la densidad del campo magnético en función de la distancia con estas ecuaciones podemos calcular la distancia necesaria para los elementos paramagnéticos que se encuentran cerca del banco de reactores para que no puedan causar corrientes circulantes y pérdidas de histéresis en cualquier parte magnética del reactor o reactores adyacentes además de cualquier elemento magnético como barras y las propias

6.1.1.3. Banco de reactores configuración de matriz

Un método para controlar un campo magnético creado por reactores, comprende los pasos de conectar dos arreglos de cuádrupolos de reactores, que son configurados de forma que sus momentos de cuádrupolos son opuestos conectados en serie o una combinación paralelo serie y constituir una matriz de octópodos, da como resultado campo lejano que varía inversamente como la quinta potencia de la distancia entre el arreglo. Un método donde los arreglos de cuádrupolos cada uno comprenden dos reactores de distribución de energía eléctrica conectados en serie y montados al lado de sí el uno al otro en dos hileras de dos reactores formando un octópodo cada uno.

Un método para controlar un nivel de campo magnético, que comprende los pasos de conectar reactores de distribución de energía eléctrica de $2n$, donde n es un entero, de forma que la mitad de ellos tiene momentos de dipolo en la misma dirección y la otra mitad tiene momentos de dipolo en dirección contraria para formar un multipolo de $2n$ de orden, el campo lejano que varía con la distancia inversamente como la distancia para la potencia $(3 + n)$.



Gráfica 24 Distribución en Matriz

6.1.2. Montaje

Debido a que la fabricación de este tipo de equipo es personalizado según el caso en estudio, no se tiene un catálogo de libre acceso para consultar, por tal razón se tomaran los valores de un caso real de implementación en la Subestación CAESS Agua Caliente, en la cual actualmente se tiene un arreglo de 9 reactores, considerando lo anterior tenemos:

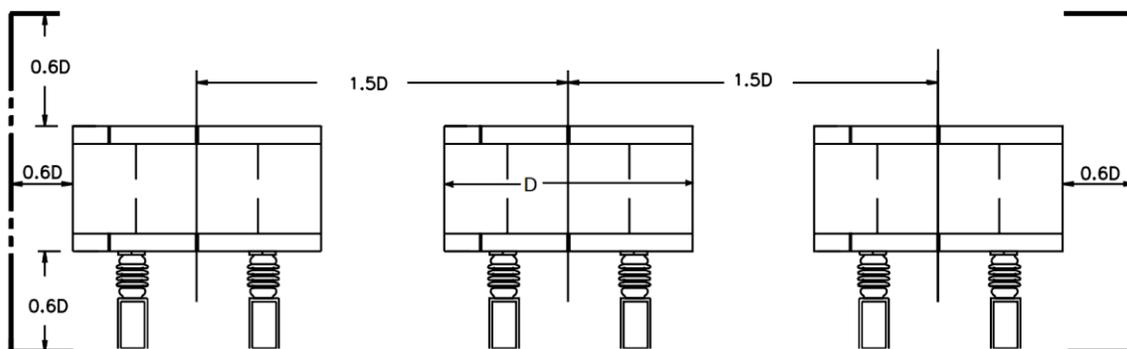


Figura 36 Montaje y distancia mínima de los reactores

Información Constructiva		
Diámetro de la Bobina (Ds)	1864	mm
Distancia mínima entre el centro de los reactores (De)	3500	mm
Distancia mínima entre el centro de los reactores y partes metálicas	2031	mm

Tabla 28 Información constructiva tomada de un caso real impreso

6.2. Costo aproximado del proyecto

6.2.1. Equipos

Equipo	Cantidad	Precio	Total
Reactores	6	\$15,587.32	\$93,523.89
Pararrayos	12	\$1,620.30	\$19,443.60
Transformadores de potencial	2	\$3,503.50	\$7,007.00
Paneles de protección y relés	2	\$18,700.00	\$37,400.00
Cuchillas entrada, salida y bypass	6	\$6,710.00	\$40,260.00
Medidores	2	\$5,500.00	\$11,000.00
Materiales varios (Conductor, conectores, terminales, etc.)	1	\$50,569.37	\$50,569.37
Total Equipos y Materiales			\$259,203.86

Tabla 29 Presupuesto aproximado de los equipos necesarios para la instalación de los reactores serie

6.2.2. Obra Civil

Rubro	Total
Excavación	\$600.00
Compactación	\$300.00
Concreto estructural	\$2,542.78
Acero de refuerzo en bases de equipos	\$1,986.93
Acero estructural	\$13,540.56
Pilotes	\$23,760.00
	\$42,730.27

Tabla 30 Presupuesto aproximado de la obra civil

6.2.3. Otros

Debido a la falta de espacio en la subestación CAESS Nejapa, no es posible la instalación de los 6 reactores en el terreno de la subestación, sin embargo como alternativa se ha tomado la consideración de arrendar terreno de ETESAL para la instalación de los reactores.

Conclusiones

Con el crecimiento natural del sistema eléctrico en El Salvador, los niveles de corrientes de cortocircuito en la Subestación CAESS Nejapa, superan los límites bajo los cuales los equipos instalados son capaces de operar de manera adecuada, la circulación de elevadas corrientes de cortocircuito puede llegar a traducirse en un daño severo para el sistema dependiendo de la intensidad y duración de la falla, la cual podría autoextinguirse o permanecer en el tiempo pero sus efectos son dinámicos y evolucionan con el tiempo. En la ubicación de la falla, pueden generarse arcos y quemaduras que dañan el equipo adyacente y al público o al personal de la distribuidora.

Mediante la realización del estudio de cortocircuito, se determinan las corrientes que circulan por cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico para determinar la solución o soluciones para este tipo de condiciones.

Todos los componentes atravesados por la corriente de cortocircuito experimentarán un estrés térmico y mecánico debido al flujo de la corriente. Este estrés varía en función del cuadrado de la corriente y la duración del flujo de corriente que puede dañar el equipo.

Se produce caída en los niveles de voltaje del sistema en proporción a la magnitud de la corriente de cortocircuito fluyendo a través de los elementos del sistema. La máxima caída de voltaje ocurre en la ubicación de la falla (disminuyendo a cero en una falla franca), pero todas las partes del sistema estarán sujetas a una caída de voltaje en algún grado.

En este momento el valor de la corriente de cortocircuito se encuentra cercano a 30 kA; considerando lo anterior se estableció un valor de consigna deseado para el sistema, con el cual no se presentarán problemas con los equipos y que fuera una solución integral en el tiempo. Estableciendo el valor de 12 kA como valor consigna para el estudio de las diferentes alternativas.

Se estableció un primero escenario, en el cual se determinan las condiciones iniciales actuales (llamado "Caso Base") para realizar una comparación con cada una de las alternativas propuestas estudiadas.

Se consideró, como primera alternativa la partición de barras en la Subestación CAESS, sin embargo se demostró que debido a que el sistema se encuentra en paralelo en una configuración de barra doble con transferencia, el impacto en la reducción de corrientes de falla es nulo, ya que por cada interruptor fluye el mismo valor de corriente de cortocircuito.

Como segunda alternativa se considero la partición del bus principal de la Subestación ETESAL Nejapa, se demostró que las corrientes de cortocircuito se reducen en un 50% de su valor, siendo esta una solución al problema planteado, sin embargo debido a que el sistema de transmisión pierde redundancia, no es posible implementar esta alternativa.

Se consideraron equipos interruptivos para el despeje de las fallas tales como fusibles limitadores, los cuales dependiendo su estructura son capaces de despejar una falla en un tiempo reducido, sin embargo debido a que esta es una medida en la cual ante la ocurrencia de una falla, la carga aguas abajo se verán afectados por una interrupción, con una duración que se determina con la gestión de la distribuidora para realizar la recuperación. Por lo que ante la ocurrencia de una falla la carga siempre es afectada y será necesaria la intervención del personal de atención de fallas de la distribuidora.

Así mismo se consideró la utilización de reactores en diversas configuraciones, se consideraron la instalación de reactores neutro en el transformador de tierra de la subestación, los resultados de la simulación demuestran que el impacto de las corrientes monofásicas a tierra se reducen al valor de consigna antes mencionado, sin embargo ante la ocurrencia de una falla trifásica los valores de corriente se mantendrían iguales, con lo que las condiciones de riesgo seguirían siendo las mismas, por lo que se considera como solución parcial al problema planteado.

Se calculó la utilización de reactores resonantes o bobina de Petersen, equipo muy utilizado en Europa, con el cual las corrientes de falla monofásica se reducen drásticamente ante la ocurrencia de fallas, siendo esta como el caso anterior una alternativa parcial, al no impactar en las corrientes trifásicas.

Se considero finalmente la instalación de reactores serie en la barra de 23 kV de CAESS Nejapa, con la cual se reducen las corriente de falla al valor de consigna de manera teórica con un valor de 1.4 Ohm, sin embargo se realizó un barrido de los valores de impedancia de los reactores para determinar el impacto en reducción de corrientes de falla versus el nivel de pérdidas del sistema, y la caída de tensión en el sistema a límites fuera de tolerancia de un 2%, desde un valor de 0.1 Ohm hasta 2.0 Ohm. Se determino que la solución óptima se estableció con un valor de 1.2 Ohm, para no superar la caída de tensión permitida.

Los resultados de la simulación para los reactores serie, establece una corriente de cortocircuito trifásica de 13kA y la corriente de cortocircuito monofásica será de 13.8 kA con lo cual se reduce aproximadamente en la mitad del valor actual de corriente de cortocircuito.

La implementación física de esta solución contempla la instalación de un reactor por fase por cada interruptor, es decir 6 reactores.

Bajo la metodología de la toma de decisiones multicriterio, se ponderó de manera cualitativa criterios mínimos técnicos y económicos para establecer la alternativa que cumpliera de mejor manera los parámetros antes establecidos, para que la decisión no fuera basada de manera arbitraria.

Se tomo como ejemplo de la separación y arreglo una solución implementada de manera exitosa de reactores serie, en la Subestación Agua Caliente CAESS.

Bibliografía

- [1] David Flores, 2010 Detección De Fallas A Tierra En Redes De Distribución Con Neutro Aislado Y Resonante. Tesis
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
- [2] Goran Andersson, 2008, Modelling and Analysis of Electric Power Systems
EEH - Power Systems Laboratory
ETH Zurich
- [3] Nasser D. Tleis BSc, MSc, PhD, CEng, FIEE 2008, Power Systems Modeling and Fault Analysis, 2008
Elsevier Ltd.
- [4] Gurjeet Singh Malhi 2007, Studies of fault current limiters for power systems protection Tesis, Massey University
- [5] Ascencio Zeferino Edgar 2012, Calculo de las corrientes de cortocircuito en un sistema de laboratorio, Tesis
Universidad Veracruzana
- [6] Allan Mauricio Ortiz Serrano 2010, Análisis de fallas en redes de distribución, Tesis, Universidad de Costa Rica
- [7] ABB, Is-limiter The world fastest limiting and switching device, Boletín
www.abb.com/mediumvoltage
- [8] Nokian Capacitors, Air core reactors, Boletín
www.nokiacapacitors.com
- [9] Nokian Capacitors, Series Reactors and Voltage Control, Boletín
www.nokiacapacitors.com
- [10] Trench, Reactors, Boletín
www.trenchgroup.com
- [11] IEC, IEC 60076-6, Power Transformers, Part 6: Reactors, Norma
By V. K. Mehta, Rohit Mehta, Principles of Power System
S. Chand & Company LTD.

[12] HV Power, Petersen Coils - Basic Principle and application Boletín
HV Power Measurements & Protection Ltd

[13] Enrique Cordero Herrera 2011, Sistemas de puesta a tierra en redes de distribución MT
mediante neutro resonante, Tesis
Universidad de Sevilla

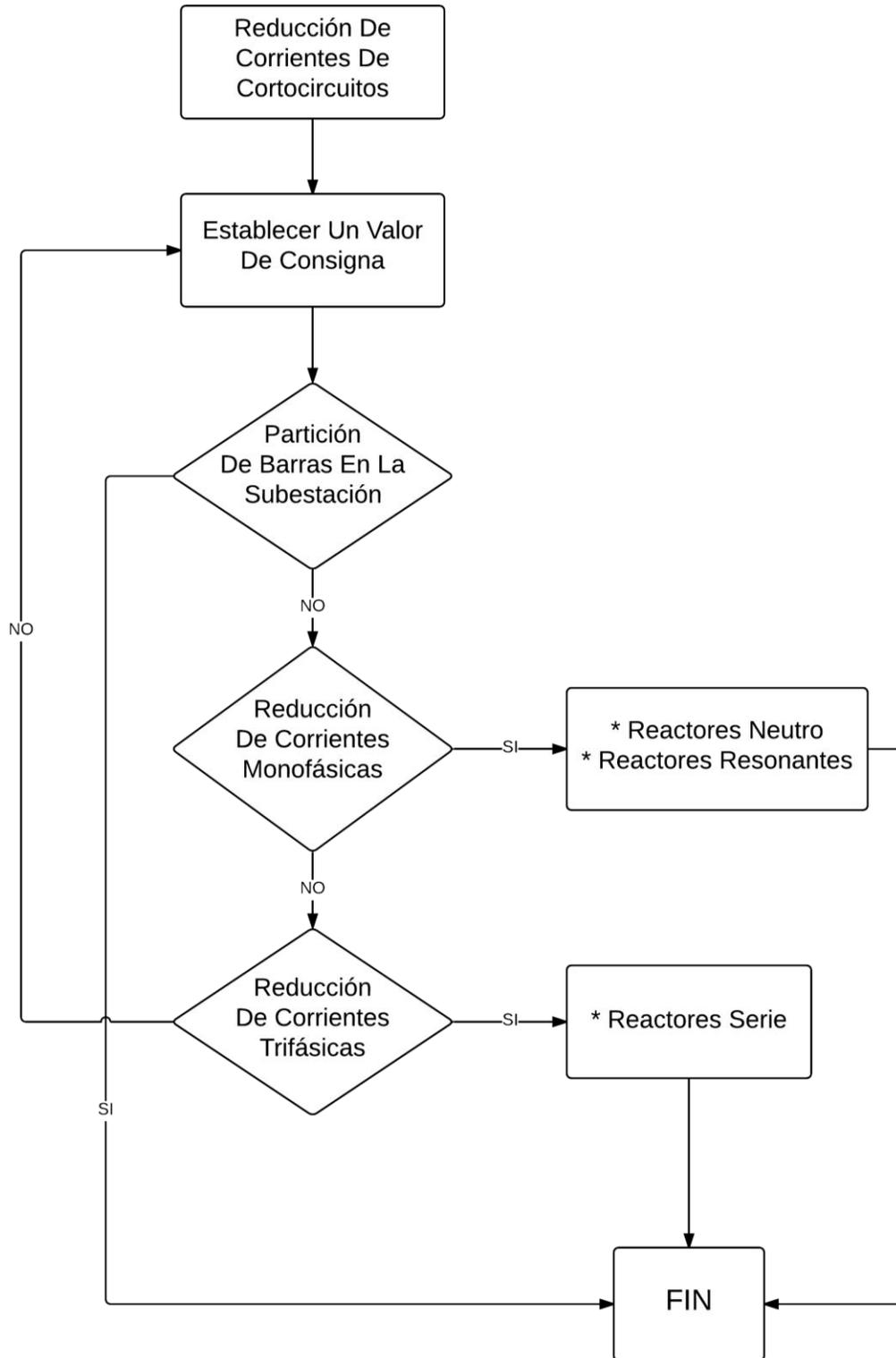
[14] DigSilent 2015, Power Factory Manual

[15] FAULT-CURRENT LIMITERS (FCL)
September 1997; WTEC Hyper-Librarian
http://www.wtec.org/loyola/scpa/04_03.htm

[16] IEEE Std C57.16 16-1996
IEEE Standard Requirements, Terminology, and Test Code for Dry-Type Air-Core Series- Connected
Reactors

[17] Apuntes de Métodos Cuantitativos para la Toma de Decisiones
UCA, Maestría en Administración y Dirección de Empresas

Anexo



Flujograma 1 Metodología para el análisis de reducción de corrientes de cortocircuito

Metodología propuesta

El flujograma anterior representa una metodología propuesta como resultado del presente Trabajo de Graduación.

En el cual se establece como punto de partida el valor de las condiciones iniciales del sistema, este valor puede ser medido en campo o bien calculado de manera teórica con un software de simulación.

Al tener definido el valor inicial del sistema se establece el valor deseado al cual el sistema puede ser capaz de funcionar sin problemas el cual se determina como valor de consigna. Este valor debe de ser establecido según el valor de los equipos aguas abajo de la fuente, teniendo en cuenta que si el valor establecido es muy bajo el sistema de protecciones censara el valor y lo tomara como una carga y no como una falla por lo que este valor debe de validarse con los valores límite de las protecciones.

Con un valor establecido de trabajo, la primera alternativa será la partición de barras en la subestación, teniendo en cuenta que el sistema no se encuentre en paralelo, configuración con la cual no representa ningún tipo de mejora en los niveles de cortocircuito.

Si esta alternativa no es posible implementarse, se debe de preguntar la reducción en las corrientes monofásicas serian suficientes para resolver el problema, si esto es así se debe de estudiar la implementación de reactores neutro o reactores resonantes.

Sin embargo en muchos casos los valores de corriente trifásica son los valores más altos a los cuales se quiere limitar, que si bien es cierto este tipo de evento sucede menos que eventos monofásicos, el nivel de corriente en el sistema puede llegar a causar daños tanto en equipos como en personas.

Por lo que la alternativa a implementar será la instalación de reactores serie.