



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería.

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado.

**"MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTO
CIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN
DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN
CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV"**

TESIS

Que para obtener el grado de
**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

HUMBERTO SANTANDER OCHOA

Director de tesis:

M.C. ISMAEL ALBINO PADILLA

Codirector de tesis:

M.I. Genaro Campos Castillo

Puebla, Pue.

Agosto 2019

MI. Fernando Daniel Lazcano Hernández.
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
Presente

Asunto: Autorización de impresión de tesis.

Los suscritos:

MC. Ismael Albino Padilla Director y M.I. Codirector del tema de tesis:

“ Modelado de la Tensión y Corto Circuito en el Punto de Interconexión de una Central Eléctrica Tipo C, en un circuito de media tensión de 23 KV ”

Presentada por el Ing. Humberto Santander Ochoa, pasante de la Maestría en Ingeniería opción terminal Sistemas Eléctricos de Potencia, nos permitimos informar a usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no se tiene inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

Atentamente

MC. Ismael Albino Padilla

Director tesis

H. Puebla de Zaragoza a 29 de Julio de 2019

MI Genaro Campos Castillo

Codirector de tesis

CCP Interesado

CCP Archivo



RESUMEN

La apertura del marco regulatorio sobre las actividades que no constituyen servicio público ha propiciado un incremento importante en el desarrollo de proyectos de generación con fines de autoconsumo, cogeneración, importación, exportación o pequeña producción, con los cuales la iniciativa privada busca reducir sus costos de operación y diversificar sus oportunidades de negocio.

En este contexto, una de las prioridades de las empresas que operan con fuentes de generación propia, es mantener la continuidad de sus procesos productivos, lo que implica promover ante el Suministrador la interconexión de sus centrales a la red del servicio público de energía eléctrica.

En un escenario tan dinámico resulta conveniente establecer reglas claras que normen la relación Suministrador-Permisionario, con el propósito de facilitar la gestión de los proyectos de interconexión, uniformizar criterios y garantizar la seguridad del sistema frente a cualquier eventualidad provocada por la operación de estas centrales, razones que dan origen al presente documento.

La Generación Distribuida se refiere a la energía eléctrica generada por medio de pequeñas fuentes que se re realiza en una central eléctrica interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga.

Para promover la Generación Distribuida (GD), se deberá considerar:

- Propiciar principalmente la GD de fuentes de Energías Renovables.
- Estudiar para próximos PRODESEN, la expansión y modernización de las RGD que se requieran para interconectar la GD.
- Simplificar los procedimientos y lo trámites de interconexión para los proyectos de GD.
- Impulsar el desarrollo de la GD en las zonas en las que el beneficio de este esquema de generación aporte los mayores beneficios al sistema.
- Promover el desarrollo de cadenas de valor y la formación de los recursos humanos que se requieran.
- Eliminar barreras para el desarrollo de la GD.



“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

En años recientes ha aumentado de manera importante el desarrollo de este tipo de proyectos, principalmente de los que utilizan fuentes de energía renovable. [7]



DEDICATORIAS

La presente tesis la dedico a Dios ya que gracias a Él me fue posible concluir mi maestría.

A toda mi familia y amigos, principalmente a mis padres y hermana que han sido pilar fundamental en mi formación profesional, por brindarme la confianza y el interés por seguir estudiando.

A mi esposa por estar siempre en esos momentos difíciles brindándome su amor, paciencia y sobretodo su comprensión y apoyo.

A las personas con las que compartí estos dos años de maestría por su amistad, soporte y apoyo.

Finalmente, a todos mis maestros y en especial al M.C. Ismael Albino Padilla quien gracias a su asesoramiento y experiencia me fue posible realizar este trabajo.



ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1	9
INTRODUCCIÓN	9
1.1 Definición del Problema	10
1.2 Justificación.....	10
1.3 Objetivos.....	11
1.4 Alcance del Proyecto	11
1.5 Aportaciones.....	11
1.6 Estado del Arte	12
CAPÍTULO 2	16
MARCO DE REFERENCIA.....	17
2.1 Resumen	17
2.2 Marco Histórico	23
2.3 Marco Teórico.....	28
CAPÍTULO 3	32
PARÁMETROS DE OPERACIÓN EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD) 33	
3.1 Estructura General.....	33
3.2 Arreglos para el Sistema de Distribución	36
3.3 Estudio del Cortocircuito	38
3.4 Comportamiento y Análisis de Fallas.....	40
3.5 Equipos de Protección	50
CAPÍTULO 4	55
SIMULACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS RGD 56	
4.1 Simulación de Cortocircuito.....	56
4.2 Simulación de Voltaje	79
4.3 Simulación de Cortocircuito y Voltaje al Conectar Reactores en Serie.....	82
CONCLUSIONES.....	90
ANEXOS	92
ANEXO 1.....	93
ANEXO 2.....	101
ANEXO 3.....	103
BIBLIOGRAFÍA	105



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica de Fermicaise	13
Figura 1.2 Diagrama Unifilar de la Generación de Fermicaise	13
Figura 1.3 Diagrama unifilar del circuito IZT-530B0 donde se interconecta la central eléctrica	14
Figura 1.0.4 Disparo automático de restaurador con reactor	15
Figura 2.1 Motor de combustión interna	19
Figura 2.2 Turbina de gas	20
Figura 2.3 Minihidráulica.....	20
Figura 2.4 Generador Eólico	21
Figura 2.5 Celda Solar Fotovoltaica	22
Figura 3.1 Sistema de Distribución.....	34
Figura 3.2 Sistema Radial	36
Figura 3.3 Sistema Anillo	37
Figura 3.4 Sistema Mallado	37
Figura 3.5 Aportaciones de cortocircuito de un generador	38
Figura 3.6 Aplicación del cortocircuito en interruptores, coordinación de protecciones	39
Figura 3.7 Oscilografía de falla monofásica transitoria.....	41
Figura 3.8 Oscilografía de falla monofásica permanente.....	42
Figura 3.9 Estadística promedio de éxito para intentos consecutivos de restablecimiento	44
Figura 3.10 Característica de falla monofásica	47
Figura 3.11Característica de falla bifásica a tierra	47
Figura 3.12 Característica de falla bifásica	48
Figura 3.13 Característica de falla trifásica	48
Figura 3.14 Restaurador	50
Figura 3.15 Seccionalizador.....	53
Figura 3.16 Fusible	53
Figura 3.17 Relevador	54
Figura 4.1 Central de generación distribuida, Fermicaise.....	57
Figura 4.2 Diagrama unifilar del circuito IZT-530B0 donde se interconecta la central eléctrica	57
Figura 4.3 Impedancias del generador 1	61
Figura 4.4 Impedancias del generador 2.....	61
Figura 4.5 Impedancias del generador 3.....	62
Figura 4.6 Datos de transformador 1	63
Figura 4.7 Datos de transformador 2	63
Figura 4.8 Datos de transformador 3	64
Figura 4.9 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con 4 generadores	65



“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

Figura 4.10 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con 4 generadores	66
Figura 4.11 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con 6 generadores	67
Figura 4.12 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con 6 generadores	68
Figura 4.13 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con 4 generadores	69
Figura 4.14 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con 4 generadores	70
Figura 4.15 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con 6 generadores	71
Figura 4.16 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con 6 generadores	72
Figura 4.17 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión dellZT-530B0	73
Figura 4.18 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión dellZT-530B0	74
Figura 4.19 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión dellZT-530B0	75
Figura 4.20 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión dellZT-530B0	76
Figura 4.21 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones.....	77
Figura 4.22 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones.....	77
Figura 4.23 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión en condiciones normales	79
Figura 4.24 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión en falla monofásica	80
Figura 4.25 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión en falla trifásica	81
Figura 4.26 Diagrama con generación distribuida interconectada a RGD con reactor en serie en ATP.....	82
Figura 4.27 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones y con reactor en serie de 2.1 ohms	83
Figura 4.28 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión con reactor en serie de 2.1 ohms para falla trifásica	84
Figura 4.29 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones y con reactor en serie de 2.1 ohms	85
Figura 4.30 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión con reactor en serie de 2.1 ohms para falla monofásica	85
Figura 4.31 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones y con reactor en serie de 3 ohms	86
Figura 4.32 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión con reactor en serie de 3 ohms para falla trifásica	87
Figura 4.33 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones y con reactor en serie de 3 ohms	88
Figura 4.34 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión con reactor en serie de 3 ohms para falla monofásica	89
Figura A2.1 Impedancias del generador 4	101
Figura A2.2 Impedancias del generador 5.....	102
Figura A2.3 Impedancias del generador 6.....	102



GLOSARIO

CENACE: Centro Nacional de Control de la Energía

CFE: La Comisión Federal de Electricidad

Convenio: Cada uno de los convenios que se suscriban entre el Suministrador y el Permisionario para la regulación específica de cada uno de los actos jurídicos que realicen entre ellos, relacionados con la generación y la transmisión de energía eléctrica.

CRE: Comisión Reguladora de Energía

Distribución: La conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los usuarios.

Factibilidad: Estudio preliminar para determinar la viabilidad de incorporar a la red del servicio público un proyecto de generación particular.

Generación: La producción de energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía, utilizando los sistemas y equipos correspondientes.

GD: Generación Distribuida

Permisionario: El titular de un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica.

Punto de interconexión: El sitio en donde el Permisionario entrega al SEN la energía producida por su central de generación.

PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

RGD: Redes Generales de Distribución.

Sistema Eléctrico Nacional: El conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, transformación, subtransmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas.

Suministrador: La Comisión Federal de Electricidad, y en lo conducente las entidades mencionadas en el artículo cuarto transitorio de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Transmisión: La conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los puntos de entrega para su distribución.



CAPÍTULO 1

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la industria eléctrica está pasando por un proceso de reestructuración en todo el mundo, con una clara tendencia de cambiar la producción de energía eléctrica desde grandes plantas de generación centralizadas hacia relativamente pequeños sistemas descentralizados. De hecho, la desregularización del mercado eléctrico, los requerimientos de continuidad de servicio, el interés de reducir las pérdidas y sobrecarga de los conductores en los sistemas de transmisión y distribución, el desarrollo de nuevas tecnologías y la preocupación por el medio ambiente, han dado paso a la interconexión de fuentes de generación de energía de mediana y baja potencia en diferentes puntos del sistema eléctrico, desarrollando lo que se conoce actualmente como Generación Distribuida (GD).

El término Generación Distribuida se entiende como la utilización de generadores instalados en el lugar próximo a las cargas y conectados a la red de distribución. La presencia de GD tiene efectos significativos en las redes de distribución: la presencia de flujos bidireccionales, el aumento de la contribución de capacidad de CC, el impacto de niveles de tensión, entre otros.

La GD representa un cambio en este paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Se pudiera pensar que es un concepto nuevo, sin embargo, tiene su origen en los inicios de la generación de energía eléctrica. Así la GD es: la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana posible al centro de carga, con la opción de interactuar con la red eléctrica de la Compañía Suministradora.

Actualmente la solución al problema de regulación se hace más complicada, debido a la complejidad y gran desarrollo de las redes de distribución de energía. Por lo tanto, es conveniente regular localmente el nivel de CC y voltaje en los diversos centros de consumo. Se ha observado que a medida en que se incrementa la conexión de unidades de Generación Distribuida (GD) a los sistemas

de distribución se presentan diversos impactos en las condiciones operativas del sistema. Uno de estos aspectos es el mejoramiento de la regulación de la red, pues debido a la cercanía de estas fuentes a los centros de carga, los niveles de tensión en los lugares con peores índices de voltaje pueden ser mejorados, siempre y cuando la ubicación y el tamaño de dichas unidades sean las adecuadas. Asimismo, es importante controlar el aumento del nivel de CC por la GD.

Una propuesta para la disminución de cortocircuito es la implementación de reactores en serie a la salida del generador. Sin embargo, no siempre el reactor es la mejor opción ya que dependiendo de la impedancia de éste y al disminuir el nivel de cortocircuito puede provocar una sobretensión mayor a la que puede aguantar el sistema. Es por ello que se vuelve de suma importancia modelar la capacidad del generador para ver el aumento del cortocircuito, así como del reactor propuesto para observar el comportamiento de la tensión.

Se propone entonces en este estudio desarrollar una metodología que encuentre el punto óptimo que regule el nivel de CC y de la tensión principalmente en una condición de perturbación.

1.1 Definición del Problema

Se requiere realizar el modelado de la tensión y de la corriente de cortocircuito en el punto de interconexión de una central eléctrica de un circuito de media tensión de 23 kV y verificar su comportamiento, así como los efectos que pudieran tener sobre el sistema eléctrico para poder tomar decisiones sobre la interconexión del permisionario y así evitar afectaciones al sistema.

1.2 Justificación

La presencia de una central eléctrica altera radicalmente la forma en que se tratan los sistemas de distribución, planteando nuevos requerimientos técnicos y económicos. Esto vuelve obsoletos los procedimientos de operación, planeación de la expansión y comercialización tradicionales, resultando introducir cambios metodológicos para tener en cuenta el impacto de la generación distribuida en la gestión de las redes generales de distribución.

Debido a lo anterior se realiza el análisis del comportamiento de la tensión y de la corriente de la central eléctrica interconectada a un sistema de distribución de 23 kV en caso de falla, esto con el fin de implementar acciones que minimicen el daño de las instalaciones.

A partir de este trabajo se podrán definir los criterios que deben cumplir los permisionarios que se interconecten a la red eléctrica de distribución para evitar daños al sistema y que éste colapse en algún momento.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Modelado de la generación distribuida al interconectarse a las RGD.

1.3.2 Objetivo Particular

- Analizar el comportamiento de la tensión y de la corriente de cortocircuito al interconectar una generación distribuida a las RGD.
- Impacto de la Generación Distribuida al tener conectado un reactor al generador del permisionario.
- Definir los criterios para la interconexión de una generación distribuida a las RGD.

1.4 Alcance del Proyecto

El objetivo de estudio únicamente se realizará en estado transitorio en las RGD de 23 kV.

1.5 Aportaciones

- Se propone el modelado del generador en software ATP.
- Se realiza la simulación del cortocircuito en el punto de interconexión con el programa Aspen Onliner.

1.6 Estado del Arte

Se ha observado que a medida en que se incrementa la conexión de unidades de generación a los sistemas de distribución se presentan diversos impactos en las condiciones operativas del sistema. Uno de estos aspectos es el aumento del nivel de cortocircuito.

Actualmente en el ámbito de la Zona de Distribución Ermita de la División Valle de México Sur se tiene el caso de la empresa FERMICAISE S.A. DE C.V. Fermicaise es una empresa dedicada a la elaboración de medicamentos y productos farmacéuticos ubicada en la Ciudad de México en Lebrija No. 873, Col. Granjas Estrella, Delegación Iztapalapa, Ciudad de México, con coordenadas geográficas 19° 19'30"N y 99° 5'10"O. Tiene una capacidad de fermentación de 2,200,000 lts, siendo una de las plantas más grandes en Latinoamérica.

Debido a su giro farmacéutico requiere de alimentación continua de 23 kV con respaldo automático en caso de falta de suministro, lo que la convierte sin duda alguna en el cliente más importante para CFE en la zona Ermita de la División de Distribución Valle de México Sur.

Desde su puesta en servicio en 2013, ha representado el caso de éxito más importante en la Zona Ermita ya que ha sufrido una serie de cambios orientados a mantener la continuidad del servicio.

En el año 2017, CFE Valle de México Sur recibió una solicitud de estudio de impacto de la empresa Fermicaise, S.A. de C.V. para la interconexión del incremento de su central de generación de 9.6 MW a 15.84 MW. La generación de energía eléctrica es con base en cogeneración eficiente en modo ciclo simple de motogeneradores, cuyo combustible principal es el gas natural.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”



Figura 1.1 Ubicación Geográfica de Fermicaise

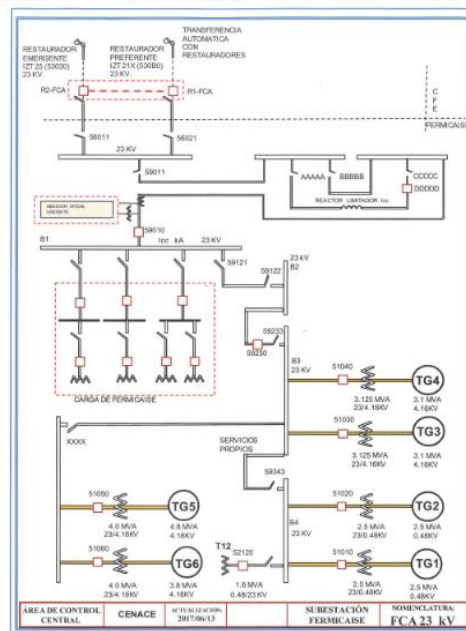


Figura 1.2 Diagrama Unifilar de la Generación de Fermicaise

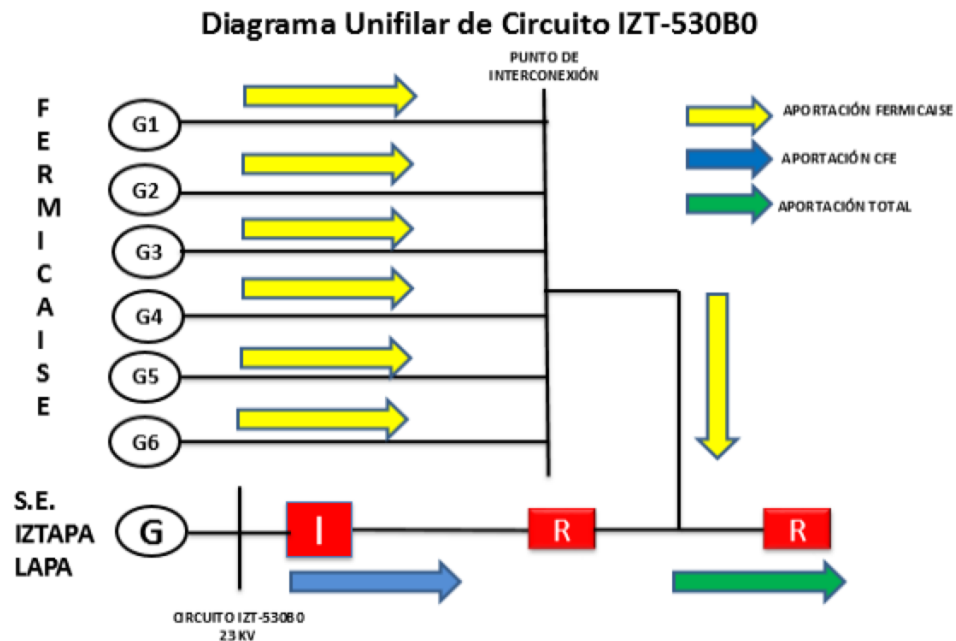


Figura 1.3 Diagrama unifilar del circuito IZT-530B0 donde se interconecta la central eléctrica

Debido al aumento del cortocircuito por la entrada de los nuevos generadores se propone la implementación de reactores en serie a la salida del generador para minimizar el efecto del cortocircuito y así evitar daños y el colapso del sistema. Sin embargo, no siempre el reactor es la mejor opción ya que dependiendo de la impedancia de éste y al disminuir el nivel de cortocircuito puede provocar una sobretensión mayor a la que puede aguantar el sistema. Es por ello que se vuelve de suma importancia modelar la capacidad del generador para verificar el comportamiento del cortocircuito y así proponer un reactor que disminuya el nivel de cortocircuito y que no provoque una sobretensión que exceda la capacidad del equipo instalado en la red de media tensión. Para ello se requiere instalar un interruptor para el reactor con el fin de monitorear su estado y verificar si los reactores están dentro o fuera. En caso de que el interruptor del reactor esté abierto se manda disparo automático al restaurador frontera del servicio del circuito preferente o emergente con el fin de garantizar la seguridad del sistema.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

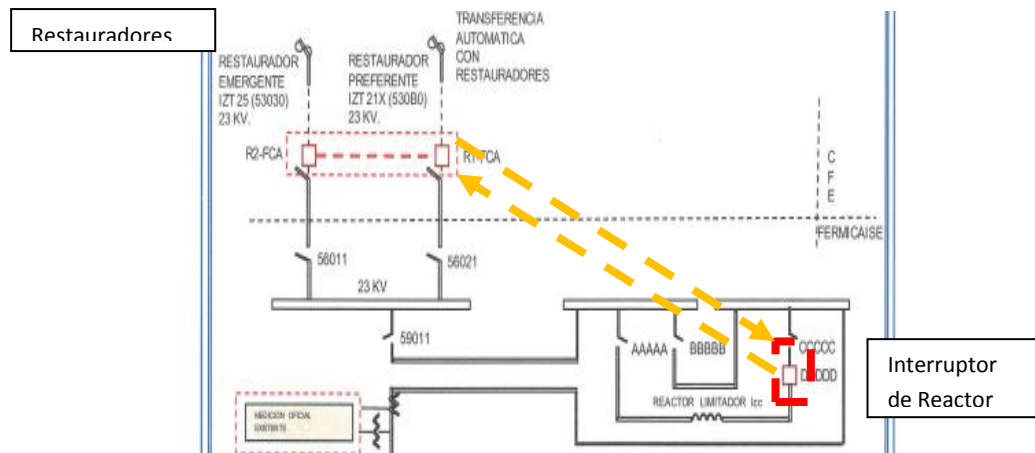


Figura 1.4 Disparo automático de restaurador con reactor

Otra de las propuestas es habilitar en los restauradores frontera (circuito preferente y emergente) un disparo por potencia. Es decir, se habilitan 2 pasos de alarmas al 80% y 90% de la carga contratada y en caso de exceder el monto contratado (15.84 MW) se dispararía el restaurador.

Debido a lo anterior, se propone entonces en este estudio desarrollar una metodología que encuentre el punto óptimo que regule el nivel de CC y de la tensión principalmente en una condición de perturbación para el caso FERMICAISE al momento de incrementar su Generación Distribuida.

CAPÍTULO 2

CAPÍTULO 2

MARCO DE REFERENCIA

2.1 Resumen

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.). Este sistema está basado en la ley de Faraday.

El descubrimiento del principio del generador de CA por Michael Faraday en 1831 fue un gran adelanto para la ingeniería; brindó un medio conveniente para generar la energía eléctrica necesaria para todos los aparatos electrónicos, eléctricos y electromecánicos que se emplean en la actualidad.

La energía eléctrica se obtiene convirtiendo energía de fuentes de combustibles fósiles (gas, petróleo y carbón), combustible nuclear (uranio), energía hidráulica (la caída de agua), energía geotérmica (agua caliente, vapor), energía eólica, energía de las mareas y energía de la biomasa (desechos). Estos medios diversos para la generación de energía eléctrica se estudian en detalle en el campo de la ingeniería de potencia, la cual se ha convertido en una especialidad indispensable de la ingeniería eléctrica. Un ingeniero eléctrico debe estar familiarizado con el análisis, generación, transmisión, distribución y costo de la energía eléctrica.

Existen muchas tecnologías de Generación Distribuida disponibles. La GD puede estar basada en varias fuentes de energía primarias. El tipo de fuente de energía primaria en un futuro determinará el tipo de conexión de red suministrada y la característica de la salida de la GD.

Basada en la característica de potencia de salida, la GD puede ser clasificada como despachable o no despachable. Cuando la GD es despachable, el operador de GD puede determinar una potencia de salida de las unidades de la GD controlando las fuentes de energía primaria que son suministradas por las unidades de generación. Cuando la GD no es despachable, el operador no puede despachar las unidades de GD porque el comportamiento de las fuentes de energía primaria no puede ser controlado. Las unidades no despachables son normalmente las únicas manejadas por las fuentes de energía renovables, donde la potencia de salida dependerá de la disponibilidad de las fuentes de energía.

La GD puede ser conectada a la red directamente usando generadores síncronos o de inducción o vía interfaz de potencia electrónica. Las unidades de generadores síncronos son usualmente utilizadas para GD con turbinas de gas de motores de combustión interna y turbinas de gas de ciclo combinado, solar térmica, biomasa y geotérmica. La GD con generadores de inducción son usados en energía eólica y en pequeñas plantas hidroeléctricas. La GD interconectada con convertidores de potencia electrónicos son usados en generación fotovoltaica, celdas de combustible, microturbinas, y también energía eólica, la GD con un generador síncrono o con interfaz electrónica tienen la ventaja que pueden ser controladas para suministrar o absorber potencia reactiva. Algunos ejemplos de tipos de generación se mencionan a continuación.

➤ **Motores de Combustión Interna**

Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil. Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria. El más empleado es el gas natural.



Figura 2.1 Motor de combustión interna

➤ **Turbinas de Gas**

La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.

Básicamente, se compone de un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se pueden utilizar en varias configuraciones: ciclo simple (que es una turbina produciendo sólo electricidad), cogeneración (en la que se añade a la turbina de ciclo simple un recuperador de calor que permite obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape) y ciclo combinado turbina de gas-turbina de vapor (añadiendo una turbina de vapor que aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica).

El tamaño de las turbinas varía entre 0,25-500 MW, con algunas aplicaciones comerciales entre 1 y 2 MW, y su eficiencia ronda el 40 %, en ciclo simple; entre el 40-60 %, en ciclo combinado; y entre el 70-90 %, en cogeneración.

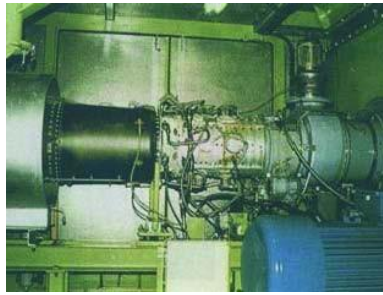


Figura 2.2 Turbina de gas

➤ **Minihidráulica**

El fundamento básico de este tipo de generación consiste en el aprovechamiento de la energía potencial del agua, almacenada en un embalse o procedente de un río, para producir energía eléctrica. La energía potencial del agua se transforma en energía cinética en su camino descendiente por las tuberías forzadas. A continuación, se transforma la energía cinética en energía de presión, energía mecánica y, finalmente, en energía eléctrica.

Dentro de este tipo de generación, únicamente se consideran como GD las llamadas centrales mini-hidráulicas, es decir, aquéllas cuya potencia máxima instalada no supera los 10 MW, definiéndose la potencia de la instalación como el producto del caudal por el salto. Los caudales pueden variar desde 0,4 hasta 200 m³/s y los saltos desde 3 hasta 250 m, empleándose, en cada caso, la turbina más apropiada. Asimismo, entre la toma de agua y el punto en el que se restituye de nuevo al cauce no suele haber más de un kilómetro.



Figura 2.3 Minihidráulica

➤ **Eólica**

En las instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica, la fuente primaria de energía es el viento, aire en movimiento originado por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por efecto del Sol.

Como GD puede considerarse, únicamente, las pequeñas instalaciones de aerogeneradores instaladas cerca del consumo que pueden servir para llevar suministro eléctrico a lugares aislados, alejados de la red eléctrica, y utilizadas comúnmente para el bombeo de agua, etc.

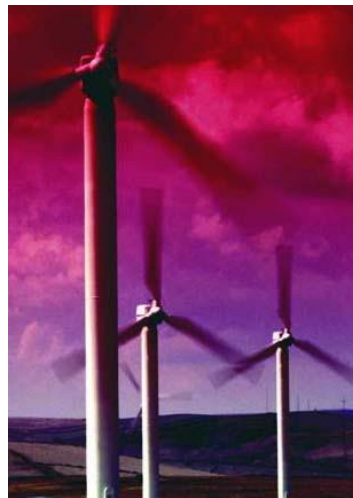


Figura 2.4 Generador Eólico

➤ **Solar-Térmica**

La energía solar-térmica se basa en la conversión de la energía procedente de la radiación solar en calor transferido a un fluido normalmente agua. En el caso de pequeñas instalaciones, no se produce electricidad de forma directa, aprovechándose su energía en forma térmica.

En función de la temperatura máxima que alcanza el fluido, se distinguen tres tipos de sistemas: de baja (captadores planos y captadores con tubo de vacío), media (espejo cilindro-parabólico) y alta temperatura (discos parabólicos y centrales de torre). Sólo se puede considerar GD los sistemas de baja temperatura y los discos parabólicos, pues las potencias de generación, en los

otros casos, son superiores a los 10 MW y no están situados cerca de los puntos de consumo. Para aplicaciones individuales o pequeños sistemas eléctricos aislados, los sistemas de disco parabólico son una opción viable, con eficiencias teóricas muy altas. Sin embargo, se encuentran actualmente en fase de experimentación, siendo los sistemas que más alejados están de la comercialización.

➤ **Solar Fotovoltaica**

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor, que constituye las denominadas células fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando la generación de una corriente continua.



Figura 2.5 Celda Solar Fotovoltaica

En la siguiente tabla se muestra la potencia a la cual cada tecnología puede generar, así como su rendimiento.

Tabla 2.1. Tecnologías de Generación

Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico ¹ (%)	Coste inversión ² (€/kW)	Disponibilidad comercial
Motor alternativo	Gas natural, diesel, biogás, propano	0,08-20	28-42 % (gas natural) 30-50 % (diesel) 80-85 % (cogeneración)	500-900	Actual
Turbina de gas	Gas natural, biogás, propano	0,25-500	25-60 % 70-90 % (cogeneración)	600-1400 (CHP)	Actual
Minihidráulica	Agua	0,01-10	80-90 %	1000-1800	Actual
Eólica	Viento	0,005-5	43 %	1100-1700	Actual
Solar térmica³	Sol	0,0002-200	13-21 %	3500-8000	Actual
Fotovoltaica	Sol	< 0,001-0,1	14 %	5000-7000	Actual
Biomasa	Biomasa		32 %	1500-2500	Actual
Microturbina	Gas natural, hidrógeno, propano, diesel, biogás	0,025-0,4	25-30 % Hasta 85 % (cogeneración)	900-2000	Actual (limitada)

2.2 Marco Histórico

2.2.1 Generación Distribuida en el Mundo

En EE.UU. y Europa la GD se ha convertido en una solución viable técnica y económicamente para el consumidor porque mejora la confiabilidad del suministro convirtiéndose en una alternativa importante dentro del concepto de electricidad segura.

En la mayoría de estos países la GD participa con el 10% de la capacidad instalada e incluso en países como Holanda y Dinamarca, la GD ha llegado a ocupar un 30 o 40% de la capacidad total instalada. Por ejemplo, en Austria el 78% de su generación para el año 2010 se basará en fuentes de energía renovable.

Los beneficios que se observan en los sistemas a nivel mundial y la experiencia internacional en el manejo de las tecnologías sirven de plataforma para motivar tanto a la comunidad técnica como a la empresarial y académica colombiana para investigar el tema. En Colombia la aplicación de estas tecnologías a corto plazo podría estar orientada hacia las zonas no interconectadas rurales e

industriales. En este país desde hace algún tiempo se realiza GD por parte de industriales privados produciendo y aprovechando simultáneamente energía eléctrica y térmica útil a partir de una fuente de energía primaria, técnica conocida como cogeneración; esta actividad no está plenamente desarrollada pues apareció como iniciativa independiente sin normatividad.

Por ejemplo Alemania, uno de los países con mayor descentralización en su sector eléctrico, registró en 2013 una capacidad instalada en generación distribuida de 86 GW²⁵, equivalente al 48% del total disponible.²⁶ Las razones que motivaron dicha descentralización fue la promoción de la inversión en energías renovables, un menor impacto ambiental (altamente dependiente de energía nuclear y carbón) y una mejora en la seguridad energética.

De igual forma, California (Estados Unidos) ha decidido impulsar el desarrollo de sistemas de generación distribuida. En 2013 el estado consumió un total de 15,294 TWh (terawatts---hora), equivalentes al 5.5% del total de su energía, a partir de sistemas de generación distribuida,²⁷ de los cuales el 51% se concentra en industria, 21% en edificios comerciales, 14% en minería y construcción y 8% en residencias. El gobierno de California ha decidido impulsar este sector debido a su potencial, la reducción de emisiones de gases efecto invernadero, las menores pérdidas de energía del sistema, y la necesidad de reducir la presión sobre grandes productores y del sistema en general.

Por otro lado, países como la India, que cuenta con condiciones muy diferentes a Alemania y California, también han impulsado el desarrollo de sistemas de generación distribuida para la electrificación de zonas rurales debido a la limitada capacidad de su red, así como sus pérdidas. En 2001 de acuerdo al Censo Económico de la India se identificaron 5,259 poblados marginados sin acceso a electricidad. Para el año 2010 cerca de dos terceras partes (63%) de dichos poblados ya contaba con electricidad debido al desarrollo de sistemas de generación distribuida. Se espera que este número aumente, ya que la alternativa es más costo eficiente que extender la red eléctrica [2]

2.2.2 Generación Distribuida en México

Hace poco más de 25 años Inglaterra fue el primer país en abrir a la libre competencia su sector eléctrico. A partir de ésta siguió la desregularización de los principales mercados eléctricos del mundo. Diez años más tarde comenzó la segunda ola de reformas en el sector, esto con el fin de descentralizar la generación eléctrica. Ante la reciente reforma energética aprobada en México, existen múltiples políticas que establecer para asegurar una amplia competencia, así como una descentralización del sector. En este sentido, el presente reporte busca aportar ideas para promover tanto la competencia como la democratización del mercado eléctrico mexicano a partir de mejores prácticas internacionales.

La generación distribuida, entendida como la generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala cerca del lugar de consumo, con opción de vender electricidad a la red, puede representar una alternativa para aumentar la competitividad de México. En particular existen seis razones de peso para creerlo:

1. La energía eléctrica es cara. Aun considerando subsidios, las tarifas promedio de México son 25% más altas que en Estados Unidos y hasta un 150% superiores en el sector residencial de alto consumo. Lo que hace que esquemas a pequeña escala resulten atractivos para los consumidores.

2. La red mexicana tiene pérdidas muy por encima del promedio internacional. Con el 17%, el porcentaje de la electricidad que se pierde en el proceso de transmisión y distribución de electricidad en México es uno de los más altos del mundo. Para cumplir con la meta de reducir este porcentaje a 8% y estar a la par de la media internacional, la instalación de sistemas de generación distribuida se convierte en una opción atractiva al presentar pérdidas muy bajas.

3. El consumo está concentrado. Menos del 1% de los usuarios de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) consume el 58% de la energía eléctrica en México. Las industrias con alta demanda energética como la acerera, cementera o petrolera, tienen una gran oportunidad para la instalación de sistemas de cogeneración eficiente, tecnología que consiste en la producción y aprovechamiento de energía (eléctrica y térmica) a partir de un solo proceso.

4. La demandada está creciendo. Se espera que para el 2027 las ventas internas de electricidad se dupliquen respecto a 2012, esto con una tasa de crecimiento promedio anual superior al 4%. El

mercado interno representan el 88.6% del consumo eléctrico nacional. Por lo anterior, es indispensable planear de manera óptima cómo se va a asegurar el abasto eléctrico.

5. Existe una política de servicio universal. De las 513,482 viviendas sin electricidad que se contabilizaron en 2010 el 75% se encontraban en localidades con menos de 2,500 habitantes. Esto representa una oportunidad para el desarrollo de sistemas de generación distribuida en zonas rurales o urbanas marginadas. De esta forma, se evitaría incurrir en costos relacionados con la construcción de infraestructura de transmisión, los cuales se incrementan al tratarse de zonas remotas y con baja densidad poblacional.

6. Potencial para generar precios competitivos. Gran parte del éxito de la generación distribuida depende de qué tan competitivos son los costos de producción. En este sentido, México cuenta con un enorme potencial para aprovechar tanto sus recursos renovables. De acuerdo con estimaciones oficiales, la capacidad instalada de generación distribuida podría aumentar de 1.7% a 12% en el periodo 2013---2027, se espera que 56% provenga de energía solar fotovoltaica, 18% biomasa y 17% plantas eólicas entre otras.

El avance de la tecnología ha hecho que la generación distribuida no sólo se convierta en una fuente de electricidad en aquellos lugares donde no hay suministro eléctrico, sino también en una forma eficiente de abastecer a ciertos consumidores y vender la energía excedente a la red. Existen múltiples ventajas de la generación distribuida, una relevante para nuestro país es que reduce las pérdidas de energía del sistema al consumir la energía en el lugar que se produce. Cabe recordar que en México se pierde más del 15% de la energía que se transmite en la red.²⁴ Por otro lado, la generación distribuida permite una mayor diversificación de la matriz energética, lo que aumenta la seguridad energética y disminuye la necesidad de grandes inversiones de infraestructura para suministrar electricidad en el país. En la tabla 2.2 se describen otras ventajas de la generación distribuida de acuerdo con la literatura. [2]

Tabla 2.2. Beneficios de la generación distribuida

Beneficios para el Usuario	Beneficios para el Suministrador
Incremento en confiabilidad y disponibilidad	Abasto en zonas remotas
Abasto en zonas remotas	Libera capacidad del sistema
Reducción del número de interrupciones	Proporciona mayor control de energía reactiva
Uso eficiente de la energía	Mayor regulación de tensión
Menor costo de la energía (cuando se usan vapores de desecho o por el costo de energías en horas pico)	Disminución de inversión
Uso de energías renovables	Menor saturación
Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio	Reducción del índice de fallas
Disminución de emisiones contaminantes	Disminución en las pérdidas por transmisión y distribución
	Reducción de consumo de combustibles fósiles
	Nivelan los perfiles de voltaje al aportar potencia y energía reactiva en la red
	Ingresos adicionales por cuestiones de respaldo, porteo y otros servicios.

Actualmente en el ámbito de la División de Distribución Valle de México Sur de la CFE se han interconectado algunos generadores como es el caso de Sanborns Parque Tezontle y Sanborns Perisur de 1 MW cada uno. Asimismo, el permisionario Tecnoambiental SEA en Televisa San Ángel el cual está generando 4.2 MW. En ninguno de los casos anteriores la interconexión de los generadores ha puesto en peligro la infraestructura eléctrica de las Redes Generales de Distribución.

2.3 Marco Teórico

2.3.1 Clasificación de las Centrales Eléctricas

Según el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional, las Centrales Eléctricas deben cumplir los requerimientos según su capacidad instalada de conformidad con las categorías mostradas en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Clasificación de una central eléctrica según su capacidad.

Áreas Sincronas	Central Eléctrica Tipo A	Central Eléctrica Tipo B	Central Eléctrica Tipo C	Central Eléctrica Tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} < P < 30 \text{ MW}$	$P > 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} < P < 20 \text{ MW}$	$P > 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} < P < 10 \text{ MW}$	$P > 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} < P < 3 \text{ MW}$	$P > 3 \text{ MW}$

Para este trabajo analizaremos los requerimientos de interconexión ante variaciones para Centrales Eléctricas de tipo C:

- A. Control secundario de frecuencia:

La Central Eléctrica debe contar con el equipamiento necesario para participar en la regulación secundaria de acuerdo con las características especificadas en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación.

B. Monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de frecuencia:

En base a los estudios de interconexión o los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE podrá solicitar el monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de la frecuencia para supervisar la operación de respuesta de potencia activa a la frecuencia, supervisando las señales indicadas en el apartado (2.4) inciso (a).

- **Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión**

Para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D aplican los especificados en la Tabla 2.4

Tabla 2.4 Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas.

Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado	$1.05 \text{ pu} < V < 1.10 \text{ pu}$	30 minutos
Nacional, Baja California, Baja	$0.95 \text{ pu} < V < 1.05 \text{ pu}$	Ilimitado
California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$0.90 \text{ pu} < V < 0.95 \text{ pu}$	30 minutos

A. Rangos de tensión:

La Central Eléctrica debe mantenerse interconectada a la red y operar dentro de los rangos de tensión, en los tiempos, por evento, especificados en la Tabla 2.4;

El CENACE podrá establecer periodos más cortos de tiempo durante los cuales la Central Eléctrica debe permanecer interconectada a la red en caso de sobretensión y baja frecuencia o baja tensión y alta frecuencia simultáneas;

Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados, éstos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el CENACE para preservar o restablecer la seguridad del sistema, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías.

- **Requerimientos generales para centrales eléctricas tipo C**

Aplican los requerimientos Generales de administración del sistema para Centrales Eléctricas de tipo B:

a. Pérdida de estabilidad o control angular:

La Central Eléctrica debe ser capaz de desconectarse automáticamente de la red con el fin de ayudar a preservar la seguridad del sistema o para evitar que la Central Eléctrica sufra daños. La Central Eléctrica y el CENACE acordarán los criterios para la detección de pérdida de estabilidad angular;

b. Instrumentación:

La Central Eléctrica, a solicitud del CENACE, debe estar equipada con dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema. La Central Eléctrica debe registrar al menos los siguientes parámetros:

- A. Tensión;
- B. Potencia activa;
- C. Potencia reactiva; y
- D. Frecuencia.

El CENACE especificará los parámetros de calidad de suministro que han de cumplirse y otras variables adicionales de interés;

La configuración de los dispositivos de registro de fallas, incluidos los criterios de activación y las frecuencias de muestreo serán acordados entre la Central Eléctrica y el CENACE;

El dispositivo de monitoreo de comportamiento dinámico del sistema incluirá un criterio de activación especificado por el CENACE.

Los dispositivos para calidad de suministro y monitoreo de comportamiento dinámico del sistema deben incluir los medios para que el CENACE pueda acceder a la información. Los protocolos de comunicación para los datos registrados serán definidos en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación.

El analizador de calidad de la energía debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- A. Un registro de datos de forma continua en el punto de interconexión que cumpla con la especificación o normativa aplicable;
- B. La información generada debe estar disponible para el CENACE para su explotación a través de las funcionalidades de consulta y/o envío remoto automático; y
- C. El paquete de software será entregado para la visualización de los archivos nativos que se generen por eventos del analizador.

CAPÍTULO 3

CAPÍTULO 3

PARÁMETROS DE OPERACIÓN EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD)

3.1 Estructura General

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos básicamente por tres grandes grupos.

- Sistemas de Generación
- Sistemas de Transmisión
- Sistemas de Distribución

Los sistemas de Distribución a diferencia de los sistemas de Generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos. El sistema de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como son tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad. Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden principalmente seis partes:

- 1- Líneas de subtransmisión
- 2- Subestaciones de distribución
- 3- Circuitos de media tensión
- 4- Transformadores de distribución
- 5- Circuitos de baja tensión
- 6- Acometidas

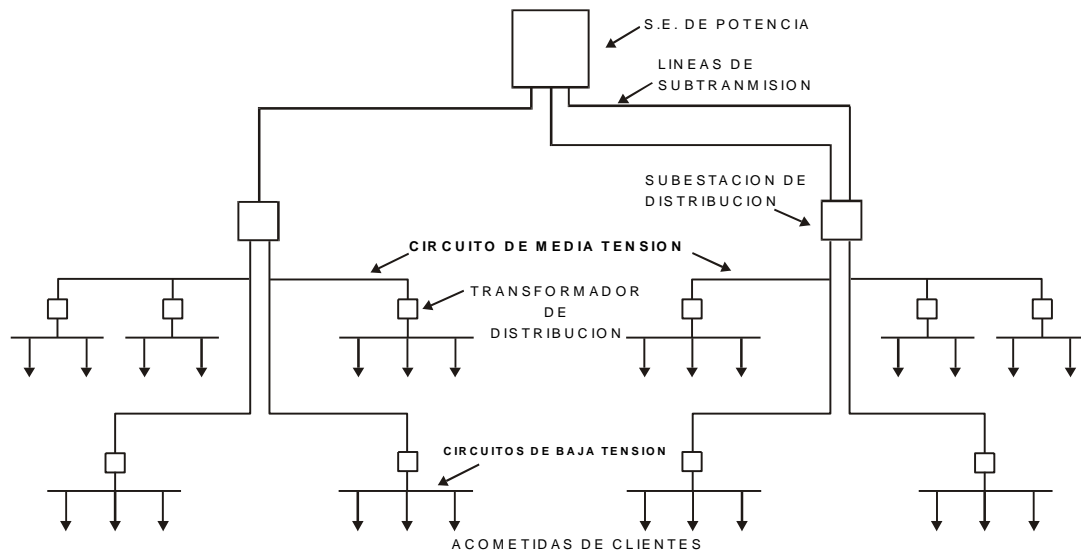


Figura 3.1 Sistema de Distribución

Líneas de Subtransmisión.- Circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimenta e interconecta las Subestaciones de distribución, los niveles de tensión utilizados en nuestro país son 138, 115, 85 y 69 kV.

Subestaciones de Distribución.- Conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.

Circuitos de Media Tensión.- Circuitos eléctricos que parten de las Subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de tensión utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 kV.

Transformadores de Distribución.- Equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión, a la tensión contratada por los usuarios.

Circuitos de Baja Tensión.- Circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.

Acometidas.- Circuitos que interconectan al usuario con los sistemas de distribución.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

Las tensiones utilizadas en los sistemas de distribución y sus límites de operación se pueden agrupar de acuerdo con lo indicado en las tablas 3.1 y 3.2 respectivamente, mismas que se muestran a continuación.

Tabla 3.1 Tensiones de Operación

CLASIFICACIÓN DE TENSIÓN	COMPONENTE DEL SISTEMA	TENSIÓN NOMINAL KV		
		PREFERENTE	RESTRINGIDA	CONGELADA
BAJA TENSIÓN (MENOR DE 1KV)	ACOMETIDAS Y CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN	0.120		
		0.127		
		0.220		
		0.140		
MEDIA TENSIÓN (MAYOR A 1 KV Y MENOR A 35 KV)	CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN	13.8		2.4
		23.0		4.4
		34.5		6.9
				11.8
				20
ALTA TENSIÓN (MAYOR A 35 KV Y MENOR A 230 KV)	LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	69	85	
		115	138	

3.2 Arreglos para el Sistema de Distribución

El objetivo de esta sección es identificar los diferentes tipos de arreglos empleados en un sistema de distribución, esto permite visualizar la flexibilidad o condición de carga a la que está sometido cada uno de sus elementos, siendo fundamental para la selección adecuada de la operación y ajustes de los dispositivos de protección; adicionalmente se pretende que los tipos de arreglos mostrados, den alternativas al ingeniero de distribución para la planeación y operación de sus líneas, circuitos y redes bajo una configuración ordenada.

En forma general se establecen solo tres tipos fundamentales de dichos arreglos:

Radial.- Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre la fuente y la carga por una sola trayectoria, el sistema radial es el más sencillo, económico y comúnmente usado, siendo poco confiable ya que cualquier falla en uno de los elementos interrumpe la alimentación a la carga. Este arreglo tiene una capacidad limitada para funcionar como una fuente de energía alterna al interconectarse con otra fuente.

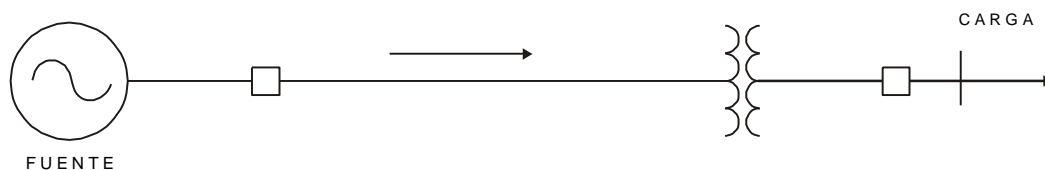


Figura 3.2 Sistema Radial

Anillo.- Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por dos trayectorias, este arreglo aumenta en forma considerable la confiabilidad del sistema.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

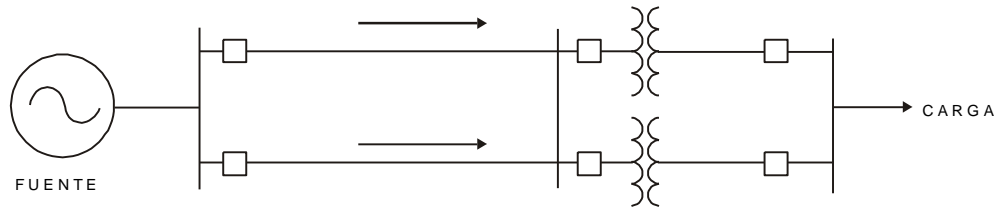


Figura 3.3 Sistema Anillo

Mallado.- Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por múltiples trayectorias. Es el arreglo más confiable y costoso.

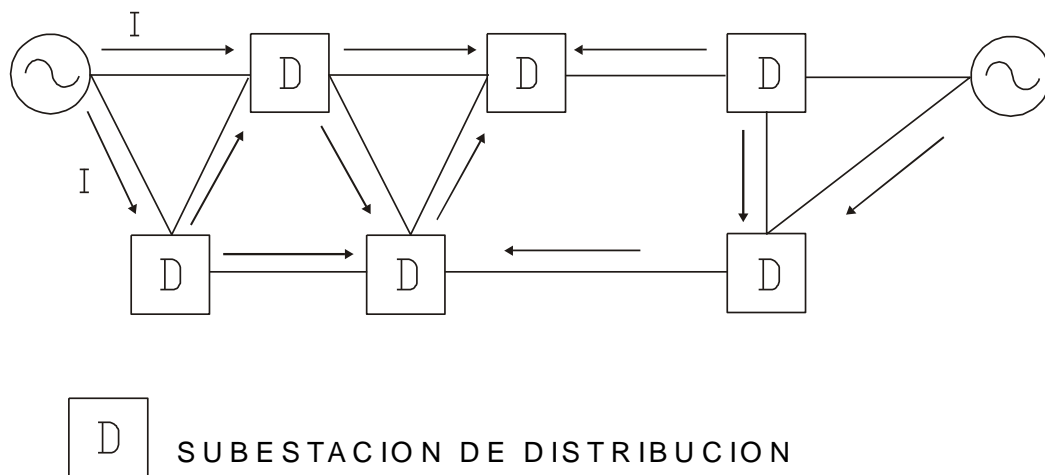


Figura 3.4 Sistema Mallado

Por otra parte, de manera particular en base a su funcionalidad y considerando los tres tipos fundamentales de arreglos indicados anteriormente, se presentan diferentes configuraciones para cada elemento del sistema de distribución. En las siguientes páginas pueden observarse algunas de las más comunes.

3.3 Estudio del Cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito que se originan por diversas causas en los sistemas eléctricos son alimentadas por elementos activos: generadores, motores, etc. y se limitan por elementos pasivos del sistema: impedancias de conductores, reactores serie, transformadores, generadores, etc.

El cortocircuito es la eliminación de los obstáculos al paso de la corriente, es decir, la disminución repentina de la trayectoria normal que debe seguir dicha corriente, provocándose el flujo de una corriente de gran magnitud comparada con la corriente normal de carga.

Las corrientes de cortocircuito dependen de los valores de las impedancias que componen el sistema, a menor impedancia mayor nivel de corriente y viceversa, esto está relacionado con la capacidad de las fuentes de corriente, un generador de gran capacidad aportará mayor corriente que un generador pequeño.

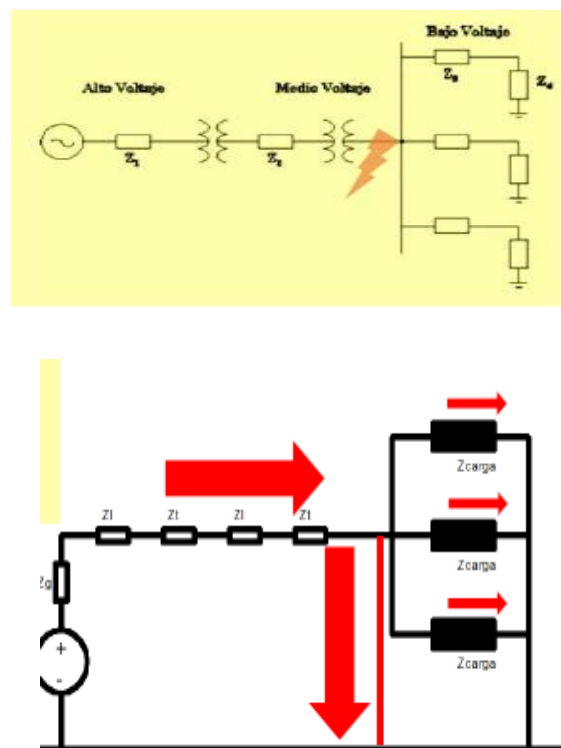


Figura 3.5 Aportaciones de cortocircuito de un generador

La determinación de estas corrientes de cortocircuito es importante para varios propósitos:

- Determinar la capacidad interruptiva de equipos a usarse en el sistema.
- Seleccionar las relaciones adecuadas de Transformadores de Corriente.
- Realizar los estudios de coordinación de protecciones.

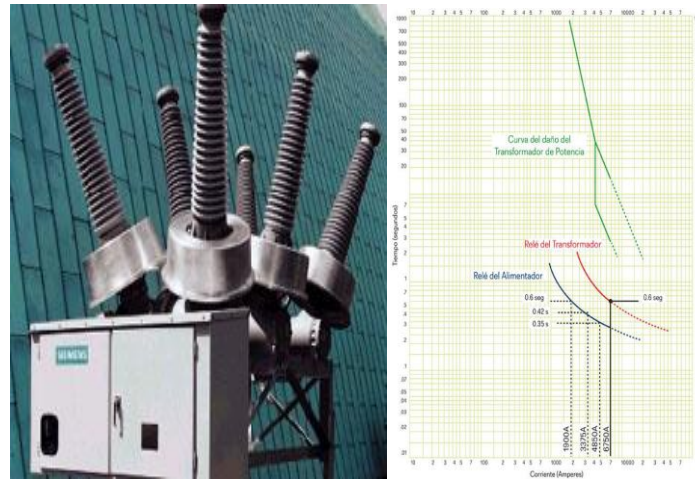


Figura 3.6 Aplicación del cortocircuito en interruptores, coordinación de protecciones

Las principales fuentes suministradoras de la corriente de cortocircuito son los generadores. En un generador la corriente es limitada por sus reactancias: subtransitoria X_d'' , transitoria X_d' y síncrona X_d . Las reactancias mencionadas se pueden definir brevemente como sigue:

Reactancia subtransitoria.

Es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el cortocircuito y determine la corriente que circula en el devanado del estator durante los primeros ciclos mientras dure el cortocircuito.

Reactancia transitoria

Se trata de la reactancia inicial aparente del devanado del estator si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y sólo se consideran los efectos del arrollamiento del campo inductor.

Esta reactancia determine la intensidad que circula durante el intervalo posterior al que se indicó anteriormente y en el que la reactancia subtransitoria constituye el factor decisivo. La reactancia transitoria hace sentir sus efectos durante 1.5 segundos o más, según la construcción de la máquina.

Reactancia síncrona

Es la reactancia que determine la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario. Sólo hace sentir sus efectos después de transcurrir algunos segundos desde el instante en que se ha producido el cortocircuito y por tanto carece de valor en los cálculos de cortocircuito relacionados con la operación de interruptores, fusibles y contactores.

3.4 Comportamiento y Análisis de Fallas

3.4.1 Naturaleza de las Fallas

En los sistemas de distribución, pueden presentarse principalmente dos tipos de falla según su naturaleza.

3.4.2 Fallas de Naturaleza Transitoria

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo "recuperable". Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

Dado el corto tiempo de presencia de este fenómeno, incluso en algunas ocasiones los dispositivos de protección contra sobrecorriente no llegan a operar dependiendo de la capacidad de auto-recuperación del aislamiento, por lo que podría establecerse una "auto-liberación" de la falla sin la acción de una protección.

Otros tipos de fallas, de las cuales resultan corrientes de frecuencia nominal pueden ser de naturaleza transitoria si la tensión del elemento fallado es interrumpida rápidamente por la acción de un dispositivo de protección y luego restablecida después de que el aislamiento ha recuperado su

capacidad dieléctrica. Tales fallas pueden resultar de descargas atmosféricas con flameo de aislamiento, contacto de aves o animales, movimiento de conductores cercanos, etc.

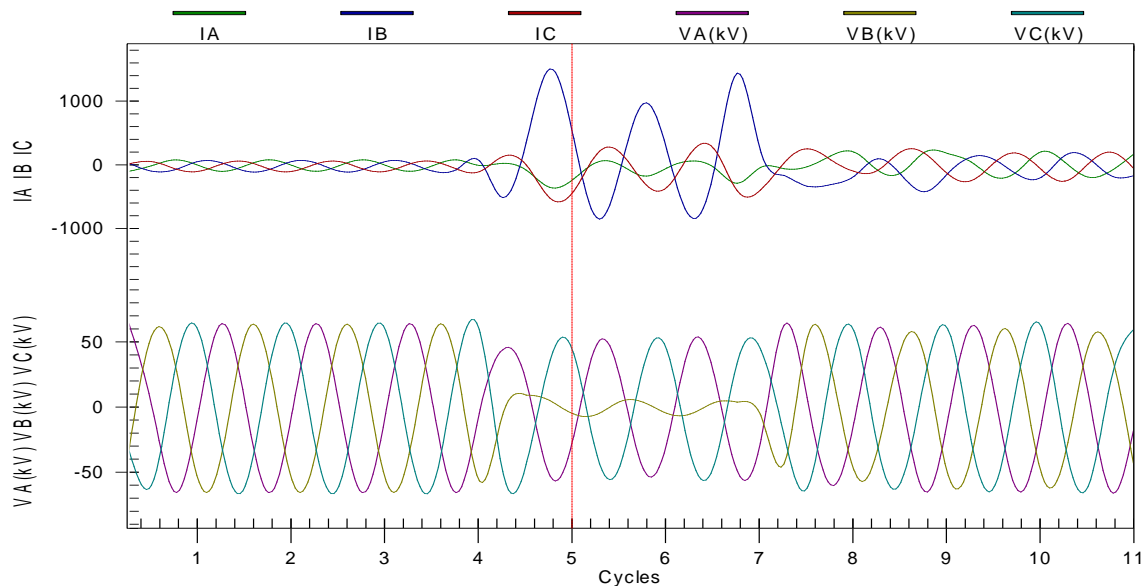


Figura 3.7 Oscilografía de falla monofásica transitoria

3.4.3 Fallas de Naturaleza Permanente

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo "no recuperable", como de aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo "no recuperable". Si se trata de aislamientos del tipo "recuperable", tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contacto de elementos conductores, ya sea entre ellos o a tierra, provocados normalmente como consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.

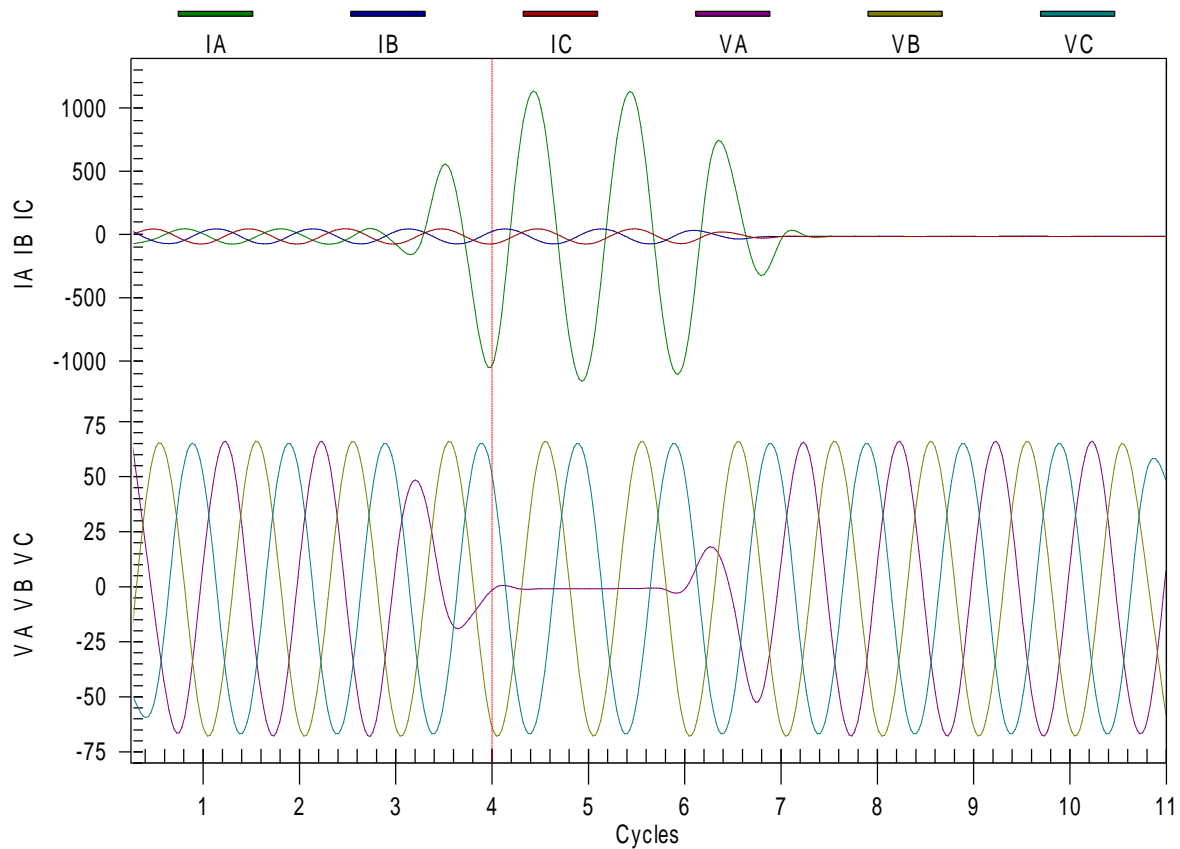


Figura 3.8 Oscilografía de falla monofásica permanente

3.4.4 Sistemas de Distribución y Naturaleza de sus Fallas

Tantas estadísticas de operación como numerosos estudios indican que las fallas en un sistema aéreo de distribución tienen el siguiente comportamiento:

Entre un 80-95% del total de fallas son de naturaleza transitoria, correspondiendo complementariamente entre el 20-5% a fallas permanentes. De las fallas transitorias entre un 90-95% son liberadas en el primer intento de restablecimiento de la tensión eléctrica; entre un 4-6% son liberadas posteriormente al segundo intento de restablecimiento; entre un 2-3% desaparecen después del tercer intento y entre 0-1% son despejadas después de un cuarto intento o en posteriores intentos de restablecimiento. A este respecto cabe señalar que en CFE desde 1989 se ha efectuado un seguimiento estadístico a una muestra promedio de 150 circuitos de distribución de 30 subestaciones

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

en tres divisiones, teniéndose hasta la fecha un total de 12,797 fallas con un patrón de comportamiento como el que se indica a continuación:

- ✓ Fallas permanentes: 10%
- ✓ Fallas transitorias: 90%
- ✓ Fallas transitorias liberadas después del 1er. Intento de restablecimiento: 90%
- ✓ Fallas transitorias liberadas después del 2do. Intento de restablecimiento: 6%
- ✓ Fallas transitorias liberadas después del 3er. Intento de restablecimiento: 3%
- ✓ Fallas transitorias liberadas después del 4to. Intento de restablecimiento: <1%

Este comportamiento se ilustra de manera gráfica en la siguiente figura:

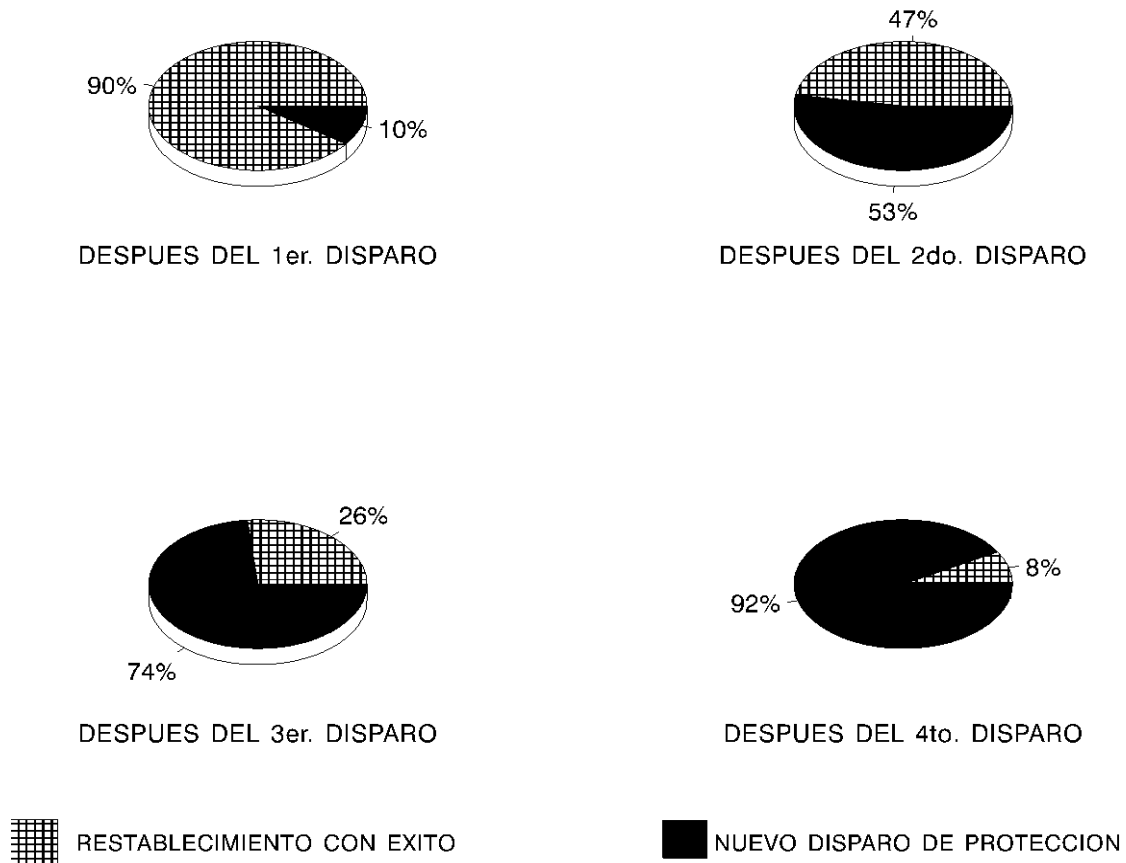


Figura 3.9 Estadística promedio de éxito para intentos consecutivos de restablecimiento

3.4.5 Tipos de Fallas

Un sistema eléctrico a prueba de fallas no es práctico ni económico. Los sistemas eléctricos modernos que como práctica son construidos con altos niveles de aislamiento, tienen suficiente flexibilidad para que uno o más de sus componentes puedan estar fuera de operación afectando en forma mínima la continuidad del servicio. Adicionalmente a las deficiencias de aislamiento, las fallas pueden ser resultado de problemas eléctricos, mecánicos y térmicos o de cualquier combinación de éstos.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

Para asegurar una adecuada protección, las condiciones existentes en un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser comprendidas claramente. Estas condiciones anormales proporcionan los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección. La mayoría de tipos y causas de falla se encuentran listados en la tabla siguiente:

Tabla 3.2 Principales tipos y causas de falla

PRINCIPALES TIPOS Y CAUSAS DE FALLA	
TIPO	CAUSA
AISLAMIENTO	DEFECTOS O ERRORES DE DISEÑO, FABRICACIÓN INADECUADA, INSTALACIÓN INADECUADA, AISLAMIENTO ENVEJECIDO, CONTAMINACIÓN
ELÉCTRICO	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENSIONES TRANSITORIAS POR MANIOBRA, SOBRETENSIONES DINÁMICAS
TÉRMICA	FALLA DE ENFRIAMIENTO, SOBRECORRIENTE, SOBRETENSION, TEMPERATURA AMBIENTE
MECÁNICA	ESFUERZOS POR SOBRECORRIENTE, SISMO, IMPACTOS POR OBJETOS AJENOS, NIEVE O VIENTO

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

Los dispositivos de protección deben operar para los siguientes tipos de falla, conocidas como fallas paralelo (shunt), las cuales tienen la probabilidad de ocurrencia indicada en la tabla 3.3, para sistemas de distribución aéreos con conductor desnudo.

Tabla 3.3 Probabilidad de ocurrencia de falla

PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
TIPO	PROBABILIDAD (%)
Monofásica (fase a tierra)	85
Bifásica a Tierra (dos fases a tierra)	8
Bifásica (entre dos fases)	5
Trifásica (entre las tres fases)	2

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

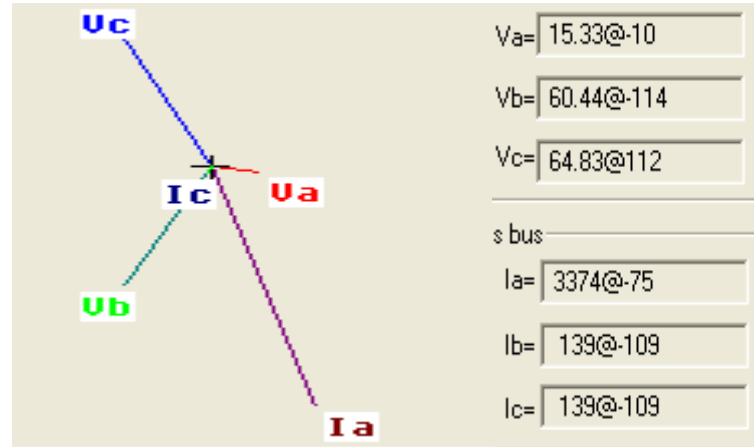


Figura 3.10 Característica de falla monofásica

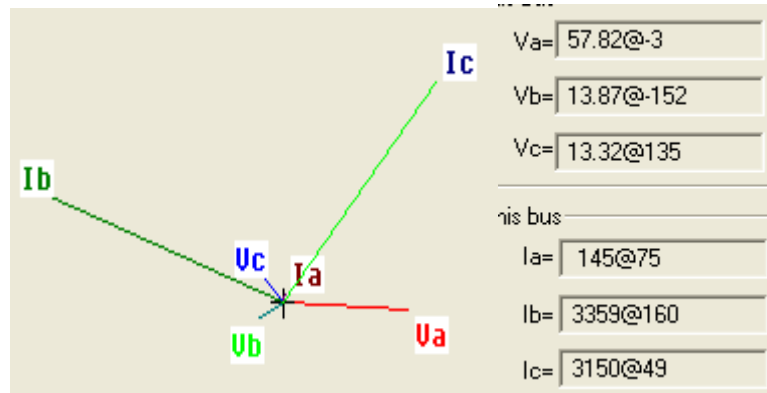


Figura 3.11 Característica de falla bifásica a tierra

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

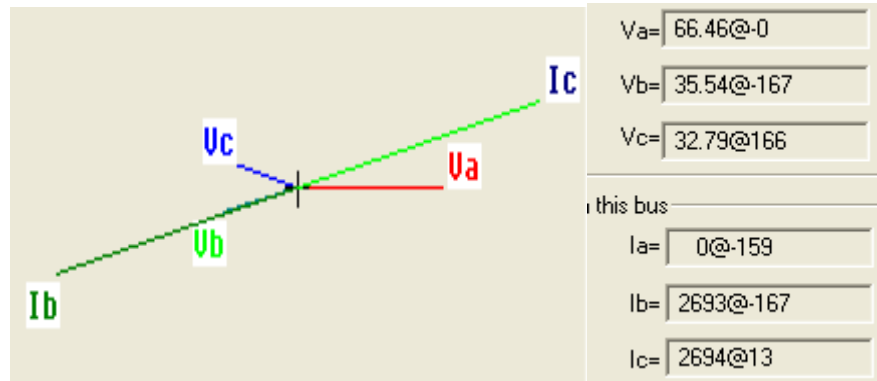


Figura 3.12 Característica de falla bifásica

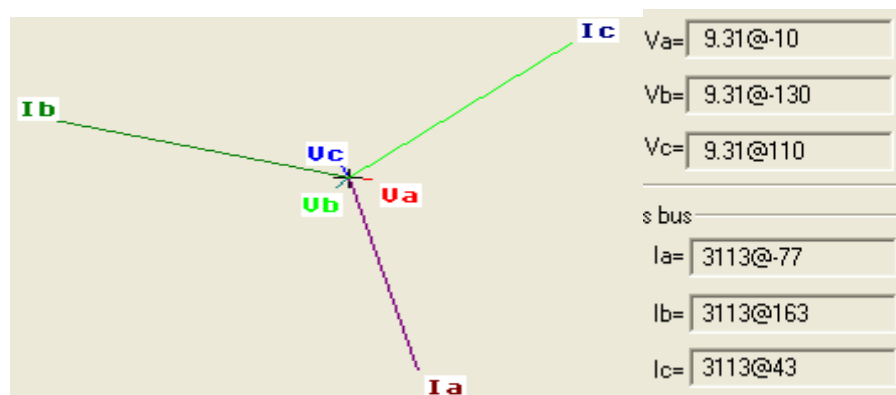


Figura 3.13 Característica de falla trifásica

A menos que sean precedidos o causados por una falla, los circuitos abiertos (fallas serie) en sistemas eléctricos no ocurren con frecuencia. Consecuentemente muy pocos dispositivos de protección (relevadores fundamentalmente) son diseñados específicamente para proporcionar protección contra circuito abierto.

Una excepción es posible encontrarla en las áreas de media tensión donde un fusible puede estar abierto. Otro caso particular se encuentra en los sistemas de extra alta tensión donde los interruptores están equipados con mecanismos independientes de manera monopolar.

Para fallas simultáneas en dos partes de un sistema, generalmente es imposible para un dispositivo de protección el operar adecuadamente bajo todas las condiciones. Si ambas fallas simultáneas están dentro de la zona de operación de la protección al menos uno de los elementos de

detección de la misma operará adecuadamente, con la subsecuente operación secuencial de todas las protecciones que están "viendo" las fallas.

Cuando ambas fallas aparecen simultáneamente dentro y fuera de la zona de cobertura de protección, algunos equipos presentan una dificultad para determinar si deben actuar o no. Afortunadamente las fallas simultáneas no ocurren con frecuencia y no representa un caso significativo de operaciones incorrectas.

3.4.6 Características de las Fallas

El factor de potencia o ángulo de una corriente de falla, está determinado para las fases falladas por la naturaleza de la fuente y la topología de los circuitos conectados hasta la ubicación misma de la falla; y para las fallas a tierra por el tipo de aterrizamiento del sistema.

La corriente tendrá un ángulo de 80 a 85° atrás para una fase fallada cerca de las fuentes de generación. El ángulo será menor en el sistema dependiente de las líneas involucradas.

Los ángulos de falla típicos para líneas aéreas con conductor desnudo son los siguientes:

De 7.2 hasta 23 kv:	20 a 45° atrás
Mayor de 23 hasta 69 kv:	45 a 75° atrás
Mayor de 69 hasta 230 kv:	60 a 80° atrás
Mayor de 230 y mayores:	75 a 85° atrás

En estos niveles de tensión, las corrientes para las fases falladas tendrán los ángulos mostrados donde la impedancia de línea es la mayor.

Si predomina la impedancia de transformadores o generadores, los ángulos de las fallas serán mayores.

Los sistemas con cables tendrán ángulos más bajos si la impedancia del cable representa la mayor porción de la impedancia total hacia la falla.

3.5 Equipos de Protección

Los sistemas de protecciones de las redes generales de distribución tienen como finalidad el mantener la integridad de la infraestructura eléctrica utilizada para el suministro continuo de energía al cliente consumidor, a su vez busca proteger con una adecuada sensibilidad y rapidez en su operación al personal de mantenimiento que interactúa dentro de su entorno.

Tanto los relevadores como los dispositivos de protección como los restauradores que existen en las redes generales de distribución solo actuarán después que ocurra una falla eléctrica o condición anormal, con suficiente intensidad para provocar su operación.

El término “protección” no indica prevención, su función es minimizar la duración de las fallas eléctricas, daños provocados y tiempo fuera de servicio del elemento o elementos involucrados en el disturbio.

3.5.1 Restaurador

Es un dispositivo de protección automático con la capacidad de interrumpir fallas eléctricas por sobrecorrientes, variaciones de tensión, frecuencia y realizar el restablecimiento de la energía por medio de lógicas preestablecidas ó programables. Está formado por el equipo primario llamado coloquialmente como tanque y el gabinete de control microprocesado.



Figura 3.14 Restaurador

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

La especificación que marca los parámetros técnicos de restauradores es la VH000-11. Esta especificación aplica a restauradores trifásicos con tensiones nominales de 13.8 kV a 34.5 kV y capacidad interruptiva de 8000 y 12000 A simétricos utilizables en instalaciones eléctricas de CFE.

Tabla 3.4 Tensiones y corrientes de diseño de restaurador y valores de prueba

Tensión máxima de diseño kV	Tensión de aguante al impulso por rayo, 1,2/50 µs kV (cresta)	Tensión de aguante a 60 Hz (kV eficaz) ⁽¹⁾		Corriente nominal A	Capacidad interruptiva A
		Seco 1 min	Húmedo 10 s		
15,5	110	50	45	560 ⁽²⁾	8 000 ó 12 000
27	125	60	50		
27	150 ⁽³⁾	70 ⁽³⁾	60 ⁽³⁾		
38	170	70	60		
38	200 ⁽³⁾	95 ⁽³⁾	80 ⁽³⁾		

- NOTAS: ⁽¹⁾ Valores indicados bajo condiciones atmosféricas normalizadas (0,1013 MPa, 20 °C, 11 g/m³). Para el aislamiento interno de las cámaras de interrupción, las características dieléctricas son idénticas a cualquier altitud y no debe hacerse ninguna consideración especial.
- ⁽²⁾ Son aceptables equipos con corriente nominal de 630 A, siempre que sus pruebas de prototipo estén realizadas a ese valor.
- ⁽³⁾ Estos valores de prueba deben aplicarse a equipos que deben ser instalados a una altitud mayor de 1 500 m s.n.m.

Según la especificación NMX-J-517-ANCE-2006 de restauradores tenemos las siguientes definiciones:

- ✓ Corriente interruptiva simétrica: Valor máximo eficaz que el restaurador debe interrumpir a la tensión máxima de diseño.
- ✓ Restaurador: Equipo autocontrolado para interrumpir y cerrar automáticamente un circuito de corriente alterna con una predeterminada secuencia de operaciones de cierre y apertura, seguidas por un restablecimiento o una apertura definitiva.
- ✓ Tensión de aguante al impulso por rayo: Valor de tensión máximo de un impulso (1.2x50 microseg) que bajo condiciones específicas, puede aplicar sin causar arcos o perforaciones en los aislamientos del restaurador.
- ✓ Tensión máxima de diseño: Valor máximo de tensión eficaz para el cual está diseñado el restaurador.
- ✓ Tensión nominal del sistema: Valor aproximado de la tensión con que se designa o identifica un sistema.

- ✓ Tensión de recuperación a frecuencia nominal: Tensión eficaz que se presenta en las terminales de un interruptor de corriente alterna, después de interrumpir una corriente y terminar los transitorios de alta frecuencia.

Tabla 3.5 Tensiones preferentes y requisitos de prueba correspondientes a restauradores

Número de línea ²⁾	Tensión máxima de diseño kV	Tensión de aguante de impulso por rayo kV ³⁾	Tensión de aguante a 60 Hz kV ³⁾ (véase recuadro de advertencia)	
			1 min, en seco	10 s, en húmedo
Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5
1	15	95	36	30
2	15,5	110	50	45
3	27	⁴⁾	60	50
4	38	150	70	60
11	12	75	28	23
12	17,5	95	38	32
13	24	125	50	45
14	36	170	70	60

¹⁾ Los valores de prueba que se muestran en la tabla 1a son para pruebas de prototipo. Para pruebas de campo, refiérase al capítulo 7.

²⁾ Las líneas 11 a 14 se refieren a sistemas de distribución no comunes en México.

³⁾ Éstas son características de fabricación especificadas como requisitos de prueba en esta norma.

⁴⁾ Para restauradores en aceite es 150 kV y para los demás 125 kV.

NOTA - Advertencia: cuando se realicen pruebas de apertura de contactos en vacío, deben tomarse las precauciones necesarias sobre seguridad del personal de pruebas que puede estar expuesto a radiaciones que se producen por un espaciamiento incorrecto de los contactos o por una aplicación mayor de las tensiones especificadas.

3.5.2 Seccionalizador

Un seccionalizador es un equipo de protección que automáticamente aísla secciones de línea que presentan fallas dentro de un sistema eléctrico.

Un seccionalizador no interrumpe corrientes de falla, solamente cuenta las operaciones del equipo de respaldo durante las condiciones de falla.

Después de un determinado número de operaciones en que se interrumpe la corriente y mientras el equipo de respaldo está abierto, el seccionalizador abre, aislando la sección de la línea que tiene falla.



Figura 3.15 Seccionalizador

Para que un “conteo” sea realizado, es necesario cumplir con dos condiciones:

- 1.- Circulación previa de una sobrecorriente igual o mayor a la corriente mínima de conteo.
- 2.- Que dicha corriente haya sido interrumpida.

3.5.3 Fusible

Dispositivo eléctrico que interrumpe la circulación de corriente hacia la falla a través de la fundición de un filamento.



Figura 3.16 Fusible

El fusible cuenta con 2 curvas de operación:

La curva del tiempo mínimo de fusión o MMT (minimum melting time) es la representación gráfica para el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada.

La curva del tiempo máximo de limpieza MCT (total clearing time) es la representación gráfica para el tiempo total en que el arco eléctrico se extingue totalmente.

3.5.4 Relevador

Los relevadores de protección son dispositivos que identifican condiciones anormales de operación del sistema. Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo ó cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores asociados al equipo fallado. Los relevadores proporcionan una indicación de su operación mediante banderas o señales.



Figura 3.17 Relevador

CAPÍTULO 4

CAPÍTULO 4

SIMULACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS RGD

4.1 Simulación de Cortocircuito

En el año 2017, CFE Distribución Valle de México Sur recibió una solicitud de estudio de impacto de la empresa Fermicaise, S.A. de C.V. para la interconexión del incremento de su central de generación de 9.6 MW a 15.84 MW. La generación de energía eléctrica es con base en cogeneración eficiente en modo ciclo simple de motogeneradores, cuyo combustible principal es el gas natural.

La empresa Fermicaise cuenta actualmente con cuatro generadores (9.6 MW) que están interconectados al circuito IZT-530B0 en un nivel de tensión de 23 KV, de los cuales dos son marca Stamford y dos son marca Kato, por tal motivo se necesitan realizar estudios en el sistema para verificar si existen condiciones que pudieran poner en riesgo el sistema eléctrico de distribución o la central a interconectar.

En este capítulo se realizarán los estudios y simulaciones pertinentes en estado estable en materia de cortocircuito y análisis de voltaje en el punto de interconexión para ver la factibilidad de la entrada de los generadores al sistema haciendo las recomendaciones necesarias en el caso de que puedan interconectarse a las RGD.

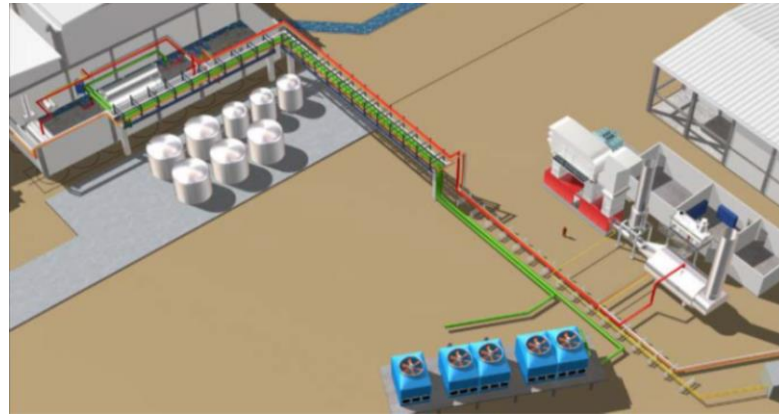


Figura 4.1 Central de generación distribuida, Fermicaise

4.1.1 Descripción del sistema bajo estudio

A continuación se muestra en el siguiente diagrama como están distribuidos los cuatro generadores de Fermicaise y como estarían distribuidos los dos nuevos generadores interconectados al circuito IZT-530B0.

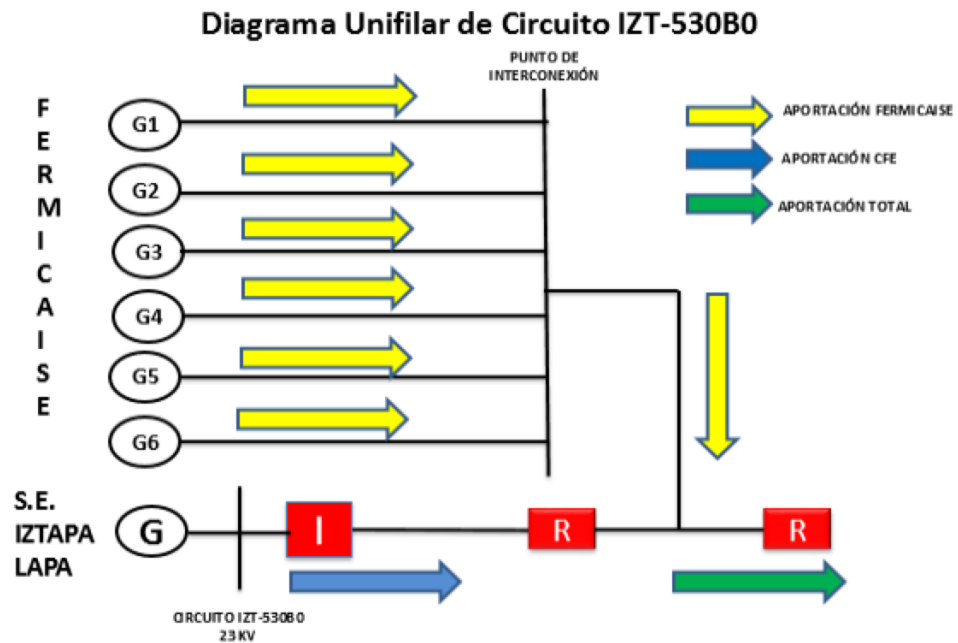


Figura 4.2 Diagrama unifilar del circuito IZT-530B0 donde se interconecta la central eléctrica

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

Se muestra la información técnica de cada uno de los generadores de la empresa Fermicaise.

Tabla 4.1 Datos técnicos de los Generadores

Descripción	Generador 1 y 2	Generador 3 y 4	Generador 5	Generador 6
6. Generador Eléctrico				
Número Total de Tipos de Generadores				
o Datos Generales				
• Fabricante	S/N	S/N	S/N	S/N
• Modelo	LVS1824E2	A273670000	MVSI804X2	MVSI804X2
• Capacidad Nominal en kW y kVA	2073 kW y 2591 Kva	2490 kW y 3112 kVA	4111 kVA	3751 kVA
• Temperatura a Capacidad Nominal del Generador en °C	107.5 oC	105 oC	105 oC	105 oC
• Voltaje Nominal en kV	0.480 kV	4.16 kV	0.4160 kV	0.4160 kV
• Factor de Potencia, Atraso y Adelanto	P.F. 0.80	P.F. 0.80	P.F. 0.80	P.F. 0.80
• Velocidad Nominal en RPM	1800 rpm	1800 rpm	1800 rpm	1800 rpm
• Tipo de Conexión	ESTRELLA	ESTRELLA	ESTRELLA	ESTRELLA
• Frecuencia Nominal en Hertz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
• Nivel de Corto Circuito	8,900 A (SUSTAINED SHORT CIRCUIT)	3,297 A (L-N)	2.88 kA	2.88 kA
• Corriente en el Estator a los KVA nominales en Amper	3116.5 A	432 A	673 A	673 A
• Voltaje del Campo en kV	68 V	68 V	75 V	75 V
• Potencia Máxima de la Turbina en kW	2,200 kW	2,605 kW	4,850 kW	3,793 kW
• Temperatura a Capacidad Nominal de la Turbina en °C	NA	NA	ND	ND
• Tipo de Rotor (Ej. Rotor Cilíndrico, Polos Salientes)	SALIENTE	SALIENTE	SALIENTE	SALIENTE
• Numero de Polos	4	4	4	4

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

Tabla 4.2 Datos técnicos de los generadores, inercia combinada, reactancia.

Inercia Combinada de Turbina - Generador - Excitador				
• Constante de Inercia Combinada, H en kW sec/k				
• Momento de Inercia Combinada, WR2 en lb ft ²	93 kgm ²	3104 lb ft ²	125 kgm ²	125 kgm ²
o Reactancia del Generador (p.u. a los kVA base del generador)				
• Reactancia Sincrónica Saturada de Eje Directo, X _{dv}	1.55	1.688	1.79	1.624
• Reactancia Sincrónica Saturada de Eje en Cuadratura, X _{qv}	1.066	0.851	1.347	1.22
• Reactancia Sincrónica No Saturada de Eje Directo, X _{di}	1.788	2.022	2.083	1.89
• Reactancia Sincrónica No Saturada de Eje en Cuadratura, X _{qi}	1.098	1.054	1.347	1.22
• Reactancia Transitoria Saturada de Eje Directo, X' _{dv}	0.126	0.216	0.142	0.129
• Reactancia Transitoria Saturada de Eje en Cuadratura, X' _{qv}	1.066	0.851	1.347	1.22
• Reactancia Transitoria No Saturada de Eje Directo, X' _{di}	0.155	0.246	0.178	0.161
• Reactancia Transitoria No Saturada de Eje en Cuadratura, X' _{qi}	1.098	1.054	1.347	1.22
• Reactancia Subtransitoria Saturada de Eje Directo, X'' _{dv}	0.094	0.171	0.104	0.094
• Reactancia Subtransitoria Saturada de Eje en Cuadratura, X'' _{qv}	0.156	0.193	0.2	0.181
• Reactancia Subtransitoria No Saturada de Eje Directo, X'' _{di}	0.115	0.201	0.13	0.118
• Reactancia Subtransitoria No Saturada de Eje en Cuadratura, X'' _{qi}	0.201	0.227	0.22	0.199
• Reactancia Secuencia Negativa Saturada, X _{2v}	0.066	0.182	0.151	0.137
• Reactancia Secuencia Negativa No Saturada, X _{2i}	0.127	0.214	0.178	0.161

**“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE
UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”**

• Reactancia Secuencia Cero Saturada, X0v	0.019	0.023	0.01	0.009
• Reactancia Secuencia Cero No Saturada, X0i	0.022	0.027	0.026	0.024
• Reactancia de Dispersión, Xlm	0.066	0.087	0.067	0.061

El resto de los parámetros técnicos de los generadores y sistemas de control asociados, se pueden encontrar en el Anexo1.

4.1.2 Simulación de Generadores y Transformadores de Fermicaise en Aspen

La simulación de los seis generadores de Fermicaise se realizaron en el programa Aspen Onliner. Para esto se tomó la impedancia síncrona, transitoria, subtransitoria, de secuencia negativa y secuencia cero de cada generador así como la potencia de generación.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

Generating Unit Info

ID= Unit rating= MVA

Impedances (pu based on unit MVA)

Subtransient	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0.094"/>	<input type="button" value="Fill"/>
Transient	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0.126"/>	
Synchronous	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="1.55"/>	
- sequence	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0.066"/>	
o sequence	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0.019"/>	

Neutral Impedance (in actual Ohms)

<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0."/>
---------------------------------	----	---------------------------------

Scheduled generation. Enter MVAR for PQ buses only

MW= MVAR=

P and Q limits (MW and MVAR)

Pmax= Qmax=
Pmin= Qmin=

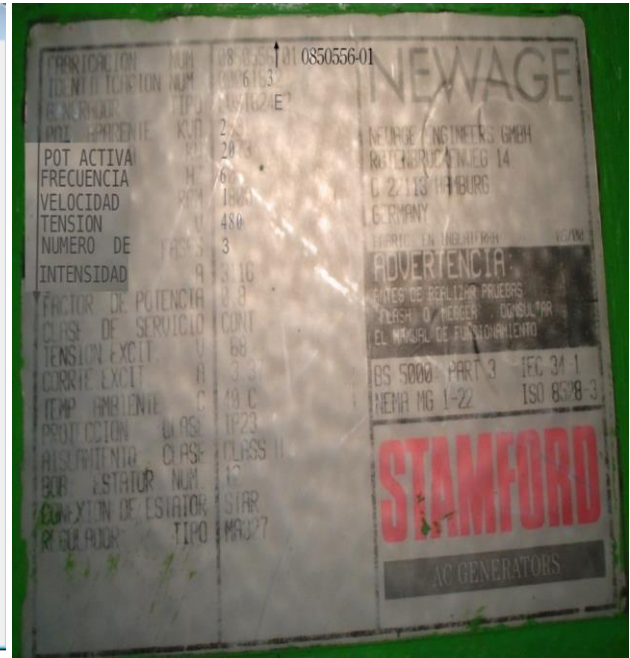


Figura 4.3 Impedancias del generador 1

Generating Unit Info

ID= Unit rating= MVA

Impedances (pu based on unit MVA)

Subtransient	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0.094"/>	<input type="button" value="Fill"/>
Transient	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0.126"/>	
Synchronous	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="1.55"/>	
- sequence	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0.066"/>	
o sequence	<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0.019"/>	

Neutral Impedance (in actual Ohms)

<input type="text" value="0."/>	+j	<input type="text" value="0."/>
---------------------------------	----	---------------------------------

Scheduled generation. Enter MVAR for PQ buses only

MW= MVAR=

P and Q limits (MW and MVAR)

Pmax= Qmax=
Pmin= Qmin=



Figura 4.4 Impedancias del generador 2

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

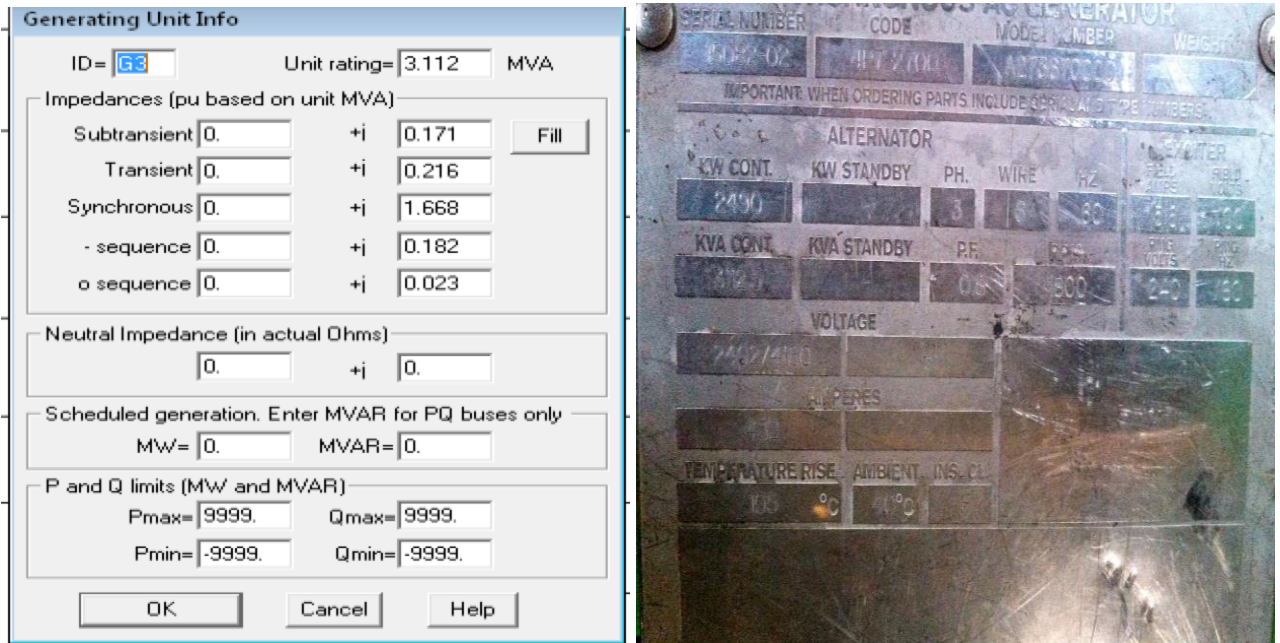


Figura 4.5 Impedancias del generador 3

Los datos de placa de los generadores 4, 5 y 6 se encuentran en el Anexo 2.

A continuación se muestran los datos de placa de cada uno de los transformadores de Fermicaise. La simulación de los seis transformadores de Fermicaise se realizaron en el programa Aspen Onliner. Para esto se tomó la impedancia de cada transformador a su potencia base.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

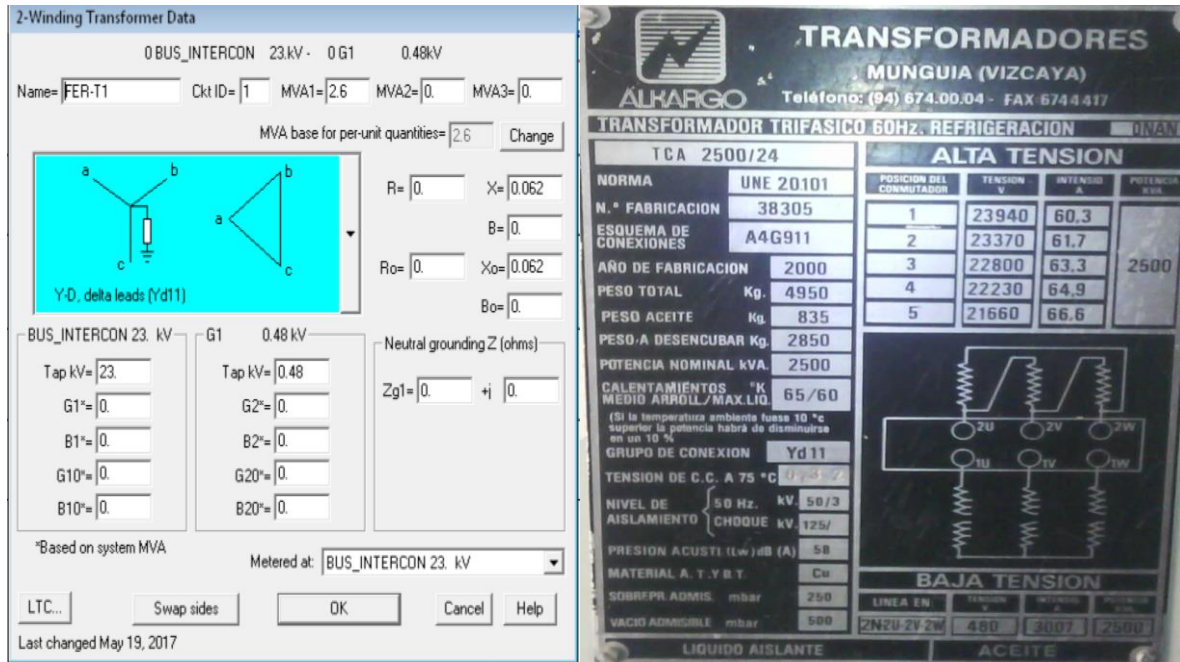


Figura 4.6 Datos de transformador 1

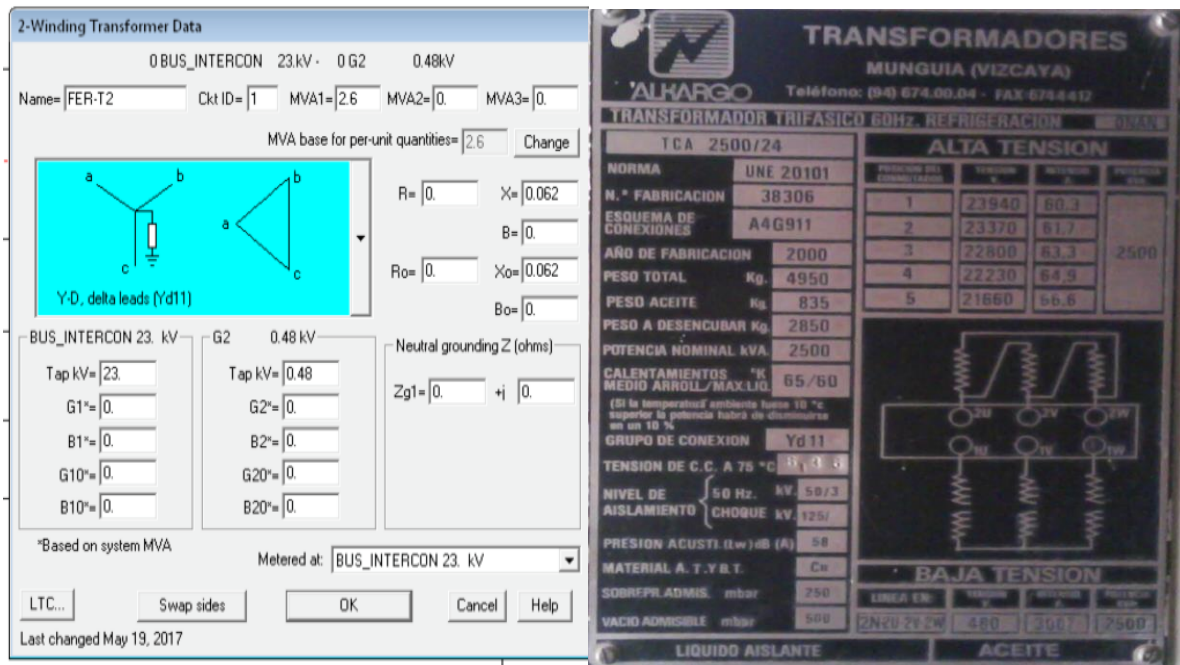


Figura 4.7 Datos de transformador 2

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

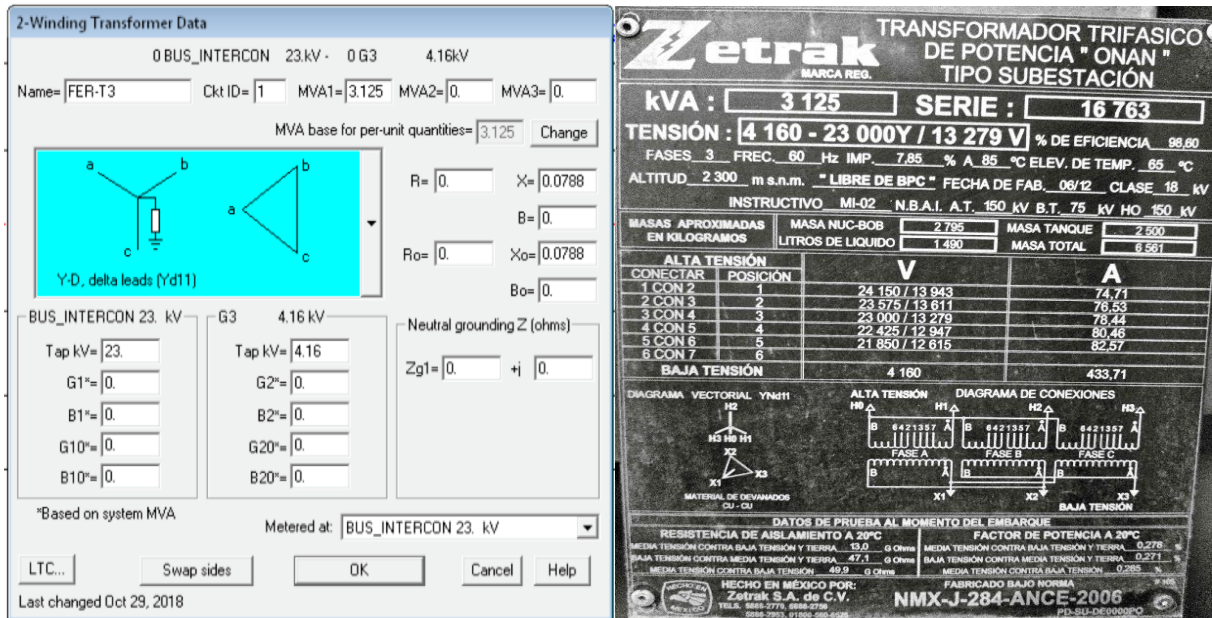


Figura 4.8 Datos de transformador 3

La información de los datos de placa de los transformadores 4, 5 y 6 se encuentra en el Anexo 3.

4.1.3 Simulación de Cortocircuito en el Punto de Interconexión

Aportación de Cortocircuito Monofásico con 4 Generadores

A continuación se muestra la simulación en Aspen de la aportación de cortocircuito monofásico de los cuatro generadores existentes de la empresa Fermicaise. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito monofásico es de 1940 A en el punto de interconexión.

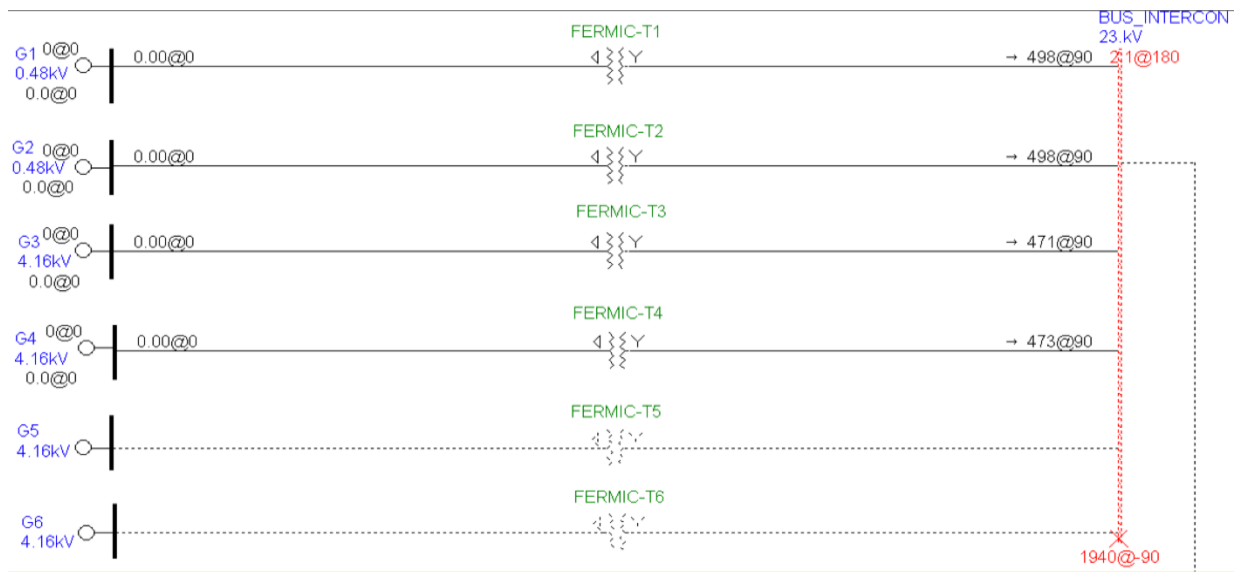


Figura 4.9 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con 4 generadores

Tabla 4.3 Cortocircuito monofásico de cada generador en el punto de interconexión con 4 generadores

Generador	Aportación de Cortocircuito Monofásico
1	498 A
2	498 A
3	471 A
4	473 A
Total	1940 A

Se realiza la misma simulación pero en ATP de la aportación de cortocircuito monofásico con los cuatro generadores existentes de la empresa Fermicaise. En esta simulación se observa que la

aportación de cortocircuito monofásico es de 3020 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión. El valor RMS es de 2135 A.

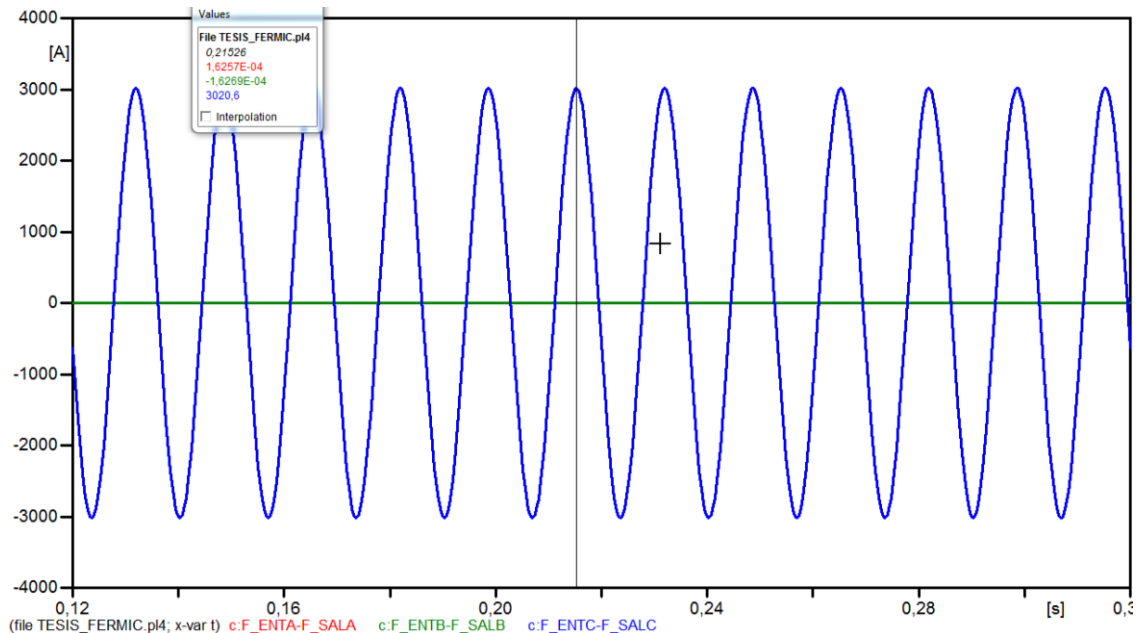


Figura 4.10 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con 4 generadores

Aportación de Cortocircuito Monofásico con 6 Generadores

A continuación se muestra la simulación en Aspen de la aportación de cortocircuito monofásico ya con los seis generadores de la empresa Fermicaise, es decir, con la ampliación de los dos nuevos generadores. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito monofásico es de 3277 A en el punto de interconexión, por lo que el aumento con respecto a lo que se tiene es de 1337 A.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

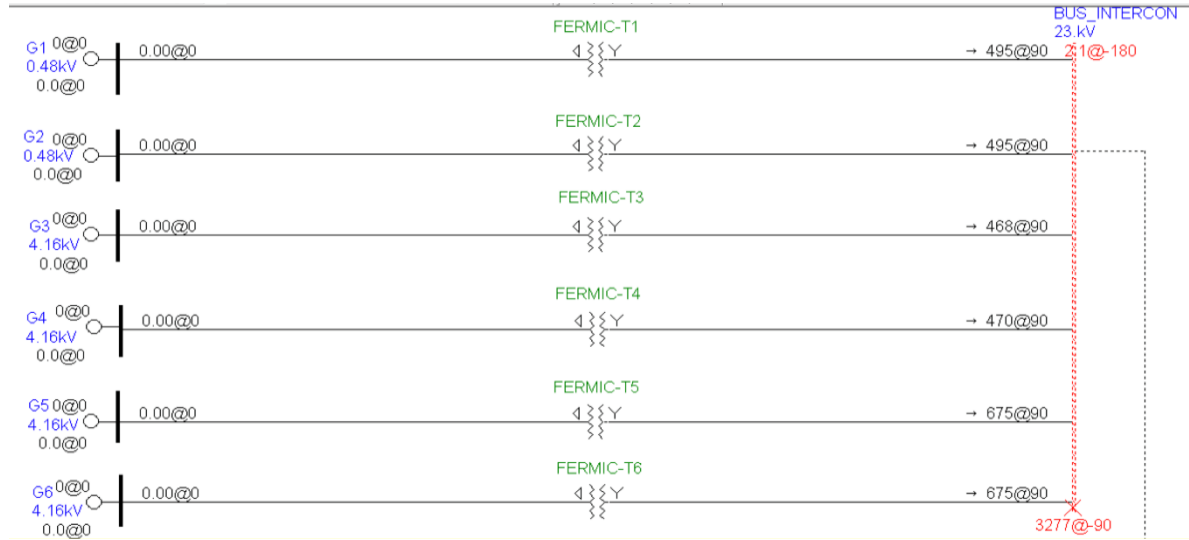


Figura 4.11 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con 6 generadores

Tabla 4.4 Cortocircuito monofásico de cada generador en el punto de interconexión con 6 generadores

Generador	Aportación de Cortocircuito Monofásico
1	495 A
2	495 A
3	468 A
4	470 A
5	675 A
6	675 A
Total	3277 A

Se realiza la misma simulación pero en ATP de la aportación de cortocircuito monofásico con los seis generadores de la empresa Fermicaise. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito monofásico es de 5423 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión. El valor RMS es de 3834 A.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

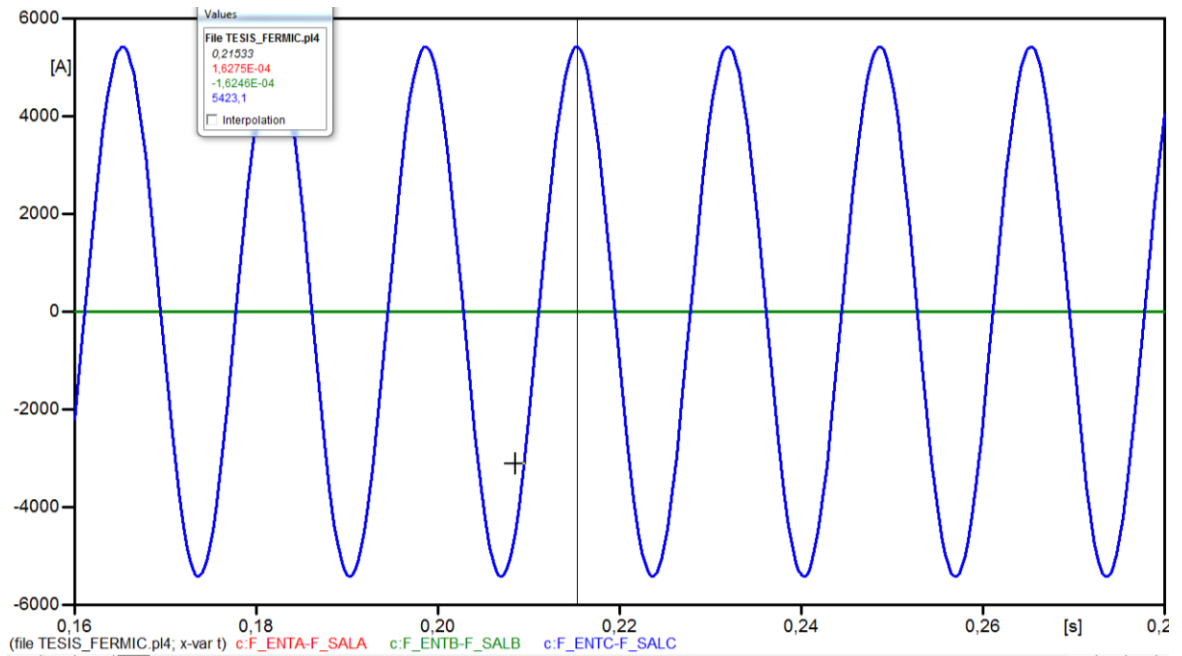


Figura 4.12 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con 6 generadores

Aportación de Cortocircuito Trifásico con 4 Generadores

A continuación se muestra la simulación en Aspen de la aportación de cortocircuito trifásico de los cuatro generadores existentes de la empresa Fermicaise. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito trifásico es de 1462 A en el punto de interconexión.

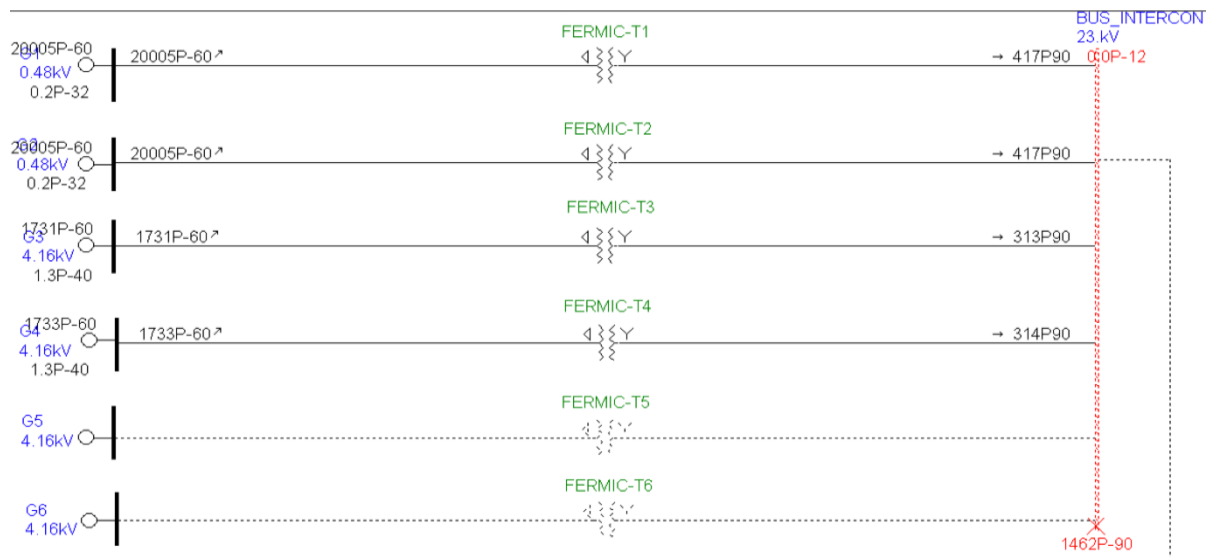


Figura 4.13 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con 4 generadores

Tabla 4.5 Cortocircuito trifásico de cada generador en el punto de interconexión con 4 generadores

Generador	Aportación de Cortocircuito Trifásico
1	417 A
2	417 A
3	313 A
4	314 A
Total	1462 A

Se realiza la misma simulación pero en ATP de la aportación de cortocircuito trifásico de los cuatro generadores existentes de la empresa Fermicaise. En esta simulación se observa que la

aportación de cortocircuito monofásico es de 2065 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión. El valor RMS es de 1460 A.

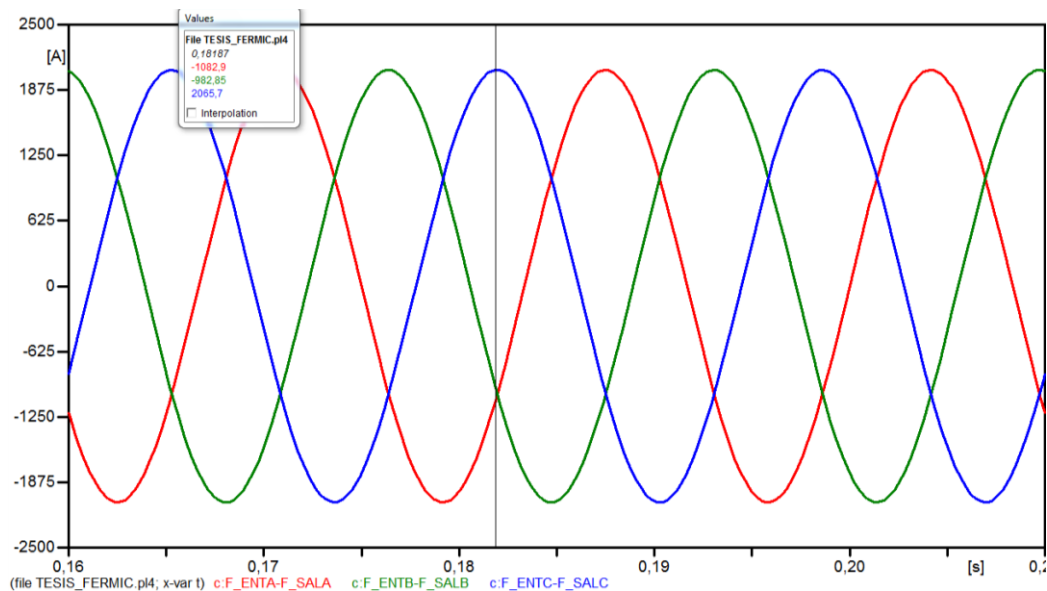


Figura 4.14 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con 4 generadores

Aportación de Cortocircuito Trifásico con 6 Generadores

A continuación se muestra la simulación en Aspen de la aportación de cortocircuito trifásico ya con los seis generadores de la empresa Fermicaise, es decir, con la ampliación de los dos nuevos generadores. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito trifásico es de 2638 A en el punto de interconexión, por lo que el aumento con respecto a lo que se tiene es de 1176 A.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

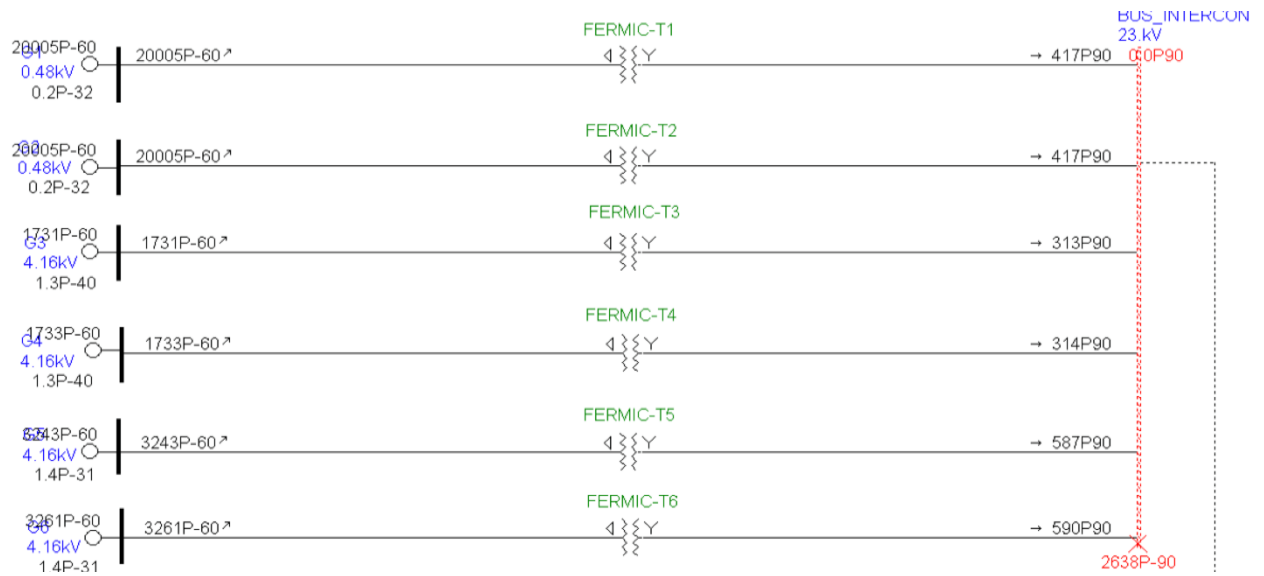


Figura 4.15 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con 6 generadores

Tabla 4.6 Cortocircuito trifásico de cada generador en el punto de interconexión con 6 generadores

Generador	Aportación de Cortocircuito Trifásico
1	417 A
2	417 A
3	313 A
4	314 A
5	587 A
6	590 A
Total	2638 A

Se realiza la misma simulación pero en ATP de la aportación de cortocircuito trifásico con los seis generadores de la empresa Fermicaise. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito trifásico es de 3730 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión. El valor RMS es de 2637 A.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

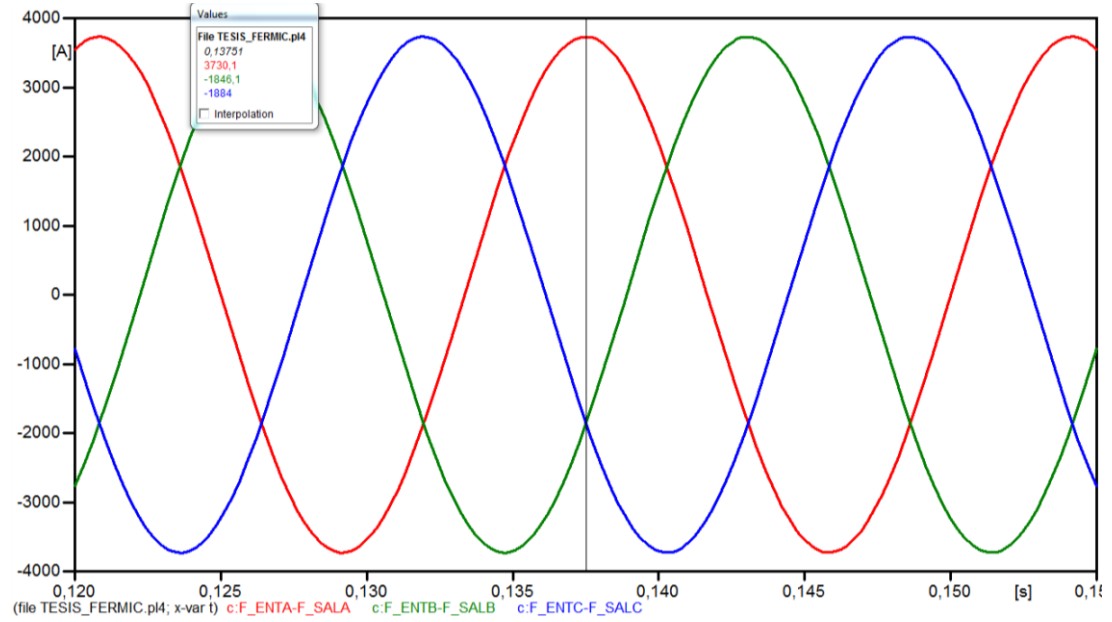


Figura 4.16 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con 6 generadores

Aportación de Cortocircuito Monofásico del Circuito IZT-530B0

A continuación se muestra la simulación en Aspen de la aportación de cortocircuito monofásico en el punto de interconexión del circuito IZT-530B0. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito monofásico es de 8012 A en el punto de interconexión.

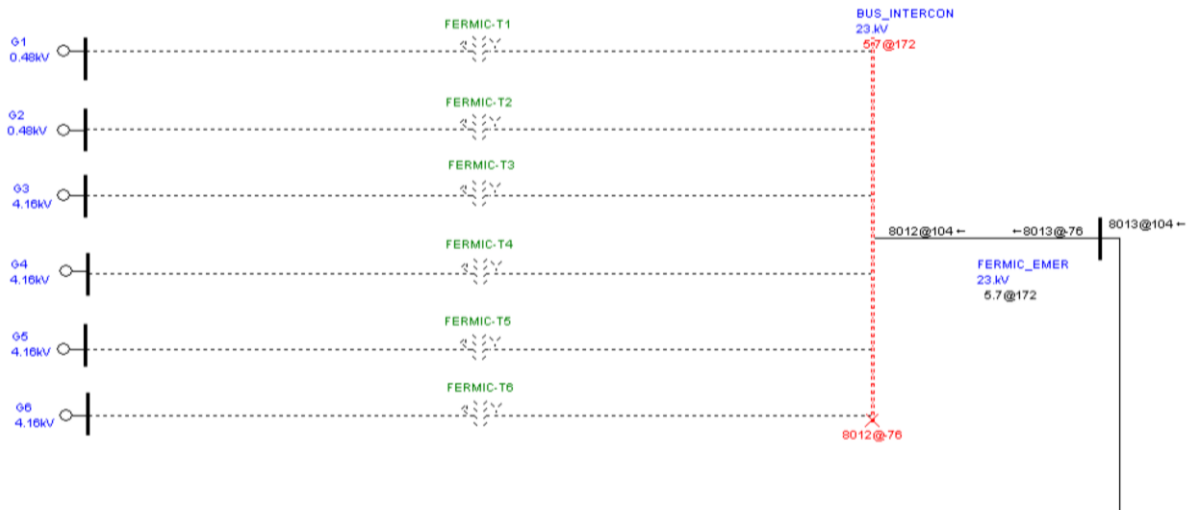


Figura 4.17 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión del IZT-530B0

Se realiza la misma simulación pero en ATP de la aportación de cortocircuito monofásico en el bus de interconexión del circuito IZT-530B0. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito trifásico es de 11424 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión. El valor RMS es de 8078 A.

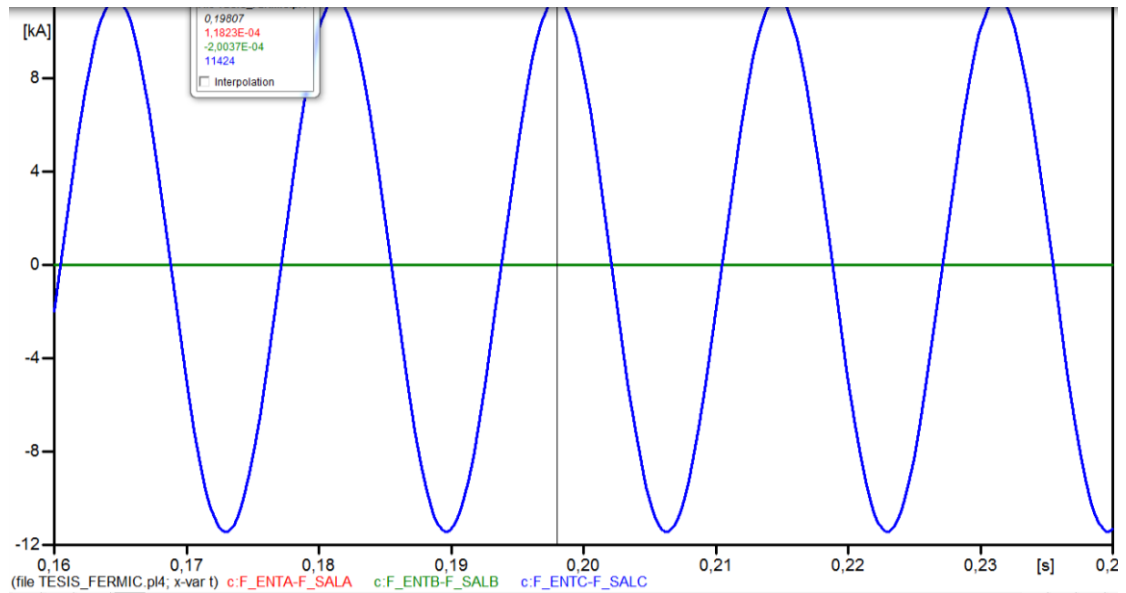


Figura 4.18 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión del IZT-530B0

Aportación de Cortocircuito Trifásico del Circuito IZT-530B0

A continuación se muestra la simulación en Aspen de la aportación de cortocircuito trifásico en el punto de interconexión del circuito IZT-530B0. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito trifásico es de 9399 A en el punto de interconexión.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

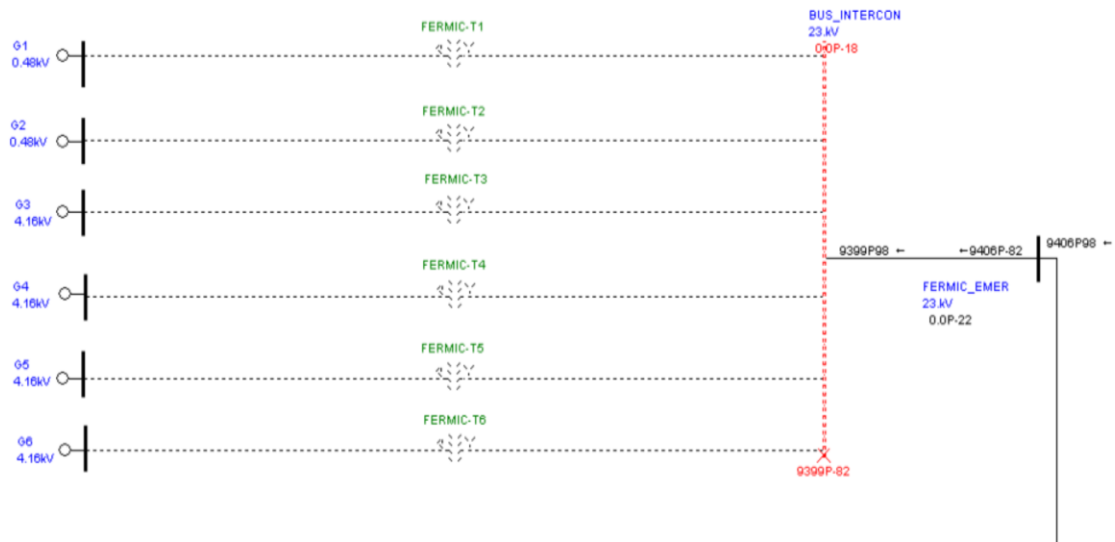


Figura 4.19 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión del IZT-530B0

Se realiza la misma simulación pero en ATP de la aportación de cortocircuito trifásico en el bus de interconexión del circuito IZT-530B0. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito trifásico es de 13303 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión. El valor RMS es de 9406 A.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

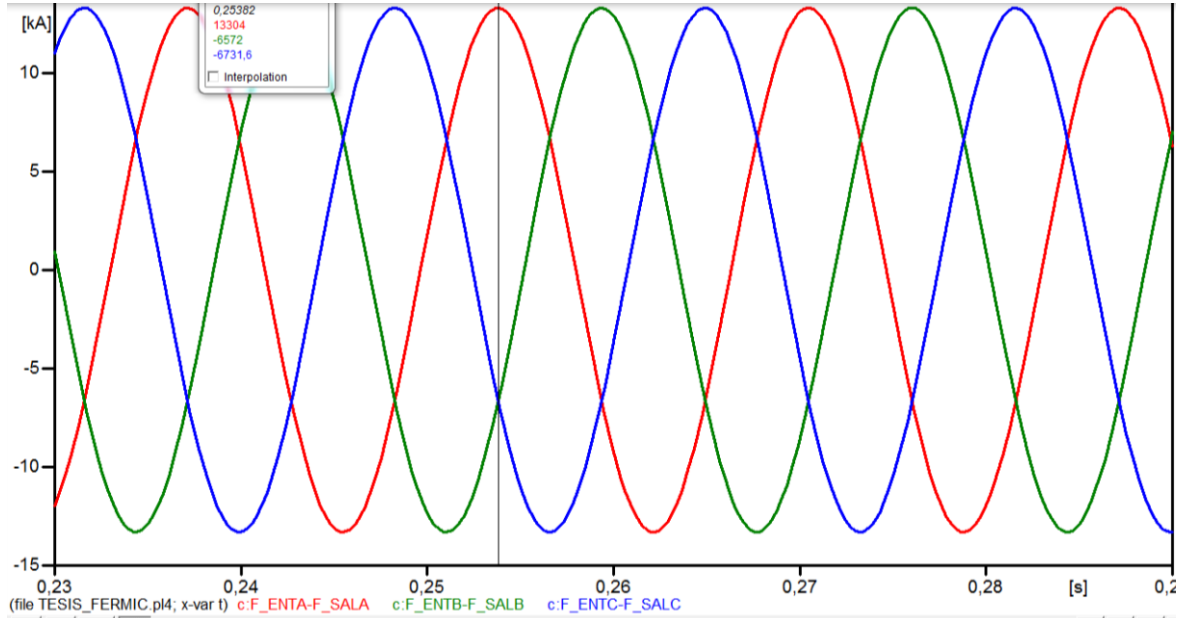


Figura 4.20 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión del IZT-530B0

Aportación de Cortocircuito Trifásico Total en el Punto de Interconexión

Se realiza el cálculo de la falla trifásica en el bus de interconexión con la aportación de los 6 generadores de Fermicase más la aportación del circuito IZT-530B0. Se observa que la aportación total es de 12020 A.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

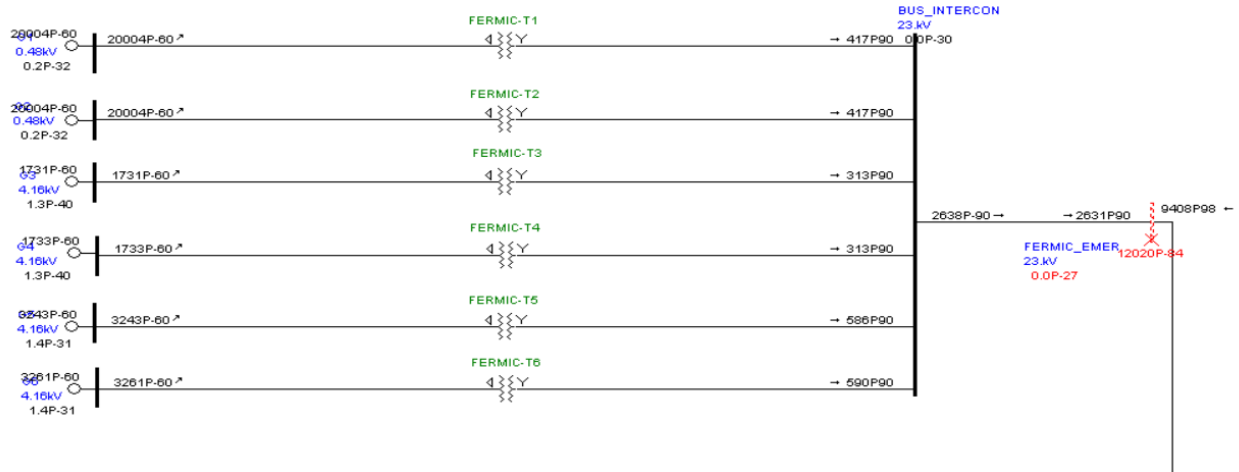


Figura 4.21 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones

Aportación de Cortocircuito Monofásico Total en el Punto de Interconexión

Se realiza el cálculo de la falla monofásica en el bus de interconexión con la aportación de los 6 generadores de Fermicaise más la aportación del circuito IZT-530B0. Se observa que la aportación total es de 12188 A.

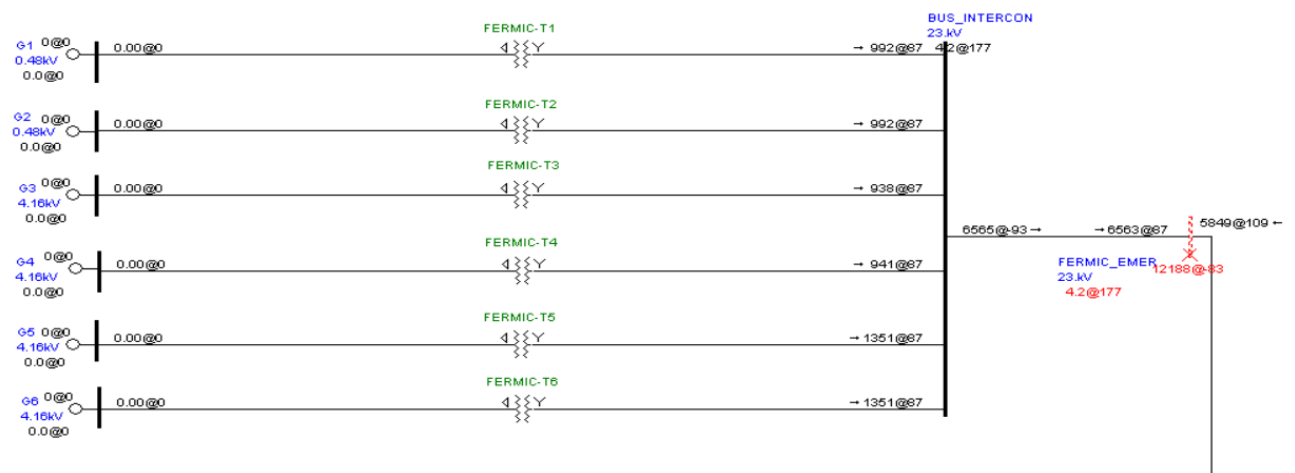


Figura 4.22 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones

Análisis de Resultados

De las anteriores simulaciones vemos que la aportación de cortocircuito de ambas fuentes está al límite de la capacidad interruptiva de los equipos de protección y seccionamiento la cual es de 12 kA, por lo que se requiere una solución para evitar el daño de la infraestructura al no poder soportar el cortocircuito al momento de una falla.

4.2 Simulación de Voltaje

Es importante verificar el comportamiento del voltaje al momento de una falla, ya que dependiendo del tipo de falla el comportamiento varía. En la siguiente imagen simulada en ATP se muestra el comportamiento del voltaje en condiciones normales, es decir, antes de que exista una falla. Ahí podemos observar que el voltaje es 18.775 kV pico-pico de fase a tierra, esto es, 23 kV fase-fase, voltaje nominal del circuito.

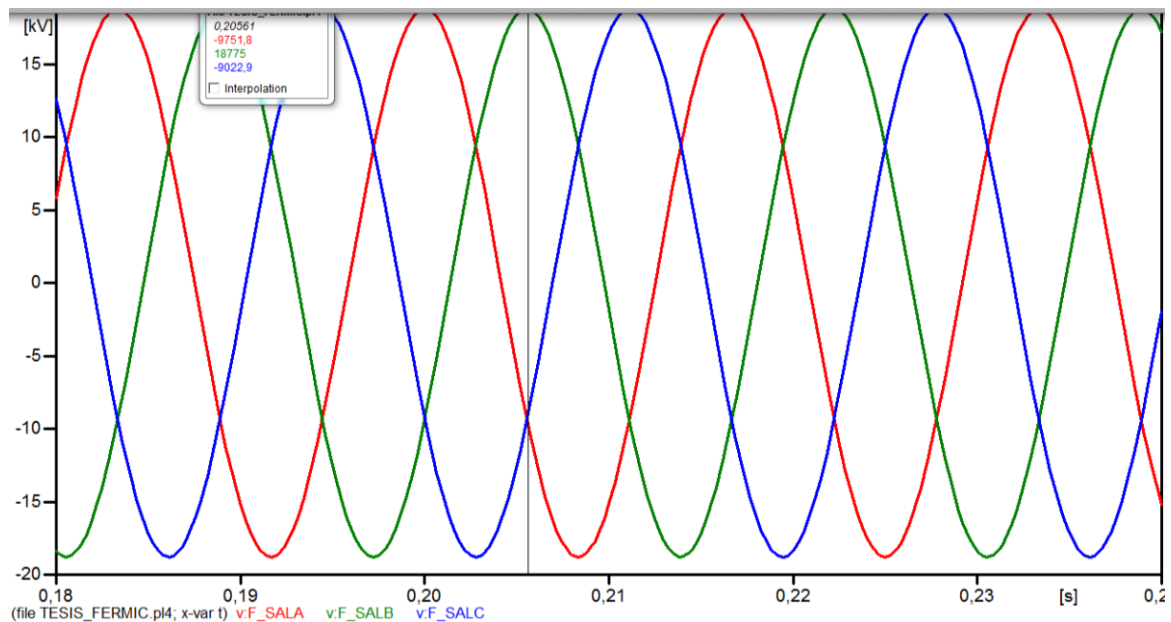


Figura 4.23 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión en condiciones normales

En la siguiente imagen simulada en ATP se muestra el comportamiento del voltaje al haber una falla monofásica. Se observa que en las fases sanas el voltaje alcanza valores 16.712 kV pico-pico de fase a tierra, esto es, 20.46 kV fase-fase. Para el caso de la fase fallada es notable el abatimiento del voltaje alcanzado valores cercanos a 0 kV.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

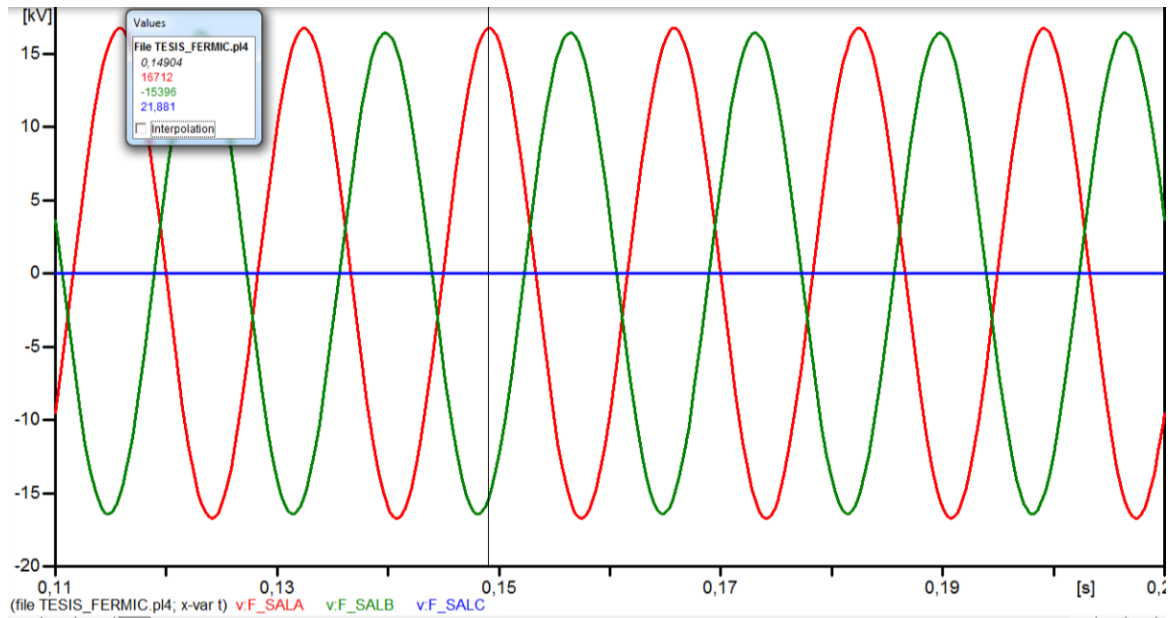


Figura 4.24 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión en falla monofásica

En la siguiente imagen simulada en ATP se muestra el comportamiento del voltaje al haber una falla trifásica. Se observa que en las tres fases el voltaje alcanza valores 17 kV pico-pico de fase a tierra, esto es, 20.82 kV fase-fase.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

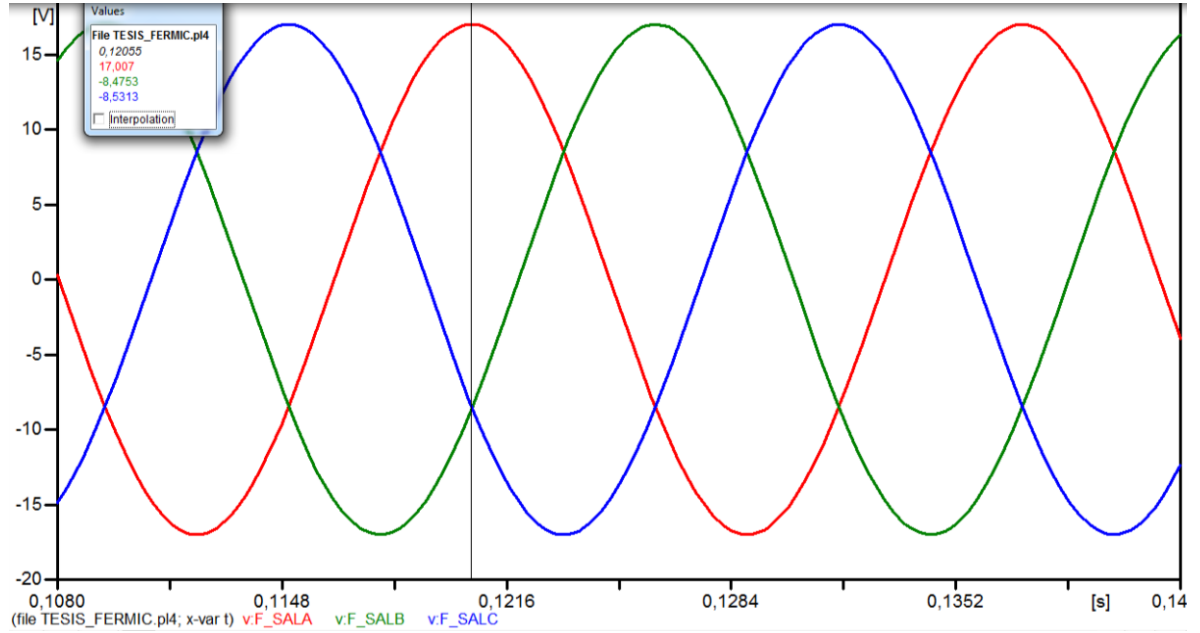


Figura 4.25 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión en falla trifásica

4.3 Simulación de Cortocircuito y Voltaje al Conectar Reactores en Serie

Como fue expuesto anteriormente, al momento de interconectar los otros dos generadores de Fermicaise al circuito IZT-530B0, el cortocircuito se eleva considerablemente poniendo en riesgo la infraestructura eléctrica en el punto de interconexión; ya que en ese punto tenemos la corriente de cortocircuito total de la generación de Fermicaise y la aportación del circuito IZT-530B0.

Debido a lo anterior, como solución al problema se realizan dos propuestas para la instalación de reactores en serie a la salida de los generadores de Fermicaise que ayudarán a la disminución del cortocircuito y que pueda ser soportado por la infraestructura de las RGD. Sin embargo, se requiere verificar el comportamiento del voltaje al momento de la falla ya que puede elevarse un gran porcentaje del nominal pudiendo afectar elementos del sistema como los apartarrayos o aisladores. Esta simulación se realiza en el programa ATP.

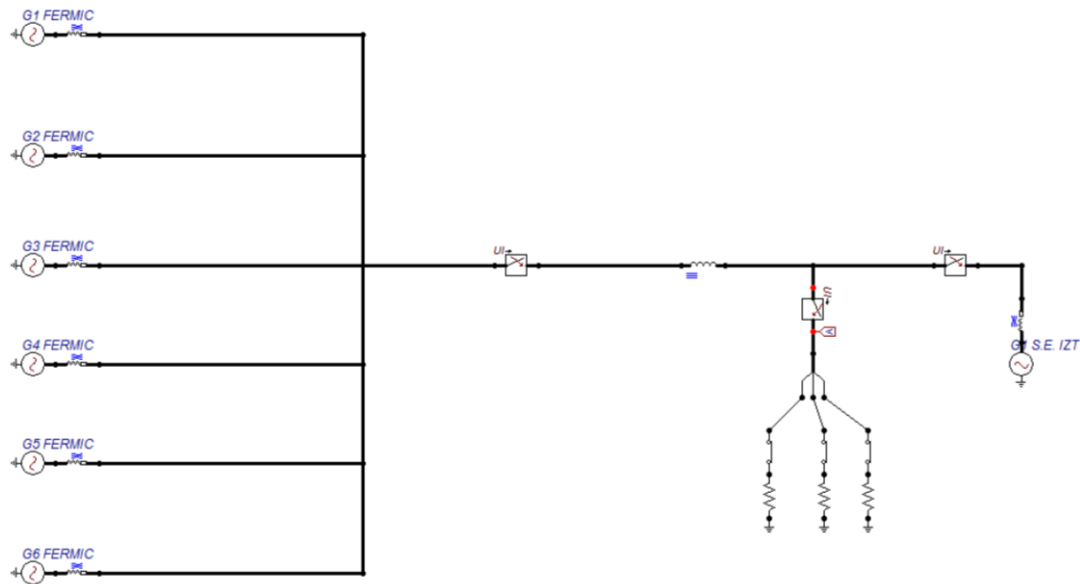


Figura 4.26 Diagrama con generación distribuida interconectada a RGD con reactor en serie en ATP

Solución 1: Reactor de 2.1 ohms

Se realiza en ATP de la aportación de cortocircuito trifásico en el bus de interconexión del circuito IZT-530B0 más la aportación de los 6 generadores de Fermicaise con reactores en serie a la salida del servicio. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito trifásico es de 15915 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión, es decir, el valor RMS es de 11,253 A. Con esta propuesta se puede observar que el nivel de cortocircuito trifásico disminuye en 766 A ya que el valor original era de 12020 A.

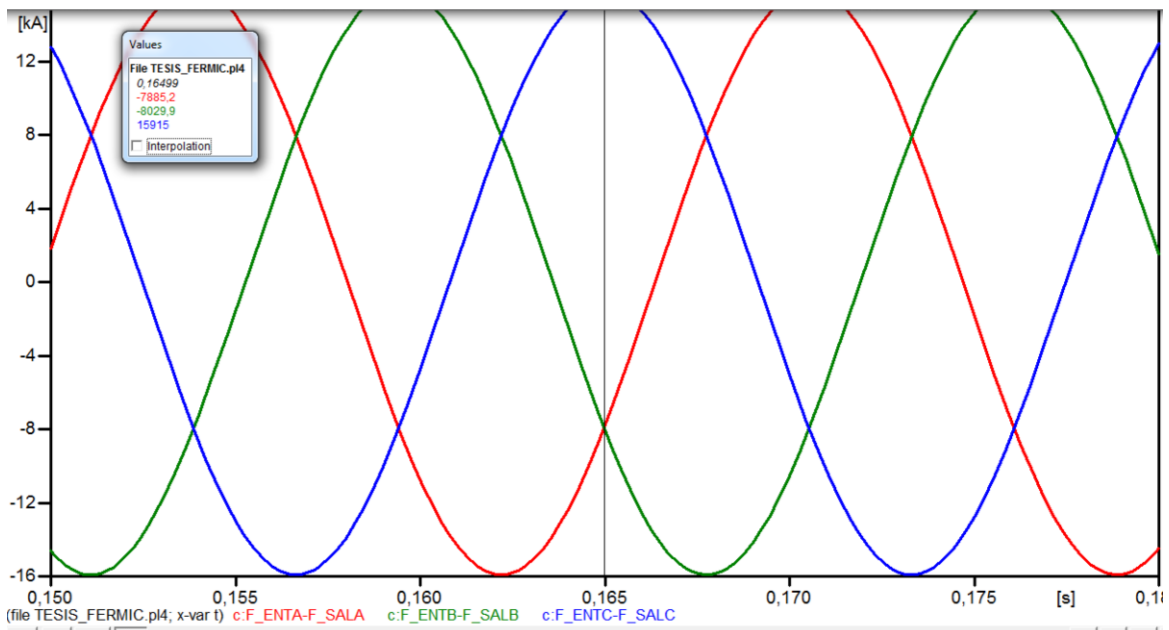


Figura 4.27 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones y con reactor en serie de 2.1 ohms

En la siguiente imagen simulada en ATP se muestra el comportamiento del voltaje al haber una falla trifásica en el punto de interconexión ya con los reactores en serie de 2.1 ohms. Se observa que en las tres fases el voltaje alcanza valores 15.91 kV pico-pico de fase a tierra, esto es, 19.49 kV fase-fase.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

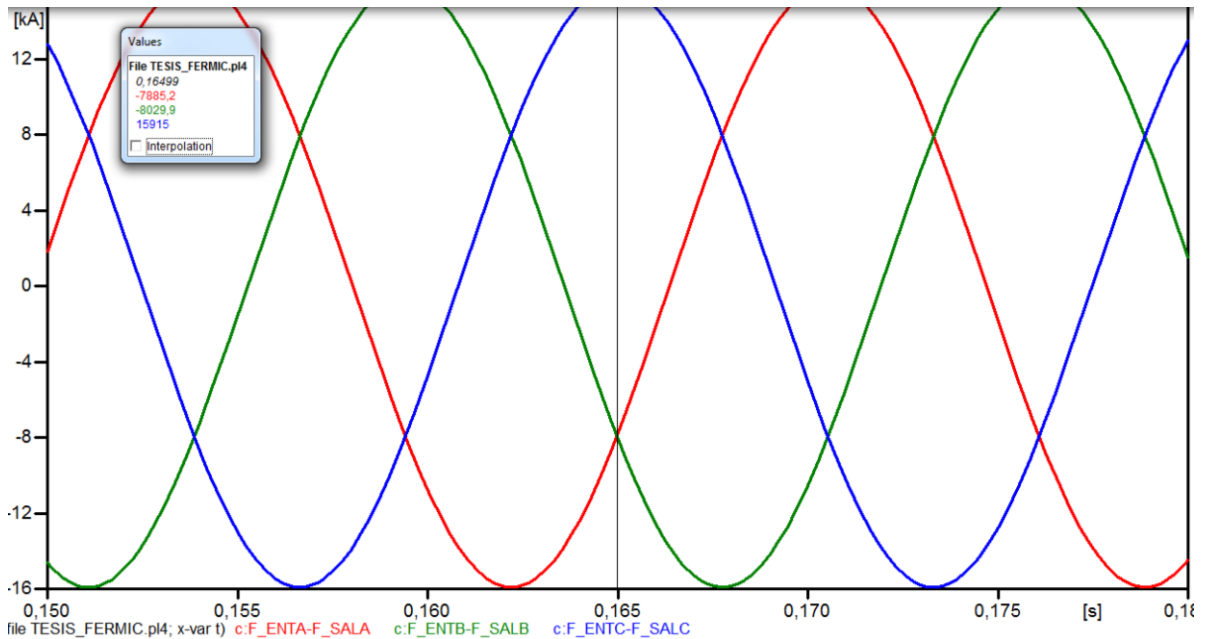


Figura 4.28 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión con reactor en serie de 2.1 ohms para falla trifásica

En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito monofásico es de 15980 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión, es decir, el valor RMS es de 11,300 A. Con esta propuesta se puede observar que el nivel de cortocircuito monofásico disminuye en 888 A ya que el valor original era de 12188 A.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

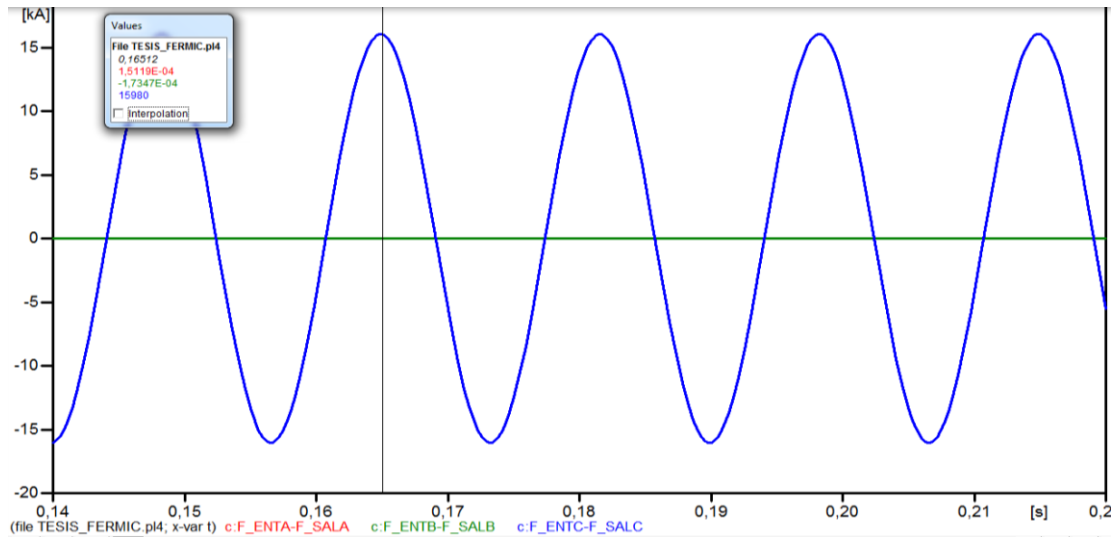


Figura 4.29 Cortocircito monofásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones y con reactor en serie de 2.1 ohms

En la siguiente imagen simulada en ATP se muestra el comportamiento del voltaje al haber una falla monofásica en el punto de interconexión ya con los reactores en serie de 2.1 ohms. Se observa que el voltaje en una de las fases alcanza valores de 19.19 kV pico-pico de fase a tierra, esto es, 23.5 kV fase-fase.

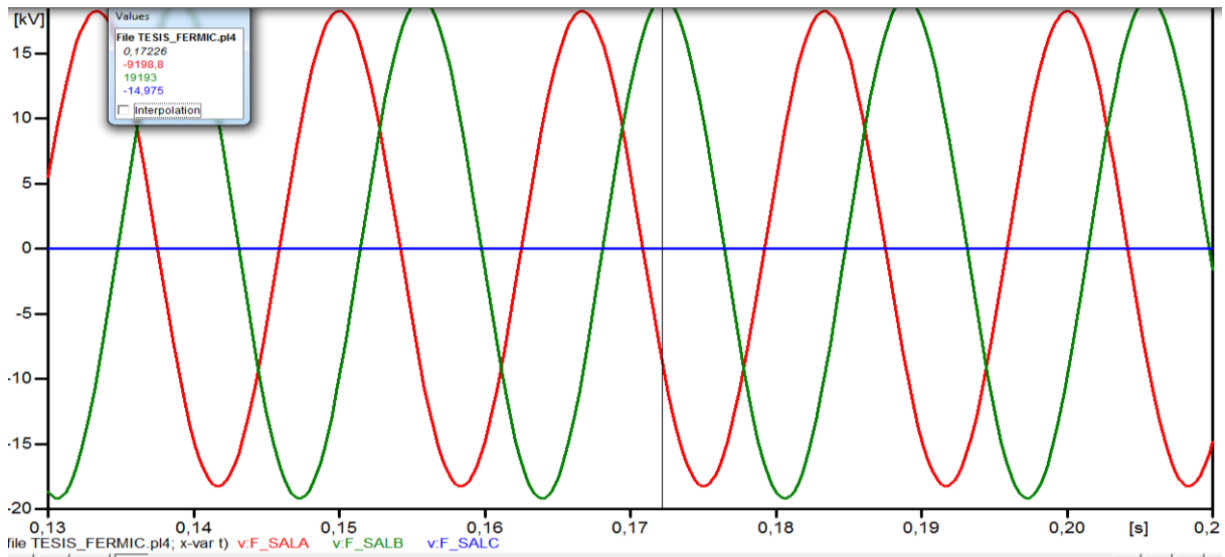


Figura 4.30 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión con reactor en serie de 2.1 ohms para falla monofásica

Solución 2: Reactor de 3 ohms

Se realiza en ATP de la aportación de cortocircuito trifásico en el bus de interconexión del circuito IZT-530B0 más la aportación de los 6 generadores de Fermicaise con reactores en serie a la salida del servicio. En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito trifásico es de 15621 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión, es decir, el valor RMS es de 11045 A. Con esta propuesta se puede observar que el nivel de cortocircuito trifásico disminuye en 975 A ya que el valor original era de 12020 A.

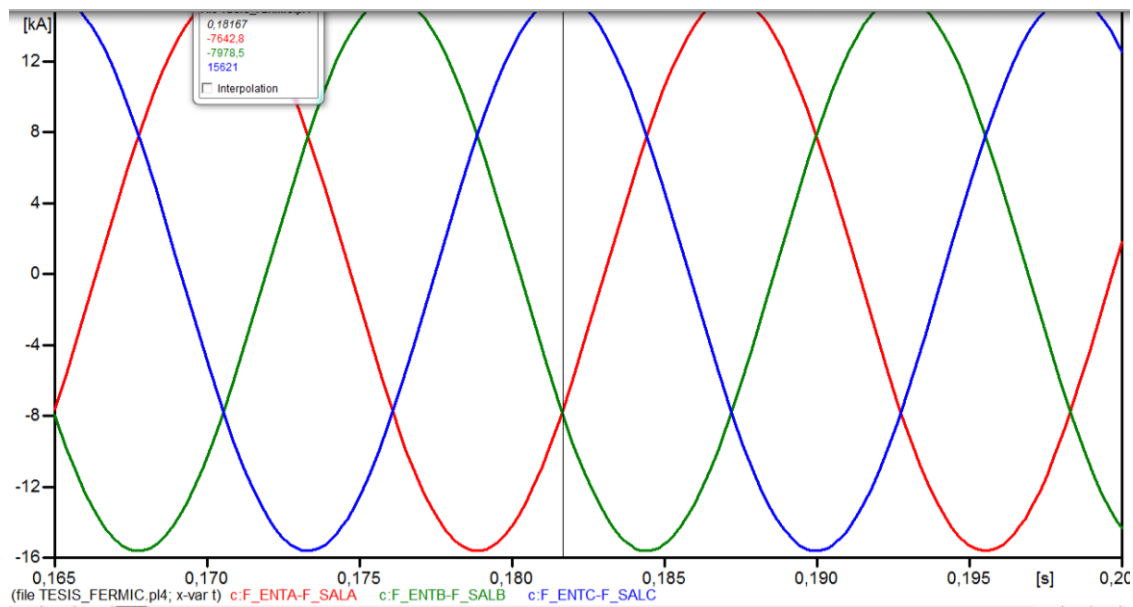


Figura 4.31 Cortocircuito trifásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones y con reactor en serie de 3 ohms

En la siguiente imagen simulada en ATP se muestra el comportamiento del voltaje al haber una falla trifásica en el punto de interconexión ya con los reactores en serie de 3 ohms. Se observa que en las tres fases el voltaje alcanza valores 15.62 kV pico-pico de fase a tierra, esto es, 19.13 kV fase-fase.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

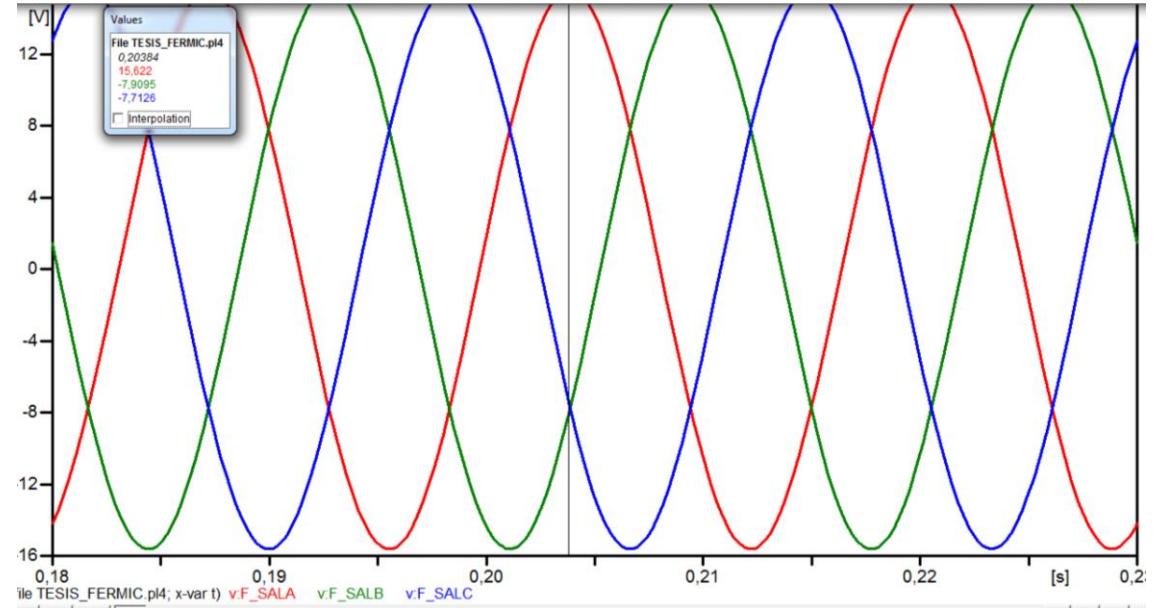


Figura 4.32 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión con reactor en serie de 3 ohms para falla trifásica

En esta simulación se observa que la aportación de cortocircuito monofásico es de 15131 A (valor pico-pico) en el punto de interconexión, es decir, el valor RMS es de 10,699 A. Con esta propuesta se puede observar que el nivel de cortocircuito monofásico disminuye en 1489 A ya que el valor original era de 12188 A.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

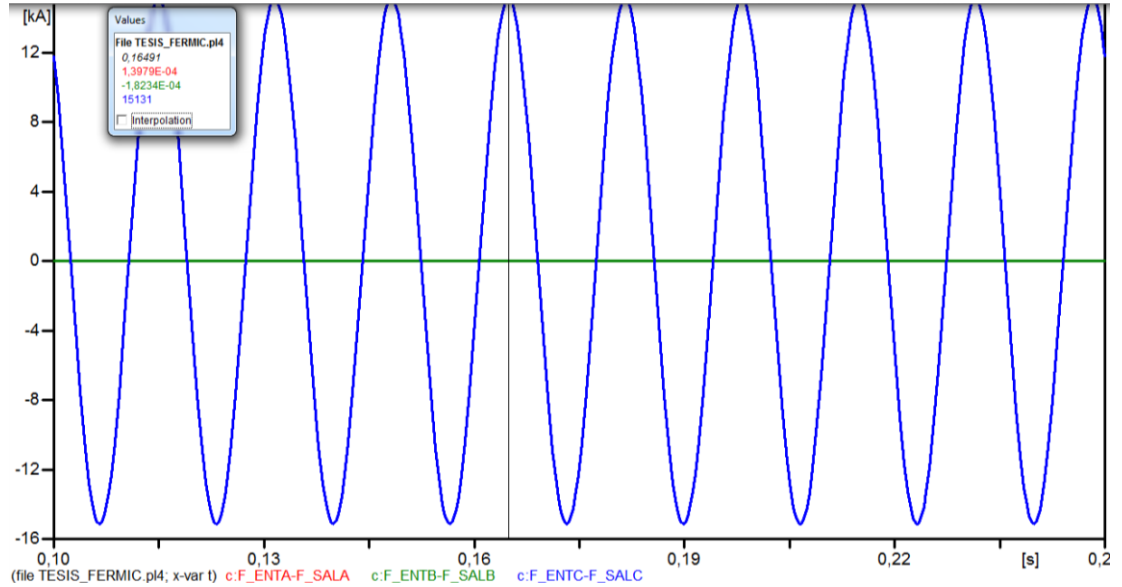


Figura 4.33 Cortocircuito monofásico en el punto de interconexión con ambas aportaciones y con reactor en serie de 3 ohms

En la siguiente imagen simulada en ATP se muestra el comportamiento del voltaje al haber una falla monofásica en el punto de interconexión ya con los reactores en serie de 3 ohms. Se observa que el voltaje en una de las fases alcanza valores de 19.73 kV pico-pico de fase a tierra, esto es, 24.16 kV fase-fase.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

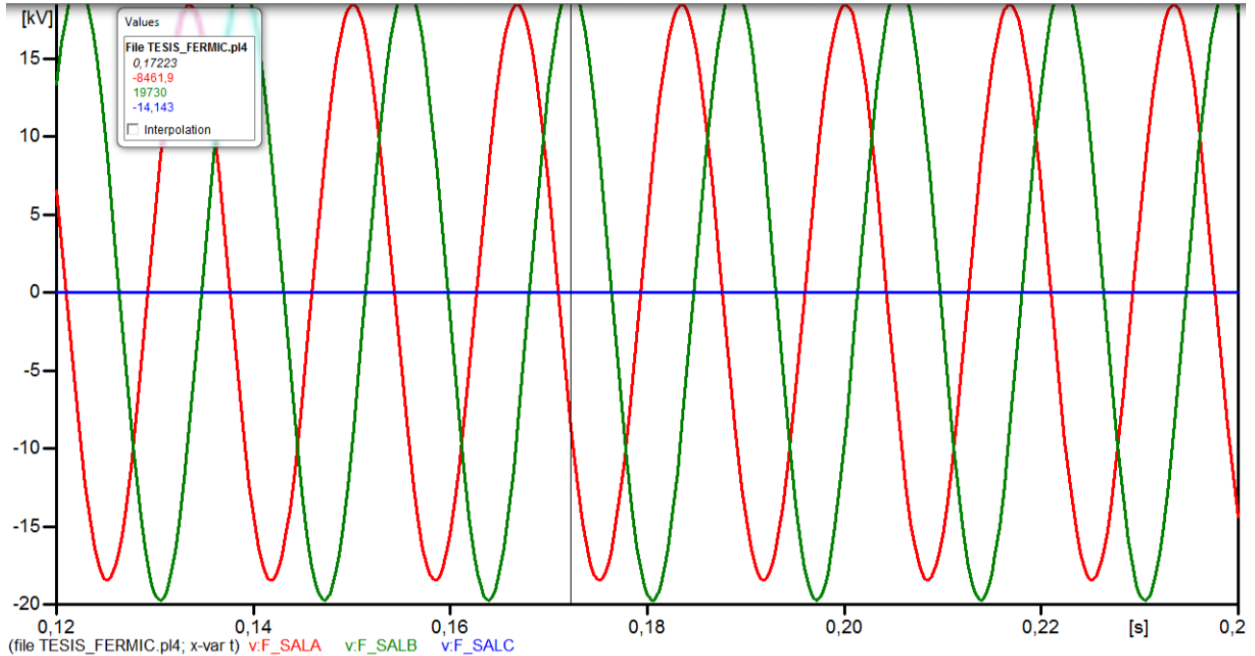


Figura 4.34 Comportamiento del voltaje en el punto de interconexión con reactor en serie de 3 ohms para falla monofásica

Análisis de resultados

Como se puede apreciar en las gráficas anteriores, con la instalación de los reactores en serie disminuimos el nivel de cortocircuito. Sin embargo, mientras más grande sea el reactor instalado, el voltaje se puede elevar hasta valores de 24 kV en las fases sanas para una falla monofásica, por lo que la mejor opción es la del reactor de 2.1 ohms ya que la tensión de 23.5 kV que puede alcanzar no pone en riesgo la infraestructura eléctrica.

CONCLUSIONES

Las soluciones a alcanzar mediante el empleo de la generación distribuida, brindan ventajas técnico-económicas tanto a la empresa eléctrica como al usuario; y que se dispone de tecnología para estos nuevos criterios de interconexión, requiriendo de inversiones, cuya justificación necesita de un análisis específico para cada caso particular. El tipo de conexión más adecuada del transformador de interfase “GD –sistema de potencia” es triángulo del lado del generador y estrella puesta a tierra semirígida del lado del sistema, en la cual las ventajas superan ampliamente a las desventajas. Todos los problemas presentados pueden solucionarse mediante el empleo de un sofisticado esquema de protecciones, pero a un alto costo, cuyo límite está establecido en el momento en que el sobre costo contrarresta las ventajas del uso de la GD.

Derivado de la problemática presentada ante la interconexión de la generación distribuida de la empresa Fermicaise al circuito IZT-530B0, se observa que existe un aumento importante del cortocircuito al entrar en servicio los dos nuevos generadores poniendo en peligro la continuidad del servicio. Es por ello que, para minimizar tal efecto y evitar daños a la infraestructura del sistema se propone la instalación de reactores en serie a la salida de los generadores de Fermicaise.

Una vez realizadas las simulaciones en Aspen y ATP con los generadores propuestos de 2.1 ohms y 3 ohms, se aprecia que con ambos reactores disminuye el cortocircuito hasta valores de 11 kA, ya que al ser una mayor impedancia la corriente baja. Sin embargo, al realizar la simulación del comportamiento de voltaje con el reactor de 3 ohms al momento de la falla se presenta una sobretensión de hasta 24.1 kV. Si bien es cierto, este valor está dentro los parámetros normalizados para las RGD de 23 kV, es preferible utilizar el reactor de 2.1 ohms ya que la sobretensión alcanza valores únicamente 23.5 kV lo que no pone en riesgo la estabilidad del sistema. Por lo que con lo anterior se concluye que la mejor opción para disminuir el cortocircuito y que no se presenta una sobretensión del sistema es el reactor de 2.1 ohms.

A pesar de que para este caso si es posible la instalación de los reactores en serie a la salida de la generación distribuida, es importante señalar que si se interconectan nuevos permisionarios al circuito y se opta por la solución de instalar reactores para mantener el cortocircuito por debajo de los

12 kA, se debe de realizar el estudio de factibilidad porque puede presentarse una sobretensión que dañe aisladores y apartarrayos del circuito.

Para mantener la confiabilidad del sistema al momento de realizar la interconexión de un nuevo permisionario en el circuito se realizan las siguientes recomendaciones:

- Realizar el cálculo de cortocircuito en el punto de interconexión con la aportación del nuevo generador.
- Realizar el cálculo de cortocircuito en el punto de interconexión con la aportación del circuito.
- Verificar el punto más crítico y realizar el cálculo de cortocircuito donde se tenga la sumatoria de aportaciones de corriente de todos los permisionarios interconectados así como del circuito para ver si excede la capacidad interruptiva de los equipos.
- Analizar la opción de instalar reactores que puedan disminuir el nivel de cortocircuito verificando que el valor esté por debajo de los 12 kA.
- Verificar el comportamiento del voltaje al momento de presentarse la falla y que no exceda los 24.1 kV para evitar problemas al sistema.

En el caso de que ya no sea factible seguir interconectando permisionarios al circuito IZT-530B0, se deberán ver otras opciones de como interconectar las generaciones ya sea a otro circuito o en su defecto repotenciando el circuito cambiando el equipamiento instalado. Esto implicaría un costo para el cliente que en el caso de acceder a realizar el pago se procederá de acuerdo con la normatividad vigente.

ANEXOS

ANEXOS

ANEXO 1

Se muestra la información que complementa los datos técnicos de los generadores que se mostraron en el capítulo 4

Tabla A1.1 Datos técnicos de los Generadores, Constantes de tiempo.

o Constantes de Tiempo de los Devanados de Campo y Armadura				
• Devanado de Campo				
• Circuito Abierto de Eje Directo, T' do en Seg	4.57	5.177	5.15	5.15
• Circuito Abierto de Eje en Cuadratura, T' qo en Seg	N.A. Polos salientes	N.A. Polos salientes	N.A. Polos salientes	N.A. Polos salientes
• Corto Circuito Trifásico Transitorio de Eje Directo, T' d3 en Seg	0.39	0.78	0.44	0.44
• Corto Circuito Trifásico Transitorio de Eje en Cuadratura, T' q3 en Seg	N.A. Polos salientes	N.A. Polos salientes	N.A. Polos salientes	N.A. Polos salientes
• Corto Circuito Subtransitorio de Eje Directo, T'' d3 en Seg	0.015	0.041	0.016	0.016
• Corto Circuito Subtransitorio de Eje en Cuadratura, T'' q3 en Seg	0.0233	0.005	0.015	0.015
• Circuito Abierto Subtransitorio de Eje Directo, T'' do en Seg	0.02	0.052	0.022	0.022
• Circuito Abierto Subtransitorio de Eje en Cuadratura, T'' qo en Seg	0.223	0	0.297	0.297
Saturation parameter S1.2	0.555	0	0.995	0.995
• Open Circuit Subtransient quadrature axis, T'' qo in Seg	0.12	0.026	0.09	0.09
• Devanado de Armadura				
• Corto Circuito Trifásico, Ta3 en Seg	0.07	0.062	0.103	0.103

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

• Corto Circuito Línea a Línea , Ta2 en Seg	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
• Corto Circuito Línea a Neutro , Ta1 en Seg	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

Tabla A1.2 Datos técnicos de los Generadores, Resistencia del devanado de Armadura.

Resistencia del Devanado de Armadura				
• Resistencia de Armadura de Secuencia Positiva, Ra1 en p.u.	0.0056	0.00603	0.0036	0.0036
• Resistencia de Armadura de Secuencia Negativa, Ra2 en p.u.	0.0081	0.0232	0.0006	0.0006
• Resistencia de Armadura de Secuencia Cero, Ra0 en p.u.	0.007	0.01448	0.0088	0.0088
• Capacidad Térmica del Rotor de Corto Tiempo, I22t	Ver archivo Thermal damage curve	Ver archivo Typical Negative Sequence Current vs Time I2	Ver archivo Thermal damage curve	Ver archivo Thermal damage curve
• Corriente de Campo a kVA Nom, Voltaje de Armadura y FP en Amper	74.4	84	87.1	81.9
• Corriente de Campo a kVA Nom, Voltaje de Armadura y 0 FP en Amper	83.6	94	100.4	93.9
• Capacitancia Trifásica del Devanado de Armadura en microFarad	0.0975	0.112	0.0618	0.0618
• Resistencia del Devanado de Campo en Ohms a Temperatura de 20°C/100°C	1.23 Ohms at 22C	0,985 Ohms at 25°C	1.63 Ohms at 20C	1.63 Ohms at 20C
• Resistencia del Devanado de Armadura por Fase en Ohms a Temperatura de 20°C/100°C	0.0005 Ohms at 22C	0,02683 Ohms at 25°C	0.0154 Ohms at 20C	0.0154 Ohms at 20C

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

Tabla A1.3 Datos técnicos de los Generadores, Datos operativos.

Datos Operativos				
• Tipo de Central (Ej. Ciclo Combinado, Carboeléctrica, Combustión Interna, Diésel, Geotérmica, etc)	Cogeneración	Cogeneración	Cogeneración	Cogeneración
• Configuraciones Operativas para Ciclo Combinado(Ej. 1x1x1, 2x2x1, etc)	NA	NA	NA	NA
• Configuración de Flecha para Ciclo Combinado (Ej. Uniflecha o Multiflecha)	NA	NA	NA	NA
• Numero de Cilindros para Combustión Interna o Diésel	20	20	20	20
• Toneladas de Vapor para Potencia Mínima Operativa en Geotérmica	NA	NA	NA	NA
• Toneladas de Vapor para Potencia Máxima Operativa en Geotérmica	NA	NA	NA	NA
• Potencia Mínima Operativa (antes de que salga de operación) en Kw	50% carga	50% carga	50% carga	50% carga
• Potencia Máxima Operativa (si es diferente de la Nominal) en kW	-	-	-	-
• Nivel de Potencia Mínima De Regulación (para AGC) en kW	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
• Nivel de Potencia Máximo De Regulación (para AGC) en kW	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
• Rampa Positiva de Potencia (fuera de AGC) en kW/min	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
• Rampa Negativa de Potencia (fuera de AGC) en kW/min	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
• Rampa Positiva de Potencia (dentro de AGC) en kW/min	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
• Rampa Negativa de Potencia (dentro de AGC) en kW/min	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

• Zonas Prohibidas o de No Operación Detectadas en kW	Ver archivo de curvas (PQ diagram)	Ver archivo de curvas 15082 GenD and Curves	Ver archivo de curvas (PQ diagram)	Ver archivo de curvas (PQ diagram)
• Tiempo de Secuencia de Arranque en min	N.A	N.A.	N.A	N.A
• Tiempo de Arranque del Generador desde Frio en min	0	0	0	0
• Tiempo de Arranque del Generador desde Caliente en min	0	0	0	0
• Tiempo en Stand By Después de Paro del Generador en min	N.A	N.A	N.A	N.A
• Disponibilidad de Arranque Negro en (Si/No)	N.A	N.A	N.A	N.A
• Máxima Potencia Neta Verano en kW	2100	2500	3029	3029
• Mínima Potencia Neta Verano en kW	1050	1250	1515	1515
• Máxima Potencia Neta Invierno en kW	2100	2500	3029	3029
• Mínima Potencia Neta Invierno en kW	1050	1250	1515	1515
• P. Reactiva Neta a Máxima Potencia Activa Neta de Verano en kVAR	Ver archivo de curvas (PQ diagram)	Ver archivo de curvas 15082 GenD and Curves	Ver archivo de curvas (PQ diagram)	Ver archivo de curvas (PQ diagram)
• Combustible Primario	Nat Gas	Nat Gas	Nat Gas	Nat Gas
• Combustible Secundario	NA	NA	NA	NA
• Mezcla de Combustibles en %	NA	NA	NA	NA

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

Tabla A1.4 Datos técnicos de los Generadores, Curvas del generador.

o Curvas del Generador				
• Anexar como archivo adjunto la Curva de Capacidad.	Ver archivo PQ chart	Ver archivo de curvas 15082 GenD and Curves	Ver archivo PQ chart	Ver archivo PQ chart
• Anexar como archivo adjunto la Curva de Saturación.	Ver archivo main machine mag curve	Ver archivo 15082 GenD and Curves. Pag 4	Ver archivo main machine mag curve	Ver archivo main machine mag curve
• Anexar como archivo adjunto la Curva de V.	No Disponible	Ver archivo de curva 15082 GenD and Curves. Pag 6	Ver archivo	Ver archivo
• Anexar como archivo adjunto la Curva de Corrección de Capacidad por Temperatura.	Ver archivo / AGN132	Ver archivo de curvas 15082 GenD and Curves	Ver archivo / AGN133	Ver archivo / AGN134
• Anexar como archivo adjunto la Curva de Característica de Circuito Abierto y Corto Circuito.	Ver archivo main machine mag curve	Ver archivo data sheet	Ver archivo main machine mag curve	Ver archivo main machine mag curve
• Anexar como archivo adjunto la Curva de Variación de Eficiencia ante Condiciones de Carga.	Ver archivo datasheet	Ver archivos de curvas 15082 GenD and Curves. Pag. 3	Ver archivo datasheet	Ver archivo datasheet
• Anexar como archivo adjunto la Curva del Excitador de Circuito Abierto Ante Condiciones de Carga.	Ver archivo P80 RST Exciter	N.A.	Ver archivo P80 WX Exciter	Ver archivo P80 WX Exciter
• Anexar como archivo adjunto la Curva de Duración Permisible de Corriente de Secuencia Negativa.	Ver archivo AGN016	Ver archivo Typical Negative sequence	Ver archivo AGN016	Ver archivo AGN016

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

Tabla A1.5 Datos técnicos de los Generadores, Dynamic models.

Provide information regarding technical issues of ARS				
• Fabricante				
• Modelo				
• Descripción del Dispositivo de Control Dinámico que se tienen considerados en la Central Eléctrica y sus características Técnicas				
• Especificar los Modelos Dinámicos Genéricos y de Usuario que representen las características de los Dispositivos utilizados por la Central para los siguientes programas; PSS/E y DSA TOOLS	Ver archivo CT_FERMIC.sav / CT_FERMIC.dyr	Ver archivo CT_FERMIC.sav / CT_FERMIC.dyr	Ver archivo CT_FERMIC.sav / CT_FERMIC.dyr	Ver archivo CT_FERMIC.sav / CT_FERMIC.dyr
• Anexar como archivo adjunto los Ajustes por Default del Regulador Automático de Velocidad.	Ver archivo 20130311 Engine model	Ver archivo 20130311 Engine model	Ver archivo 20130311 Engine model	Ver archivo 20130311 Engine model
• Anexar como archivo adjunto los Diagramas de Bloques del Regulador Automático de Velocidad.	Ver archivo 20130311 Engine model	Ver archivo 20130311 Engine model	Ver archivo 20130311 Engine model	Ver archivo 20130311 Engine model

Tabla A1.6 Datos técnicos de los Generadores, sistemas de Excitación.

8. Sistema de Excitación				
o Número Total de Tipos de Sistema de Excitación				
For each type of Excitation System is required to provide the following information				
• Fabricante				
• Modelo	AC7B	AC7B	AC7B	AC7B
Factor de desmagnetización Kd	0.091	0	0.136	0.136
Parámetro de conmutación reactancia Kc	0.08	0	0.111	0.111

“MODELADO DE LA TENSIÓN Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 23 kV”

Campo de hora excitador constante de Te	0.243	0.15	0.291	0.291
Excitador caída Ke	1	1	1	1
Tensión de campo E1 para SE1	5.644	Main field @ S1.0 @ 25°C = 33 V	8.05	8.05
Saturación SE1 en E1	0.972	S1.0 = 0	0.921	0.921
Tensión de campo E2 para SE2	4.233	Main field @ S1.0 @ 25°C = 400 V	3.23	3.23
SE2 saturation at E2	0.081	S1.2 = 0	0.14	0.14
<ul style="list-style-type: none"> Descripción del Dispositivo de Control Dinámico que se tienen considerados en la Central Eléctrica y sus características Técnicas 	AC7B	AC7B	AC7B	AC7B
<ul style="list-style-type: none"> Especificar los Modelos Dinámicos Genéricos y de Usuario que representen las características de los Dispositivos utilizados por la Central para los siguientes programas; PSS/E y DSA TOOLS 	librería modelo "AC7B" y CT_FERMIC.sav / CT_FERMIC.dyr	librería modelo "AC7B" y CT_FERMIC.sav / CT_FERMIC.dyr	librería modelo "AC7B" y CT_FERMIC.sav / CT_FERMIC.dyr	librería modelo "AC7B" y CT_FERMIC.sav / CT_FERMIC.dyr
<ul style="list-style-type: none"> Anexar como archivo adjunto los Ajustes por Default del Sistema de Excitación. 	Kpr=47; Kri=30; Kdr=13; Tdr=0.1; Ka=1; Ta=0;	Kpr=47; Kri=30; Kdr=13; Tdr=0.1; Ka=1; Ta=0;	Kpr=47; Kri=30; Kdr=13; Tdr=0.1; Ka=1; Ta=0;	Kpr=47; Kri=30; Kdr=13; Tdr=0.1; Ka=1; Ta=0;
<ul style="list-style-type: none"> Anexar como archivo adjunto los Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación. 	Ver archivo "excitation diagram"	Ver archivo "excitation diagram"	Ver archivo "excitation diagram"	Ver archivo "excitation diagram"

Tabla A1.7 Datos técnicos de los Generadores, Sistema Estabilizador de Potencia.

9. Sistema Estabilizador de Potencia				
o Número Total de Tipos de Sistema Estabilizador de Potencia				
For each type of power system stabilizer is required to provide the following information	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> Fabricante 	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> Modelo 	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

<ul style="list-style-type: none"> • Descripción del Dispositivo de Control Dinámico que se tienen considerados en la Central Eléctrica y sus características Técnicas 	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> • Especificar los Modelos Dinámicos Genéricos y de Usuario que representen las características de los Dispositivos utilizados por la Central para los siguientes programas; PSS/E y DSA TOOLS 	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> • Anexar como archivo adjunto los Ajustes por Default del Sistema Estabilizador de Potencia. 	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> • Anexar como archivo adjunto los Diagramas de Bloques del Sistema Estabilizador de Potencia. 	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

ANEXO 2

Datos de placa de los generadores 4, 5 y 6.

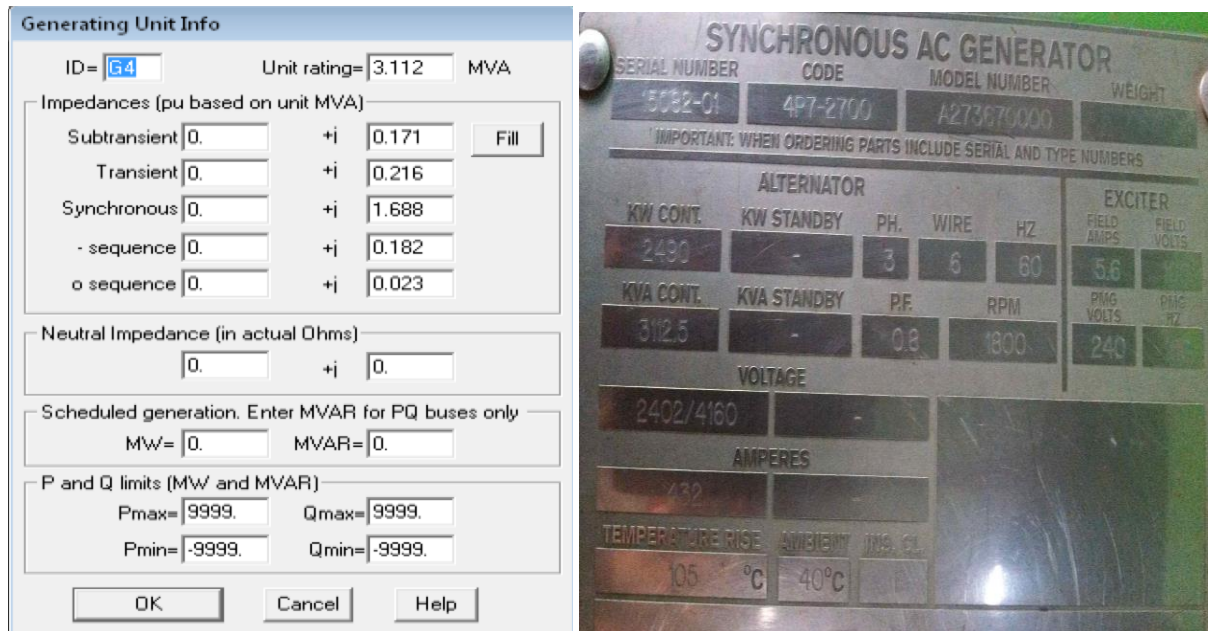


Figura A2.1 Impedancias del generador 4

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

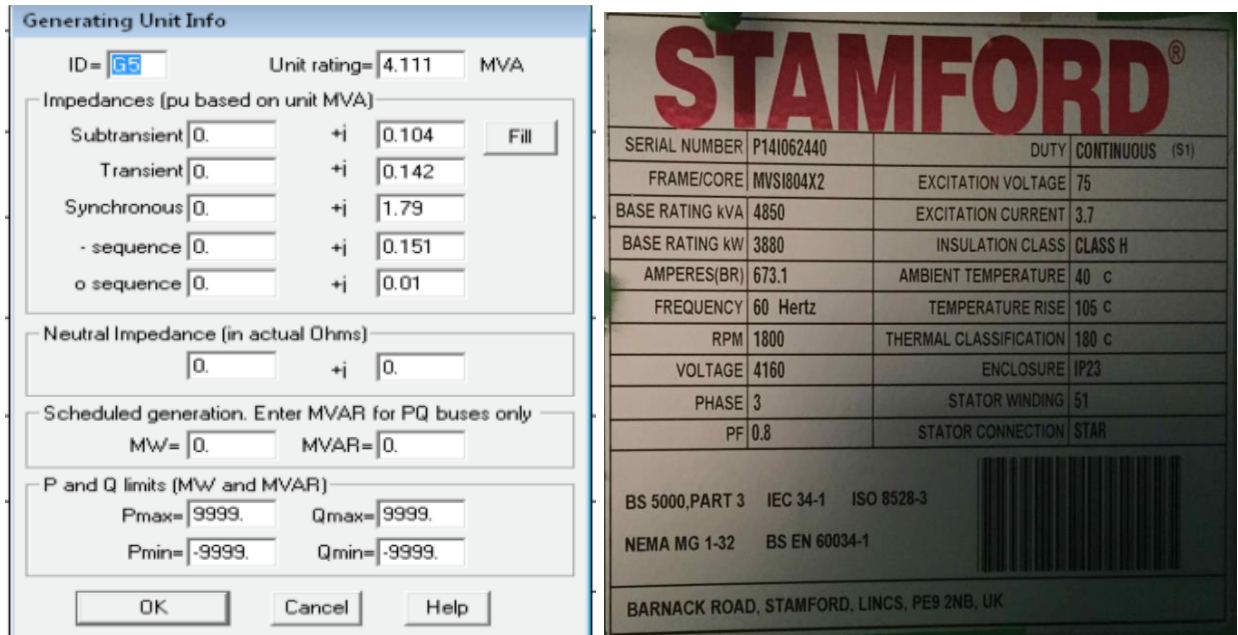


Figura A2.2 Impedancias del generador 5

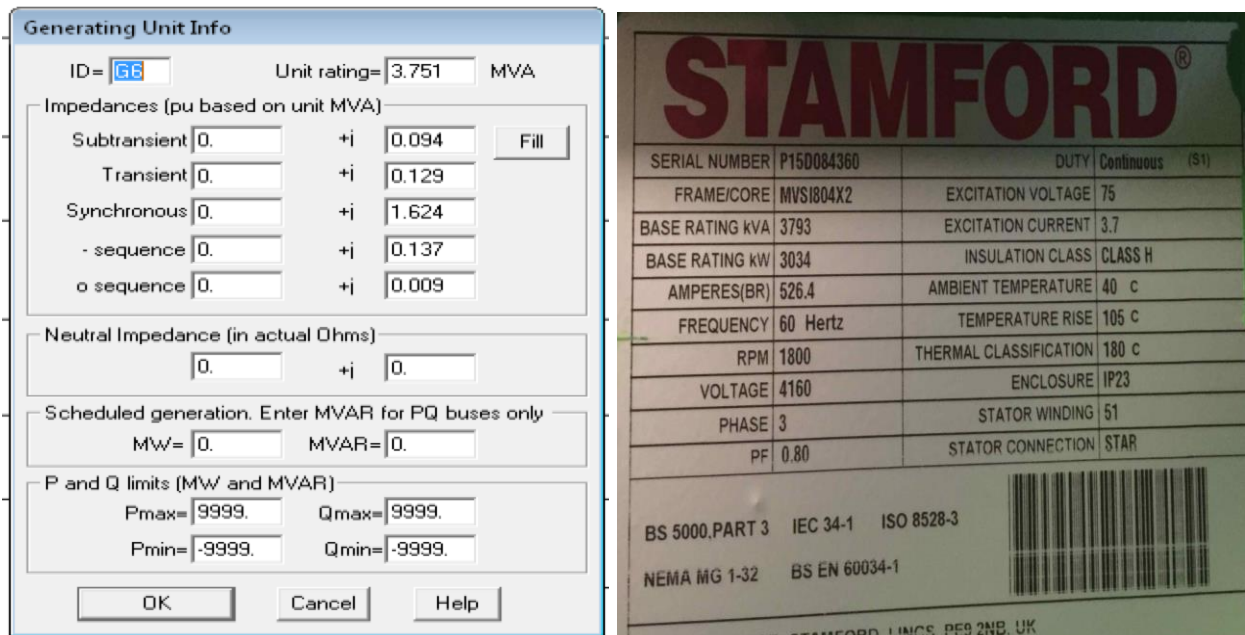


Figura A2.3 Impedancias del generador 6

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

ANEXO 3

Datos de placa de los transformadores 4, 5 y 6.

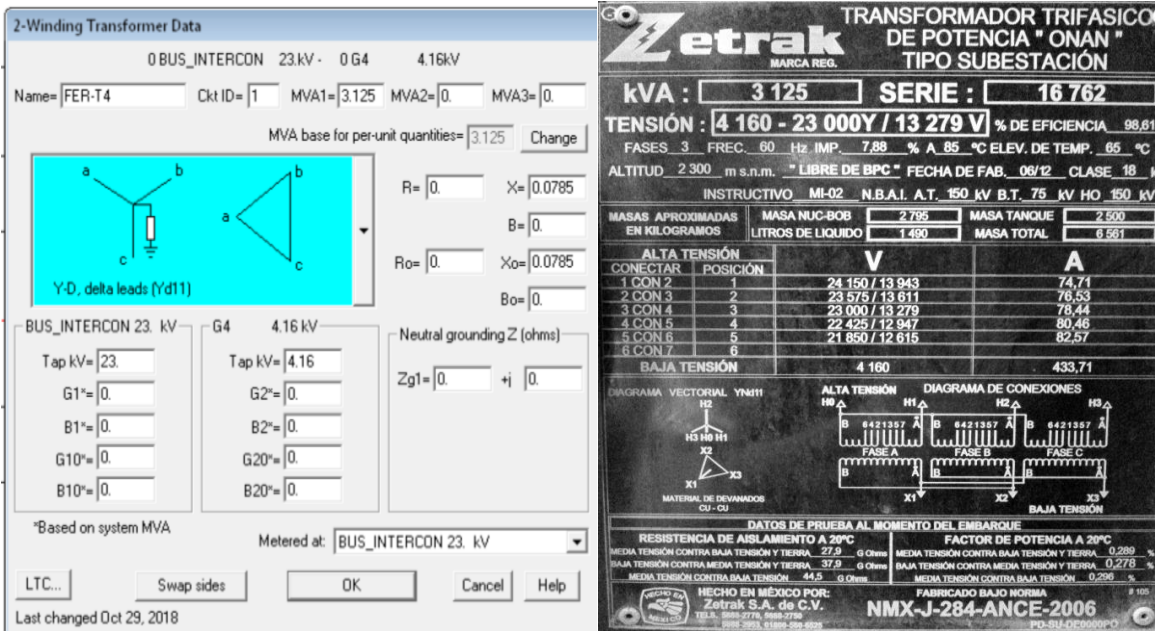


Figura A3.1 Datos de transformador 4

“MODELADO DE LA TENSION Y CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA TIPO C, EN UN CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 23 kV”

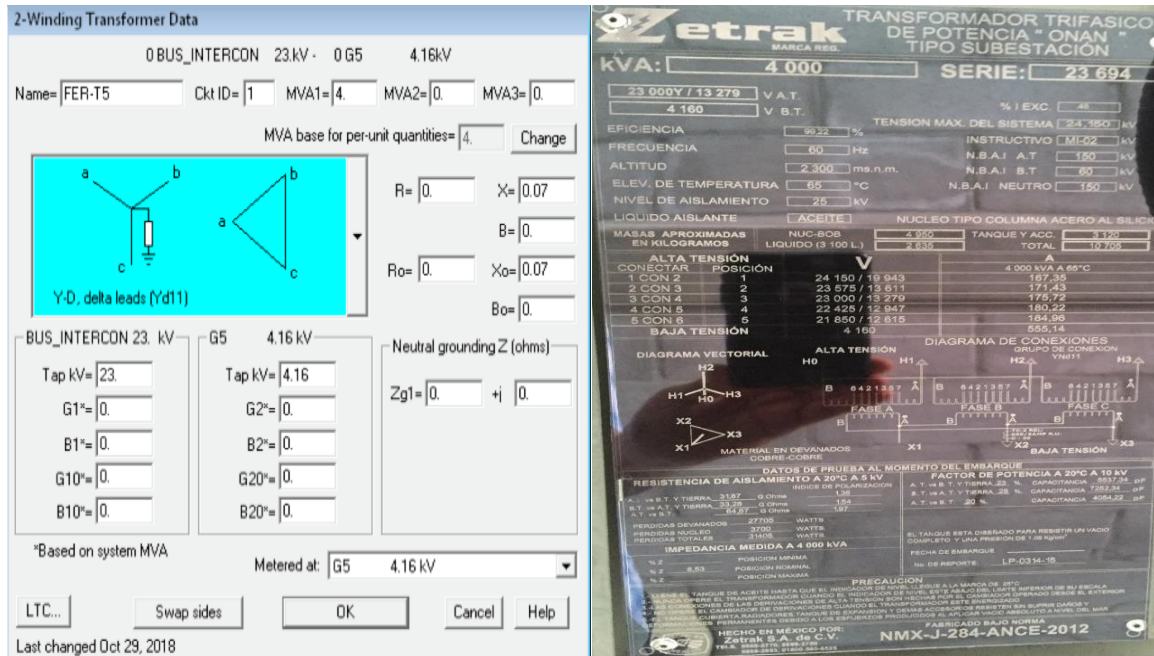


Figura A3.2 Datos de transformador 5

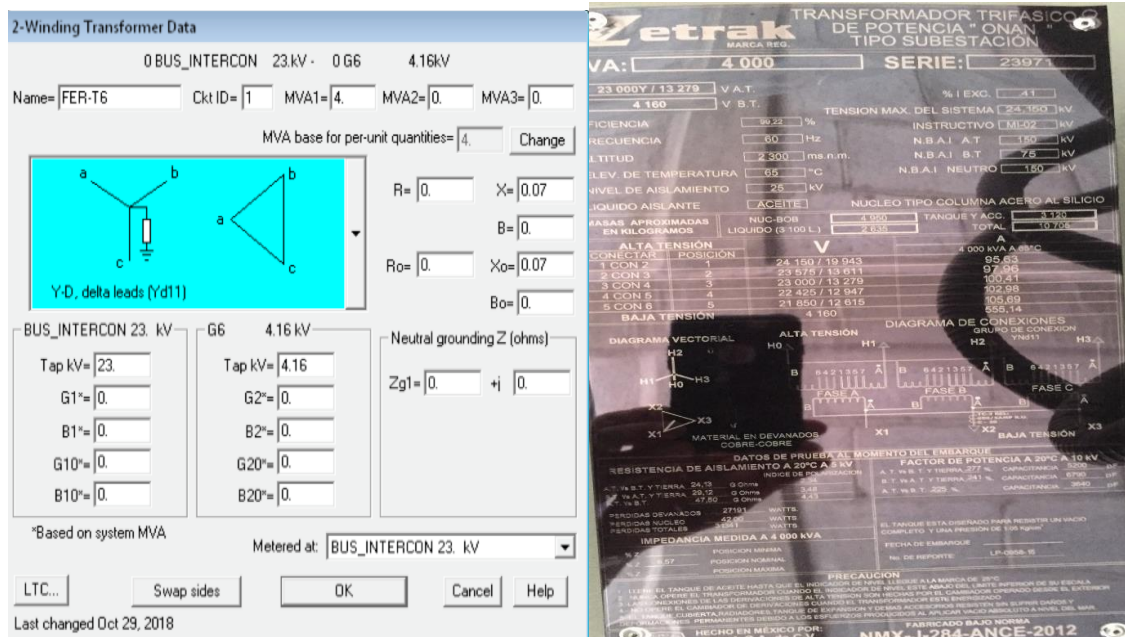


Figura A3.3 Datos de transformador 6

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comunidad de Madrid. (2007). *Guía Básica de la Generación Distribuida*. Madrid: Gráficas Elisa S.A.
- [2] Gallegos, R., y Rodríguez S. (2015). *Hacia la Transformación del Mercado Eléctrico Mexicano: Generación Distribuida*. IMCO (Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.). México D.F.
- [3] Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, 9 de Febrero de 2018, Diario Oficial de la Federación, 2º. Sección.
- [4] Procedimiento para la Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución, 2008, Sudirección de Distribución, CFE, 2º. Revisión.
- [5] Programa Aspen OneLiner “Análisis de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones”
- [6] Programa ATPDraw “Análisis de Transitorios Electromagnéticos”
- [7] Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029 (PRODESEN).