

# INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

## INGENIERÍA ELECTRICA

### INFORME FINAL DEL PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

“Desempeño de los Parques Eólicos Ante Contingencias de la Red Nacional de Transmisión, en el Marco de Código de Red”

DESARROLLADO POR:

Delgado Balbuena Amaury Alfredo

12270620

ASESOR INTERNO:

M.C. Brindis Velázquez Osvaldo

ASESOR EXTERNO:

M.C. Gálvez Chévez César



COMISIÓN FEDERAL  
DE ELECTRICIDAD

Depto. de Análisis de Redes

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. 08 de Diciembre de 2016

## Contenido

INTRODUCCION .....	1
☞ CAPÍTULO 1.....	2
Caracterización del Proyecto. ....	2
1.1 Planteamiento del Problema .....	3
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos .....	5
1.3 Justificación del Proyecto.....	6
1.4 Alcances y Limitaciones.....	7
☞ CAPÍTULO 2.....	8
Caracterización de la Empresa y Área en que se Desarrolló el Proyecto. ....	8
2.1 GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION SURESTE, ZONA DE TRANSMISION ISTMO (ZTI).....	9
2.2 Misión .....	9
2.3 Visión.....	9
2.4 Objetivo .....	9
2.5 Código de Ética .....	10
2.5.1 Política de Tolerancia Cero a la Corrupción.....	11
2.5.2 Disposiciones Normativas.....	11
2.5.3 Principios de Actuación y Directrices de Ética Corporativa .....	11
2.5.4 Transparencia.....	12
2.5.5 Honestidad .....	12
2.5.6 Eficiencia .....	13
2.5.7 Equidad .....	14
2.5.8 Responsabilidad Social .....	14
2.6 Principales Clientes .....	15
2.7 Modelo de Dirección de Calidad y Competitividad .....	15
2.8 Política de Calidad .....	15
2.9 Cinco Pilares Estratégicos .....	16

2.9.1	Nueva Infraestructura .....	16
2.9.2	Modernización Zona Centro.....	16
2.9.3	Energías Limpias .....	16
2.9.4	Transparencia y Rendición de Cuentas .....	16
2.9.5	Atención al cliente .....	17
2.10	Localización .....	17
2.11	Mapa.....	17
2.12	Organigrama.....	18
☞	CAPITULO 3.....	19
	Fundamento Teórico.....	19
3.1	Fuentes de Energía Primaria .....	20
3.2	Energía Eólica .....	21
3.3	Los Aerogeneradores .....	24
3.4	Sistemas Eléctricos de Potencia e Interpretación en el Sistema de Protección .....	24
3.4.1	Característica de un Esquema de Protección .....	24
3.4.2	Estructura de un Sistema de Protección (Zona de Protección) .....	28
3.4.3	Característica o Principio de Operación de los Relevadores.....	35
3.5	Voltaje y Corriente en Circuitos de Potencia Trifásica Balanceada .....	37
3.6	Transitorios en Circuitos Serie RL.....	39
3.7	Tipos de Fallas .....	41
3.8	Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Nacional (Código de Red) .....	43
3.8.1	Operación del Parque de Generación ante Fallas Externas y en el Punto de Interconexión .....	45
☞	CAPITULO 4.....	48
	Proceso y Descripción de Actividades Realizas.....	48
4.1	Conocimiento de la Zona de Transmisión ISTMO (CFE).....	49
4.2	Estudio de Nomenclatura e Identificación en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).....	51
4.3	Diseño del Diagrama Unifilar de la Zona Istmo en el Programa de Corto Circuito Aspen .....	55



4.4	Recopilación de Datos Técnicos de las Subestaciones Eléctricas; La Venta Dos (LVD), La Venta Tres (LVT), Juile (JUI) y Juchitán Dos (JUD) .....	59
4.5	Modelado de Red LVD-LVT en Matlab con Simulación de Fallas en la Línea de Transmisión.....	66
4.5.1	Cálculo y Simulación de Fallas en la Línea de Transmisión 93060... ..	73
4.6	Modelado de Red JUI-LVD en Matlab, Simulando Evento Físico Ocasionado en la Línea de Transmisión 93000. ....	79
4.6.1	Cálculo y Simulación de Falla Monofásica en la Línea de Transmisión 93000.....	85
☞	CAPÍTULO 5.....	90
	Resultados Alcanzados, Planos, Gráficas, Prototipos, Programas, entre Otros. ..	90
5.1	Resultado Final del Diseño de Red Compreendida de La Venta Dos a La Venta Tres.....	91
5.1.1	Resultado de simulación en la Red de Transmisión LVD-LVT con Relación a las Tres Fallas Transitorias .....	92
5.2	Diseño Finalizado de la Red del Juile a La Venta Dos y Simulación de Falla Ocurrida en la LT 93000 .....	100
5.3	Revisión de Coordinación de Protecciones en LVT-LVD por Fallas Transitorias.....	106
5.4	Revisión de Coordinación de Protecciones en JUI-JUD.....	113
	Conclusiones .....	116
	Referencias Bibliográficas.....	117
☞	ANEXO A.....	118
	Arreglo de Diagramas Unifilares.....	118
A.1	Interpretación de Diagramas Unifilares .....	119
A.1.1	Barra Sencilla .....	119
A.1.2	Barra Sencilla con Barra de Transferencia .....	119
A.1.3	Barra de Transferencia con Interruptor de Transferencia.....	119
A.1.4	Doble Barra con Interruptor de Transferencia .....	119
A.1.5	Doble Barra con Doble Interruptor .....	120
☞	ANEXO B.....	123
	Nomenclaturas en Diagramas Unifilares. ....	123
☞	ANEXO C.....	126



Comandos de Aspen One Liner.....	126
C.1 ¿Qué es One Liner? .....	127
☞ ANEXO D.....	132
Diagrama Operativo de la Zona Istmo.....	132
☞ ANEXO E.....	134
Números de Relevadores Establecidos por la Norma IEEE C37.2-1979.....	134
Acrónimos .....	137



## INTRODUCCION

El proyecto “Desempeño de los Parques Eólicos ante Contingencias de la Red Nacional de Transmisión, en el Marco de Código de Red”; fue desarrollado en la empresa de Comisión Federal de Electricidad (CFE) basado en la Zona de Transmisión Istmo (ZTI).

Presentando un contexto general de estudios y análisis determinados para mantener la calidad, eficiencia, seguridad y sustentabilidad en el suministro eléctrico de la Subestación Eléctrica La Venta Dos (SE LVD).

Por lo cual se exhiben valores comprendidos al entorno de generación e interconexión que acontece actualmente la Zona Istmo, para tal efecto proceder el estudio en los puntos específicos donde se ocasionan las perturbaciones a la línea de transmisión en la SE LVD teniendo las fallas en dos regiones: la primera en la línea 93000 y la segunda en la 93060.

Los temas enlazados en el actual proyecto engloban al uso de dos programas. Primero con el MATLAB a objetivo de esquematizar la Red de Transmisión Eléctrica (RTE), con dimensión desde el área en donde surge la perturbación hacia la Subestación Eléctrica (SE) en estudio, implicando en simular los distintos tipos de fallas. El segundo programa es el ASPEN donde su enfoque es diseñar el diagrama unifilar de la Zona Istmo, simular las fallas de cortocircuitó y verificar el comportamiento de las protecciones en cada zona afectada.

De acuerdo a las fallas que inciden en las Líneas de Transmisión (LT), las más comunes son las Monofásicas, mientras que las Trifásicas, son de menos manifestación.

Así pues, con todo lo evaluado en el desempeño de la SE ante las fallas y del comportamiento de los equipos de protección, se verifican con el Código de Red y se determina el cumplimiento de ellas.



## ∞ CAPÍTULO 1.

### Caracterización del Proyecto.

---



## 1.1 Planteamiento del Problema

La energía eléctrica es uno de los recursos fundamentales de la sociedad industrial moderna, donde la potencia eléctrica está al instante disponible al usuario, con el voltaje y frecuencia adecuado y exactamente a la cantidad que se necesita, tomando en cuenta que el Sistema Eléctrico de Potencia está sujeto a perturbaciones constantes creadas por los cambios aleatorios de carga, por fallas a causas naturales y algunas veces como resultado de falla del equipo o del personal.

De los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), las Líneas de Transmisión (LT), están mayormente expuestos a las fallas, debido a que el área que ocupan en comparación con otros equipos es referente a la distancia establecida en la intemperie, donde al presentarse una falla en ella provoca interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

A este respecto, cabe señalar que en CFE, desde 1989 se ha efectuado un seguimiento estadístico un promedio de 150 circuitos de distribución de 30 subestaciones eléctricas en tres Divisiones, teniéndose hasta el año 2005, un total de 12,797 fallas, con un patrón de comportamiento como se indica a continuación [1]:

- 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 4er intento de restablecimiento: <1%

En el entorno de la Energía Eólica en el Sureste, se analizó en las siguientes Subestaciones Eléctricas: Juchitán Dos (JUD), La Venta Dos (LVD) e Ixtepec Potencia (IPO), teniendo así una capacidad máxima disponible aproximada de 2273.4 MW en su generación. Con la entrada de las subestaciones Oaxaca Uno (OAU) y la Venta Tres (LVT) se modificó la topología de la red. Posterior a la entrada

en operación de los nuevos Productores Independientes de Energía (PIE) se tuvieron daños en los circuitos electrónicos de los aerogeneradores de la Central Eléctrica La Venta Dos (CE LVD), ocasionada por las perturbaciones manifestadas a la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Las fallas transitorias son las que interfieren con el flujo nominal de corriente, exteriorizando un posible riesgo de causar daños a los equipos primarios, es decir, dañando los componentes de las subestaciones eléctricas interconectadas. Al expandirse los Sistemas Eléctricos de Potencia con la interconexión entre centrales y subestaciones se puede presenciar una caída de voltaje repentina en algún punto dentro del Sistema Interconectado afectando a las cargas sensibles en el sector industrial.

De acuerdo a esto, se tiene relación con los dispositivos de protección, quienes intervienen para el cuidado de uno o más componentes del sistema eléctrico. De tal modo que la operación de respectivas protecciones de cada zona, detecten las fallas para tomar acciones adecuadas para la extinción de ella. Por lo contrario, en caso de no efectuar la operación de ninguna de ellas dentro del rango surgido la falla, esta extiende provocando daños mayores dentro del Sistema Eléctrico Nacional, hasta el punto en que otra protección llegue a operar.



## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo General

Verificar el cumplimiento del código de red en los aerogeneradores y sistemas de protección, ante disturbios de la RNT (Red Nacional de Transmisión) en la zona ISTMO.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Modelar la Red Eléctrica con el programa Matlab, comprendida por dos estudios, como primero de LVD a LVT, y el segundo de JUI a LVD.
- Monitorear la Subestación Eléctrica de la Venta Dos (LVD) de tal modo que se maximice el tiempo en mantenerse dentro de sus límites técnicos definidos en las condiciones normales de operación dentro del Código de Red.
- Analizar el comportamiento de la SE de LVD ante fallas transitorias en la línea 93060.
- Verificar el cumplimiento del Código de Red a la SE de LVD de manera que sea capaz de soportar la contingencia presentada en la línea 93000.
- Verificar la coordinación de operación de los equipos de protección dentro del rango de la línea de transmisión LVD – LVT.
- Analizar la coordinación de los equipos de protección dentro del rango del JUI – JUD, para verificación del tiempo de restablecimiento ante la falla ocurrida en la línea de transmisión 93000 y verificación del número de áreas afectadas ante la ocurrencia de la contingencia.

### 1.3 Justificación del Proyecto

Se realiza el presente proyecto para analizar el comportamiento de la SE LVD ante contingencias en el SEN verificando el cumplimiento de suministro eléctrico de acuerdo al Código de Red. Con el objetivo de regular y asegurar valores de servicio como de igual manera el diseño de soporte a la Red Eléctrica, manteniendo en operación idónea a los Parques Eólicos del Sureste.

Así por ello, conocer los tipos de perturbaciones expuestos en las líneas de transmisión, para determinar el estado en el cual se encuentre el Sistema Eléctrico Nacional. Con apoyo del trabajo actual proceder a futuras estrategias preventivas o correctivas que permitan mantener el Estado Operativo Normal y con ello la integridad del mismo.

La vigilancia del cumplimiento del Código de Red integrado al tema de la Zona Istmo, incentiva a la modernización de manera coordinada y con bases técnicas-operativas a la mejora de la estabilidad eléctrica, es decir, dentro de parámetros de calidad.

Por ende es necesario vigilar la correcta operación de los Esquemas de Protección del Sistema para inestabilidades en la Red. Verificando los ajustes de operación y coordinación totalmente adaptados para todas las contingencias posibles a presentar, del modo que todo cambio en el equipo de protección deberá ser instruido para análisis mayores.

El análisis del restablecimiento en el suministro eléctrico ante las fallas contempladas en el actual proyecto, dará soporte para minimizar su tiempo de interrupción, permitiendo que el servicio a los usuarios finales y el tiempo de desconexión de los elementos del SEN se mantengan dentro de los criterios de confiabilidad y seguridad.

Y en general, que la SE en estudio; prevea la disposición de reserva operativa para evitar la pérdida de carga firme y a la mejora del desempeño al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM, tema no desarrollado en este proyecto).



## 1.4 Alcances y Limitaciones

El proyecto actual se limita al estudio específico de la Subestación Eléctrica de La Venta Dos (conectadas las centrales eléctricas como: Oaxaca Uno y La Venta Tres al igual que su propia central eléctrica), tomando en cuenta solo la interconexión de las subestaciones vecinas Juchitán Dos y el Juile, con limitación de análisis a las Líneas de Transmisión 93000 y 93060.

El alcance del estudio se basa en conocer y diagnosticar la función correspondiente de los equipos de protección comprendidos en los puntos de estudios de fallas (JUI-93000-JUD y LVT-93060-LVD), con relación al suministro eléctrico por la generación eólica, determinando si la SE LVD mantiene la condición técnica en la que procede sin violar límites operativos y el suficiente margen de reserva para soportar contingencias.

## ∞ CAPÍTULO 2.

### Caracterización de la Empresa y Área en que se Desarrolló el Proyecto.

---



## **2.1 GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION SURESTE, ZONA DE TRANSMISION ISTMO (ZTI)**

La Zona de Transmisión ISTMO (ZTI), con sede en la ciudad de Juchitán, Oaxaca fue creada en el año de 1981, con el objetivo fundamental de mantener en condiciones de confiabilidad las Líneas de Transmisión, Subestaciones y Equipos asociados, propiedad de CFE que se encuentran en el ámbito geográfico del Estado de Oaxaca y una parte del Sur del Estado de Veracruz así mismo cuenta con un sector ubicado en la ciudad de Oaxaca de Juárez, Oaxaca y es una de la 5 Zonas que integran actualmente la GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN SURESTE (GRTSE), a continuación se describen los términos de la empresa [2].

### **2.2 Misión**

Asegurar la disponibilidad de la Red Eléctrica de Potencia y Proporcionar servicios de telecomunicaciones mediante una eficiente planeación y ejecución de mantenimiento y modernización, satisfaciendo las expectativas de nuestros clientes, respetando el medio ambiente y fomentando una mejor calidad de vida a nuestros trabajadores.

### **2.3 Visión**

Ser una organización de calidad, socialmente comprometida, rentable y eficiente en sus procesos, con tecnología de vanguardia en constante desarrollo, personal altamente calificado y motivado, que proporciona a sus clientes diversidad de servicios competitivos con enfoque empresarial.

### **2.4 Objetivo**

1. Garantizar el abasto del suministro eléctrico.
  - a) Tiempo de interrupción por Usuario (sin eventos).
  - b) Disponibilidad (generación CFE).
  - c) Compromisos de servicio.
  - d) Inconformidades por cada 1000 usuarios (sin improcedentes).
2. Incrementar la competitividad.



- a) Pérdidas de energía [%].
- b) Costo total de Kwh.
- c) Ejecución del despacho económico.
- 3. Dar un buen servicio al cliente.
  - a) Satisfacción del cliente del servicio eléctrico (encuesta).
- 4. Trabajar con criterios de desarrollo sustentable, responsabilidad social y equidad de género.
  - a) Cumplimiento de metas ambientales.
  - b) Capacidad de generación con tecnologías limpias.
  - c) Cumplimiento del programa interno de responsabilidad social.
  - d) Cumplimiento del programa interno de equidad de género.
- 5. Participar en nuevas áreas de oportunidad.
  - a) Disponibilidad del servicio (fibra óptica).
- 6. Promover el liderazgo y desarrollo del personal.
  - a) Frecuencia (accidentes).
  - b) Gravedad (días).
  - c) Clima Organizacional.
  - d) Ausentismo por enfermedad general.
  - e) Días anuales de capacitación por trabajador.
- 7. Contar con fortaleza financiera.
  - a) Cobranza.

## **2.5 Código de Ética**

Los valores, comportamientos, principios y directrices contenidos en el Código de Ética son de aplicación obligatoria para todo el Personal de la Comisión Federal de Electricidad, sin perjuicio y con independencia de su nivel jerárquico, ubicación geográfica, adscripción o pertenencia funcional.

Asimismo, es aplicable para quienes realizan prácticas profesionales o servicio social y los integrantes del Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad.



### **2.5.1 Política de Tolerancia Cero a la Corrupción**

La Comisión Federal de Electricidad rechaza cualquier tipo de corrupción, soborno, fraude, peculado, concusión o cohecho, por lo que establece estrategias preventivas y mecanismos de control interno y exige que su Personal se conduzca con apego a los valores institucionales y principios de actuación contenidos en este Código de Ética.

La Comisión Federal de Electricidad establece compromisos éticos en sus relaciones de negocios, previniendo los actos de corrupción y rechazando las prácticas de soborno, fraude, competencia desleal y cualquier otra práctica deshonesta o acción que contravenga leyes nacionales, tratados internacionales o estándares extranjeros.

El Personal de la Comisión Federal de Electricidad se compromete a ser íntegros, productivos y responsables y conducirse con transparencia, honestidad, eficiencia, equidad y responsabilidad social y convertirse en agentes de cambio a favor de una Cultura de la Legalidad.

### **2.5.2 Disposiciones Normativas**

El Personal de la Comisión Federal de Electricidad, debe traducir en acciones concretas y cotidianas los tres valores institucionales: Integridad, Productividad y Responsabilidad.

### **2.5.3 Principios de Actuación y Directrices de Ética Corporativa**

De conformidad con el artículo 4 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el Personal de la Comisión Federal de Electricidad asume los siguientes principios de actuación:

1. Transparencia
2. Honestidad
3. Eficiencia
4. Equidad
5. Responsabilidad Social



#### **2.5.4 Transparencia**

Compromiso: El Personal de la Comisión Federal de Electricidad se compromete a actuar de manera transparente en todas las actividades que realiza y con relación a los recursos que involucran en ellas, para poder rendir cuentas sobre su desempeño y el impacto de sus decisiones.

Directrices:

1. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad debe llevar a cabo las relaciones de negocios con transparencia.
2. La Comisión Federal de Electricidad debe preservar los derechos de privacidad en el manejo de datos personales, de conformidad con la legislación aplicable y las normas que autorice el Consejo de Administración.
3. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad, adopta medidas que eviten la alteración, pérdida, transmisión y acceso no autorizado a datos Personales; para garantizar la integridad, confidencialidad de los datos Personales, así como disponibilidad a los titulares de sus datos Personales. Se entiende como datos Personales, cualquier información concerniente a una persona identificada o identificable, por ejemplo: nombre, domicilio, número de teléfono, número de seguridad social, lugar o fecha de nacimiento, sexo, estado civil, firma electrónica, estado de salud, edad, licencias, datos académicos o profesionales, datos académicos o profesionales, datos relativos o características físicas.

#### **2.5.5 Honestidad**

Compromiso: El Personal de la Comisión Federal de Electricidad rechaza cualquier tipo de corrupción, cumple con el marco legal aplicable y, fortalece una Cultura de la Legalidad.

Directrices:



1. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad debe cumplir con el marco legal y evitar prácticas deshonestas en cualquier actividad laboral que realice.
2. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad, no debe involucrarse en negocios con competidores de la propia empresa de tal manera que resulte una situación de ilegalidad o restricción comercial, tal como la intervención en la determinación de niveles de precios, o niveles de producción o distribución o en la división de mercados.
3. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad no debe dañar de manera deliberada y sin justificación los intereses de sub-contratistas, ya sea a través de demandas injustificadas para reducir precios de venta, rechazo de mercancías, devolución de mercancías o demora en pagos, o cualquier otra razón.

#### **2.5.6 Eficiencia**

Compromiso: El Personal de la Comisión Federal de Electricidad trabaja con eficiencia, democratizando la productividad a fin de ser una empresa sustentable.

Directrices:

1. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad debe cumplir con estándares de desempeños que permitan la satisfacción de las necesidades de sus clientes con eficiencias y oportunidad.
2. Todos los sistemas de comunicación electrónicos y telefónicos (incluyendo entre otros, los teléfonos fijos y móviles, copiadoras, sistemas de correo de voz, computadoras, escáner, correo electrónico y sistemas de acceso de internet, etc.); todas las claves confidenciales asignadas a cada empleado de la Comisión Federal de Electricidad, y, por ende, dichos sistemas deben ser usados de manera profesional y únicamente para los asuntos para los cuales fueron proporcionados.
3. La Comisión Federal de Electricidad, requiere el más alto grado de profesionalismo por parte de su Personal cuando utilice la tecnología de la



empresa, y los sistemas electrónicos y telefónicos de la misma. Ningún sistema podrá ser usado para generar, enviar, almacenar o acceder material que por si solo fuera violatorio de cualesquiera políticas, lineamientos o disposiciones de observancia y aplicación para la Comisión Federal de Electricidad.

### **2.5.7 Equidad**

Compromiso: El Personal de la Comisión Federal de Electricidad asume y promueve la Equidad de Género, la Igualdad de Oportunidades y el Trabajo Digno, con pleno respeto a los Derechos Humanos consagrados en nuestra Constitución.

Directrices:

1. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad brindara un trato digno, respetuoso y equitativo a todos los clientes, proveedores, contratistas o socios comerciales.
2. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad previene y evita cualquier forma de discriminación, hostigamiento, acoso o violencia, y en su caso, utiliza los mecanismos institucionales para la atención de este tipo de conductas en el ámbito laboral.
3. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad respeta y no discrimina a las personas con las que interactúa, sin importar género, origen étnico, color de piel, capacidades, edad, raza, religión, lugar de nacimiento, estado civil, opiniones o convicciones políticas, preferencia sexual, aspecto o nivel jerárquico.

### **2.5.8 Responsabilidad Social**

Compromiso: La Comisión Federal de Electricidad opera con base en los estándares internacionalmente aceptados de Responsabilidad Social y Sustentabilidad, por lo que su Personal identifica y gestiona el impacto social y ambiental de las actividades que realiza y de las decisiones que toma.

Directrices:



1. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad asume y cumple los estándares internacionales de gestión ambiental, de impacto social y de administración de seguridad y salud en el trabajo.
2. El Personal de la Comisión Federal de Electricidad asume los principios de la responsabilidad social en su relación con las comunidades, grupos sociales y esferas de influencia de la actuación corporativa.
3. El Consejo de Administración y el Personal de la Comisión Federal de Electricidad identifica y aplica las mejores prácticas de gobierno corporativo, en beneficio de la sustentabilidad de la empresa.

## 2.6 Principales Clientes

- Área de Control Oriental (ACOR).
- División de Distribución Sureste (DDSE).

## 2.7 Modelo de Dirección de Calidad y Competitividad

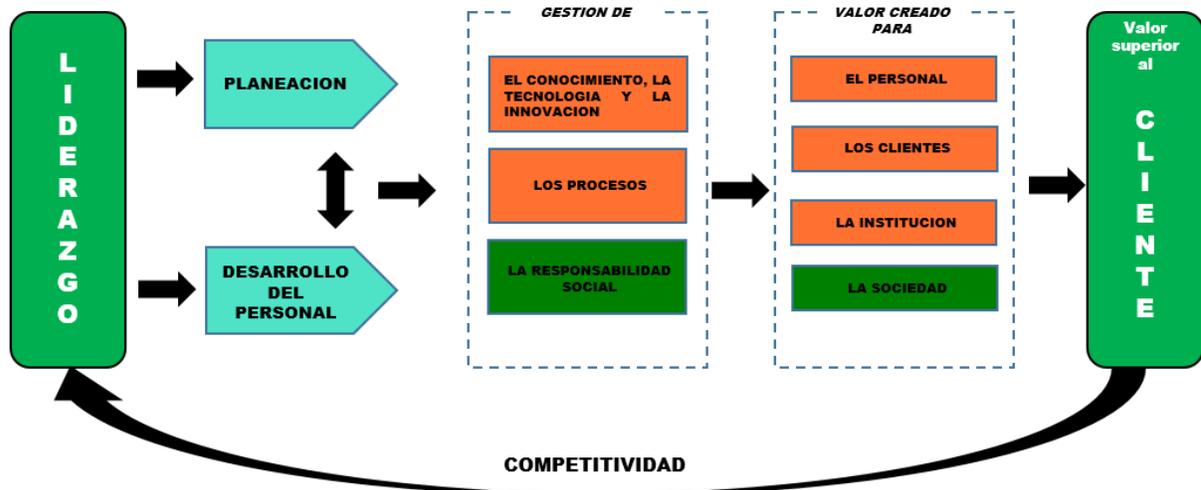


FIG. 2.1 MDCC de la Generación Regional de Transmisión Sureste.

## 2.8 Política de Calidad

Proporcionar el servicio de energía eléctrica y otros servicios relacionados de acuerdo a los requerimientos de la sociedad, con base en el desempeño competitivo

de los procesos de la Dirección de Operación y la mejora continua de la eficacia del Sistema Integral de Gestión con el compromiso de:

- ✓ Formar y desarrollar el capital humano, incluyendo la cultura de equidad de género.
- ✓ Controlar los riesgos, para prevenir lesiones y enfermedades al personal y daños a las instalaciones.
- ✓ Cumplir con la legislación, reglamentación y otros requisitos aplicables.
- ✓ Prevenir la contaminación y aprovechar de manera responsable los recursos naturales, y
- ✓ Realizar acciones sociales.

## **2.9 Cinco Pilares Estratégicos**

Los cinco pilares estratégicos que la empresa es enfocada, son debidos a tener una buena planeación de proyectos, hacer factible un futuro en desarrollo para las energías renovables y por ende reducir el impacto ambiental al sustituir el combustóleo por el gas natural, delimitando el proyecto con ser sustentable debido a los beneficios ambientales, sociales y económicos para el país, teniendo en si los siguientes puntos estratégicos de la empresa.

### **2.9.1 Nueva Infraestructura**

Concluir en tiempo y forma las obras de infraestructura.

### **2.9.2 Modernización Zona Centro**

Homologar el servicio en el área central del país con respecto al nivel nacional.

### **2.9.3 Energías Limpias**

Redoblar el paso en materia de energías renovables.

### **2.9.4 Transparencia y Rendición de Cuentas**

Fortalecer la transparencia y la rendición de cuentas.



### 2.9.5 Atención al cliente

Mejorar calidad y eficiencia en los servicios y la atención al cliente.

### 2.10 Localización

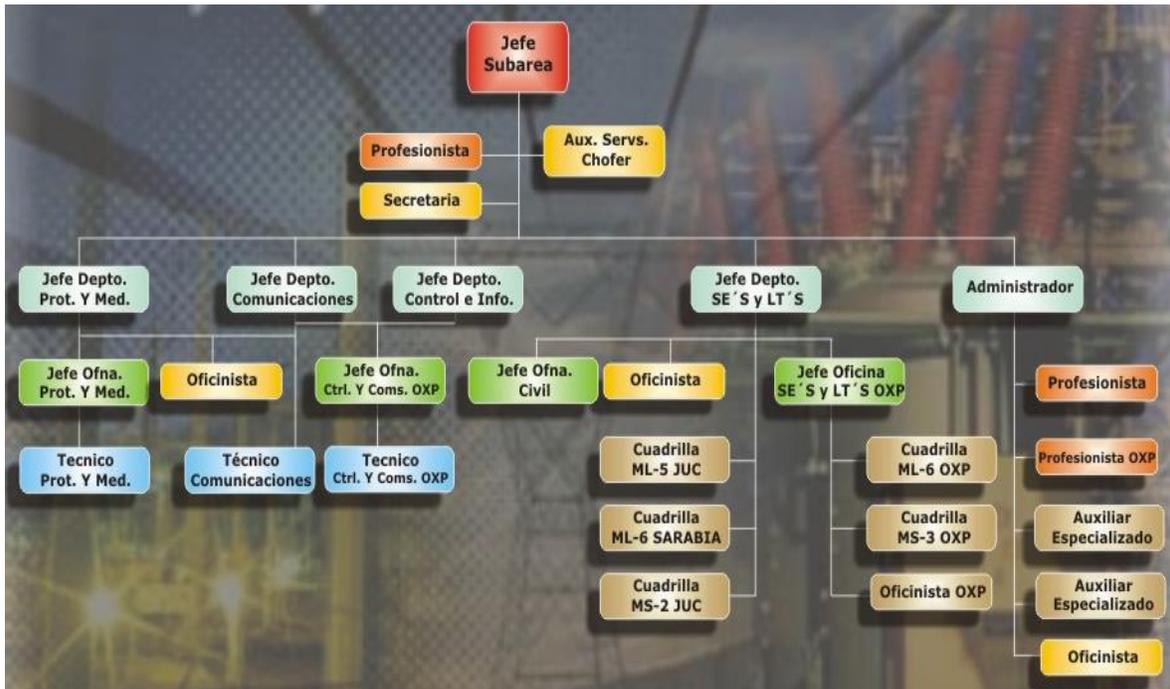
El municipio de Juchitán de Zaragoza está comprendido en la región del Istmo de Tehuantepec al suroeste del estado de Oaxaca, en las coordenadas latitud norte 16° 26' con una longitud al oeste de 95° 01' y con una altitud de 30 metros sobre el nivel del mar, limita al norte con los municipios de Asunción Ixtaltepec, El Espinal y San Miguel Chimalapa al sur con San Mateo del Mar, Santa María Xadani, la Laguna Superior (Santa Teresa) al oeste con Asunción Ixtaltepec, El Espinal, San Pedro Comitancillo, San Blas Atempa y San Pedro Huilotepec y al este con Santo Domingo Ingenio, Unión Hidalgo y San Dionisio del Mar.

### 2.11 Mapa

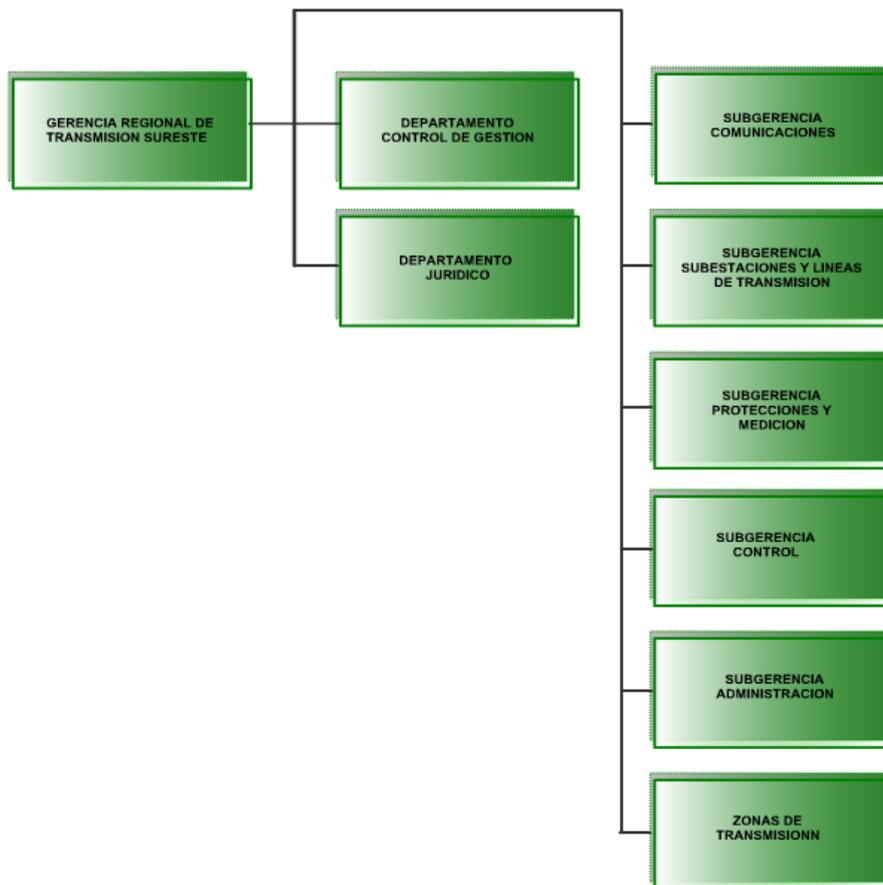


**FIG. 2.2** Ubicación de la Zona de Transmisión Istmo.

## 2.12 Organigrama



**FIG. 2.3** Organigrama de la Zona de Transmisión Istmo.



**FIG. 2.4** Organigrama de la Gerencia Regional de Transmisión Sureste.

## ∞ CAPITULO 3.

### Fundamento Teórico.

---



### 3.1 Fuentes de Energía Primaria

**Fuentes de energía primaria.** Son recursos energéticos que se encuentran directamente en la naturaleza y estos no han sido sometidos a ningún proceso de transformación [3].



FIG. 3.1 Clasificación de las Fuentes de Energía.

Las fuentes de energía primaria se clasifican en [3]:

- **Fuentes no renovables.** Estos son los recursos formados durante muchos millones de años, que están almacenados en el globo terrestre de la Tierra y cuando este se empieza a consumir no vuelven a regenerarse, por lo cual tienden a su agotamiento progresivo, como por ejemplo, el carbón, petróleo, gas natural, uranio, etc., y a este tipo de fuente también es llamado, energía convencional.
- **Fuentes renovables.** Son los recursos que continuamente se están regenerando a una velocidad similar a la de su consumo, teniendo como ejemplo de estas energías, la solar, la eólica, la biomasa, etc.

**La energía disponible.** Es la que consumimos cada día en viviendas, industrias o transportes. Pueden ser los derivados del petróleo (gasolinas, gasóleos, queroseno, butano, propano...), el gas natural y la energía eléctrica que permite ser transformada en otras formas posibles de energía, como son luminosa, mecánica y térmica, entre otras.

### 3.2 Energía Eólica

La energía eólica tiene su origen en la solar, más específicamente en el calentamiento diferencial de masas de aire por el Sol, ya sea por diferencias de latitud (vientos globales) o el terreno (mar-tierra o vientos locales). Las diferencias de radiación entre distintos puntos de la Tierra generan diversas áreas térmicas y los desequilibrios de temperatura provocan cambios de densidad en las masas de aire que se traducen en variaciones de presión [4].

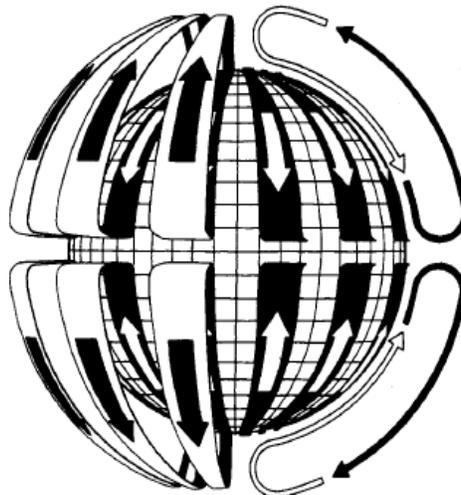
Las variables que definen el régimen de vientos en un punto determinado son [4]:

- Situación geográfica
- Características climáticas
- Estructura topográfica
- Irregularidades del terreno
- Altura sobre el nivel del suelo

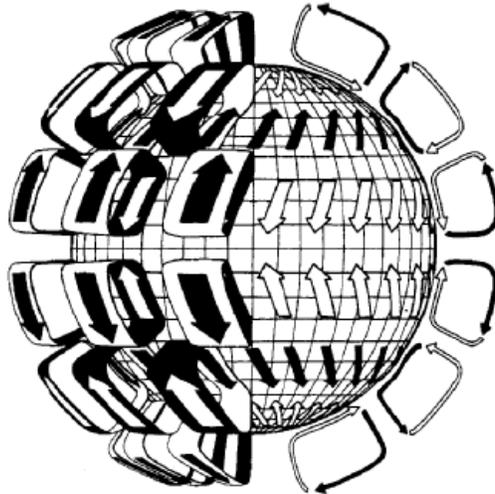
Las diferencias de insolación entre distintos puntos del planeta generan diferentes áreas térmicas, y los desequilibrios de temperaturas se traducen en variaciones de presión. El aire, como cualquier gas, se mueve desde las zonas de alta presión a las de baja presión. Durante el día, el agua de los océanos permanece relativamente más fría que la superficie terrestre. De la radiación solar que incide sobre la superficie del agua se emplea parte en calentamiento, y parte en evaporación; pero debido a la gran capacidad del agua para adsorber calor, la temperatura en las capas superficiales apenas varía y lo mismo ocurre con la temperatura del aire que se encuentra en contacto con ellas. Sobre la tierra, en cambio, la radiación solar que se recibe sobre el suelo se traduce en una elevación de la temperatura, tanto

de la corteza terrestre como del aire circundante. El aire caliente se dilata, pierde presión y es remplazado por el aire fresco que viene del mar. Durante la noche el ciclo se invierte. La corteza se enfría más rápidamente, mientras que el agua del mar conserva mejor el calor acumulado a lo largo del día. En las montañas ocurre un proceso parecido. Unas laderas reciben más insolación que otras, en función de su orientación y pendiente. El calentamiento del suelo es desigual, y los desplazamientos del aire tienden a compensar las diferencias de presión. [5]

A escala planetaria, la zona ecuatorial recibe la máxima radiación solar, mientras que en las zonas polares apenas se perciben sus efectos. En una Tierra sin rotación (*Figura 3.2*) las diferencias térmicas de presión entre la zona ecuatorial y las polares producirían un movimiento circulatorio de aire. Sin embargo, al considerar el movimiento de rotación de la Tierra (*Figura 3.3*), el modelo de circulación global del aire sobre el planeta se complica. En el hemisferio norte, el movimiento del aire en las capas altas de la atmosfera tiende a desviarse hacia el este, por efecto de las fuerzas de inercia de Coriolis, y en las capas bajas tiende a desviarse hacia el oeste, en el hemisferio sur ocurre al contrario [5].



**FIG. 3.2** Esquema de Circulación del Aire a Escala Planetaria en un Sistema sin Rotación, en el que solo se Produce un Circuito por Hemisferio.



**FIG. 3.3** Esquema de Circulación del Aire a Escala Planetaria en un Sistema Rotacional, en el que se Producen tres Circuitos Independientes por cada Hemisferio.

Esto es el contenido energético del viento lo que es de interés aprovechar. Con respecto a ello la cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo de la velocidad media del viento. O lo que es lo mismo, la energía cinética de una masa de aire que se desplaza viene determinada por la llamada, Ley del Cubo (potencia del viento) [5].

$$E = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3$$

Siendo:

$E =$  energía por unidad de tiempo (w)

$A =$  área interceptada ( $m^2$ )

$v =$  velocidad del viento ( $\frac{m}{s}$ )

$\rho =$  densidad del aire ( $\frac{Kg}{m^3}$ )

El contenido energético del viento depende de la densidad del aire y de su velocidad. Por lo cual, la energía del viento es de tipo cinético (debida a su movimiento); lo que hace que la potencia obtenida del mismo dependa de forma acusada de su velocidad, así como del área de la superficie captadora. [5]

### **3.3 Los Aerogeneradores**

Un aerogenerador es una maquina capaz de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica mediante el giro del rotor eólico. Esta energía mecánica se transforma en energía eléctrica gracias a la transmisión de dicho giro al rotor de una maquina llamada generador [3].

### **3.4 Sistemas Eléctricos de Potencia e Interpretación en el Sistema de Protección**

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, así como los mecanismos de control, medición y distribución, que tienen como objeto abastecer los centros de consumo [1].

El enfoque del SEP es basado a generar, transmitir y distribuir energía eléctrica con máxima disponibilidad y mínimas perdidas de acuerdo a límites especificados de frecuencia, voltaje y corriente.

Las líneas de Transmisión son los elementos del sistema eléctrico que están mayormente expuestos a fallas (por condiciones naturales y artificiales), provocando interrupción en el suministro de energía eléctrica [1].

Los esquemas de protección son el conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipos fallados, o que hacen operar otros dispositivos (válvulas, extintores y alarmas), para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague [1].

#### **3.4.1 Característica de un Esquema de Protección**

Las características básicas que un esquema de protección debe tener, son los siguientes [6]:

- 1.- Detectar las fallas o disturbios en la operación de los equipos del SEP.
- 2.- Desconectar un mínimo de equipo del sistema.
- 3.- Restablecer en forma rápida a la condición normal de operación.

Los elementos fundamentales de un esquema de protección son [6]:

- a).- Transformadores de instrumentación.
- b).- Relevadores de protección.
- c).- Interruptores de potencia.
- d).- Circuito de control.
- e).- Equipo de comunicación.
- f).- Control supervisorio.

En este tema se desarrolla la importancia y característica de los tres primeros elementos por ser los que realizan las características de protección antes mencionada. Aunque se relacionan entre sí con los otros esquemas, solo que los temas son amplios y requieren mayor espacio, estudio y especialidades diferentes.

#### **a).- Transformadores de Instrumentos.**

Como parte útil en la medición y protección de un SEP, los transformadores de instrumentación deben cambiar la magnitud de su señal secundaria al cambiar su señal primaria sin introducir errores inesperados. La exactitud de la relación de transformación, debe ser, por lo tanto de un valor conocido en los sistemas de medición y protección sea incluido el error que tenga [6].

Los transformadores de instrumentación son parte esencial para los SEP y su calidad afecta directamente a los sistemas de protección, medición y control. Se utilizan por las siguientes razones:

- 1.- Aislar los equipos de medición, protección y control de los circuitos de alto voltaje.
- 2.- Reducir las señales primarias a magnitudes manejables.
- 3.- Proporcionar un medio de combinación de las señales secundarias.

Los aparatos de medición pierden precisión cuando se conectan directamente en alta tensión, debido a las fuerzas electrostáticas que actúan sobre el elemento indicador, estos (los transformadores de instrumentación) se clasifican en [6]:

- ✓ Transformadores de Potencial (TP's)

✓ Transformadores de Corriente (TC's)

Un aspecto muy importante de los transformadores de instrumento es la polaridad, ya que de acuerdo a esta se conectan los equipos de protección y medición. La polaridad se define como la dirección instantánea relativa de la corriente primaria y secundaria, es decir, cuando la corriente entra en la terminal primaria marcada, la corriente secundaria sale por la terminal marcada en el secundario (Ley de Lenz) [6].

***b).- Relevadores de protección.***

Estos constituyen la parte medular de un esquema de protección. El enfoque de estos en el diseño y funcionamiento de un SEP está ligado a los siguientes aspectos [6]:

- 1.- Detectar condiciones anormales en el equipo primario.
- 2.- Detectar fallas eléctricas.
- 3.- Proteger al equipo para disminuir los daños que ocasiona una falla (corto-circuito).

La función principal de estos es la de sacar de operación cualquier elemento de un sistema de potencia que sufre un corto-circuito o cuando empieza a operar de una manera anormal que podría causar daño o interferir con la operación efectiva del resto del sistema. Su función secundaria es proporcionar indicación de la localización y tipo de falla.

Las características de los esquemas de protección se mencionan a continuación [6].

- 1.- Confiabilidad y seguridad.
- 2.- Rapidez.
- 3.- Selectividad.
- 4.- Economía.

***Confiabilidad y Seguridad.***

Para la confiabilidad de los relevadores comprende dos aspectos:



La dependabilidad donde es el grado de certeza que un relevador de todo tipo opere correctamente. Y la seguridad es el grado de certeza que un relevador no opere incorrectamente, o sea, la habilidad para evitar una falsa operación durante esta en condición normal, o en fallas y problemas fuera de su zona de operación designada,

### ***Rapidez.***

Si bien es deseable que un esquema tome una acción rápida para aislar o eliminar una falla, en analizar las variables en un lapso (por corto que este sea), el único método es obtener un balance adecuado entre confiabilidad y seguridad.

Este como objetivo de reducir daño, evitar riesgo en el personal y equipo con esto disminuye el esfuerzo y fatiga en el equipo.

### ***Selectividad.***

Es la característica de un esquema que le permite detectar la localización de una falla y actuar en función de ello.

Aunque se puede lograr selectividad en esquemas de alta velocidad, generalmente esto implica costos iniciales más altos, lo cual no siempre es justificable. Por ello, en esas ocasiones se persigue la selectividad a través de retraso(s) intencional(es) de tiempo.

### ***Economía.***

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante pero mucho más lo es impedir que los efectos de la falla alcancen a las instalaciones alimentadas.

### ***c).- Interruptores de Potencia.***

El interruptor, llamado en lenguaje técnico disyuntor, es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener la capacidad de efectuar recierres, cuando sea una función requerida por el sistema al que se van a instalar [1].

Al iniciar la interrupción de la corriente se forma, entre los contactos que se separan, un arco cuya extinción tiene lugar en un tiempo reducido y que depende de la construcción y de la clase del interruptor.

Como el circuito que se interrumpe por causa de una falla es fuertemente inductivo, la tensión y la corriente de corto-circuito presenten un desfaseamiento y ello es la causa de que la corriente y la tensión no se anulen al mismo tiempo [1].

El funcionamiento del interruptor debe estar previsto para que realice su cometido con un desfase mínimo señalado en las normas de las pruebas a que deben someterse para su recepción.

### **3.4.2 Estructura de un Sistema de Protección (Zona de Protección)**

La filosofía general de la aplicación de relevadores es dividir el sistema de potencia en zonas de protección que puedan ser protegidas adecuadamente. Las divisiones dependen de los equipos del sistema eléctrico, encontrándose las siguientes [1]:

- 1).- Generadores o grupo de generador-transformador.
- 2).- Transformadores
- 3).- Barras.
- 4).- Líneas de Transmisión y Distribución.

Un típico Sistema de Potencia Eléctrico y sus zonas de protección se muestran en la figura 3.4.

La protección en cada zona están traslapadas para evitar la posibilidad de dejar un área desprotegida; este traslape es hecho conectando los relevadores a transformadores de corriente como se muestra en la figura 3.5, cualquier falla en la pequeña zona entre los transformadores de corriente operaran los relevadores de la zona A y zona B, dispararan todos los interruptores en las dos zonas [1].

#### **1.- Protecciones Primarias (PP).**

Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla. Con el fin de optimizar sus prestaciones, el SEP se divide en zona de protección primaria definida en torno a cada elemento importante, tal y como se indica en la figura 3.4 [7].

Cada zona se traslapa con sus adyacentes con el fin de evitar que se produzcan zonas muertas no cubiertas por protecciones primarias. El traslape entre dos zonas se establece alrededor del interruptor común a ambas que sirve de separación entre los dos elementos contiguos correspondientes.

La protección primaria debe desconectar únicamente el elemento dañado. Al ocurrir una falla dentro de la zona de protección primaria, se debe abrir únicamente los interruptores dentro de esa zona [7].

Para fallas dentro de regiones donde las zonas se traslapan serán abiertos más interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento dañado.

## ***2.- Protecciones de Respaldo (PR).***

Son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes.

Por esta razón, es muy importante independizar entre sí, las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal, sea capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo.

Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles el tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reiniciadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores [7].

Teniendo dos tipos de protecciones de respaldo que pueden ser local o remoto.

Se denomina protección de respaldo local a aquella que se ubica en la misma subestación que la protección primaria correspondiente. La duplicidad de elementos, como por ejemplo los transformadores de medida para protección que las alimentan, se hace imprescindible en algunos casos si se requiere independizar las causas de fallo en uno y otro tipo de protección [7].

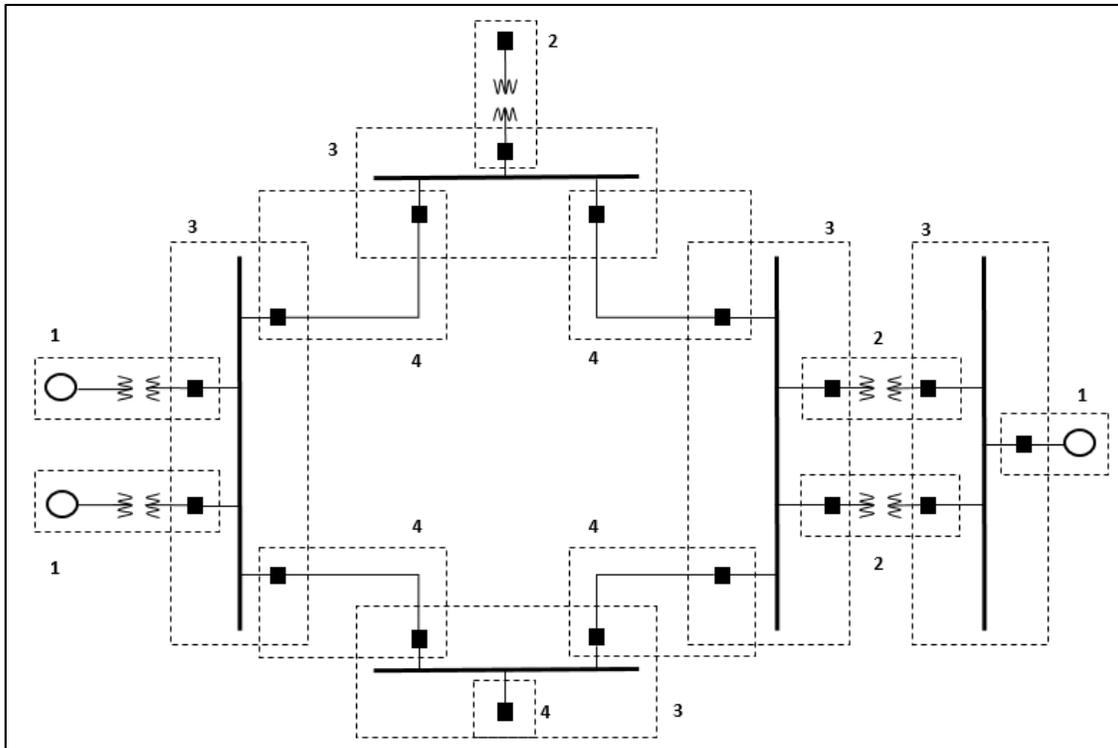
Cuando la protección de respaldo esta instalada en una subestación contigua a la que contiene la protección principal recibe el nombre de protección de respaldo remoto (disparo transferido) [7].

Las protecciones de respaldo remoto presentan la ventaja de separar, como consecuencia de su propia filosofía de instalación, las causas de fallo respecto a las protecciones primarias correspondientes.

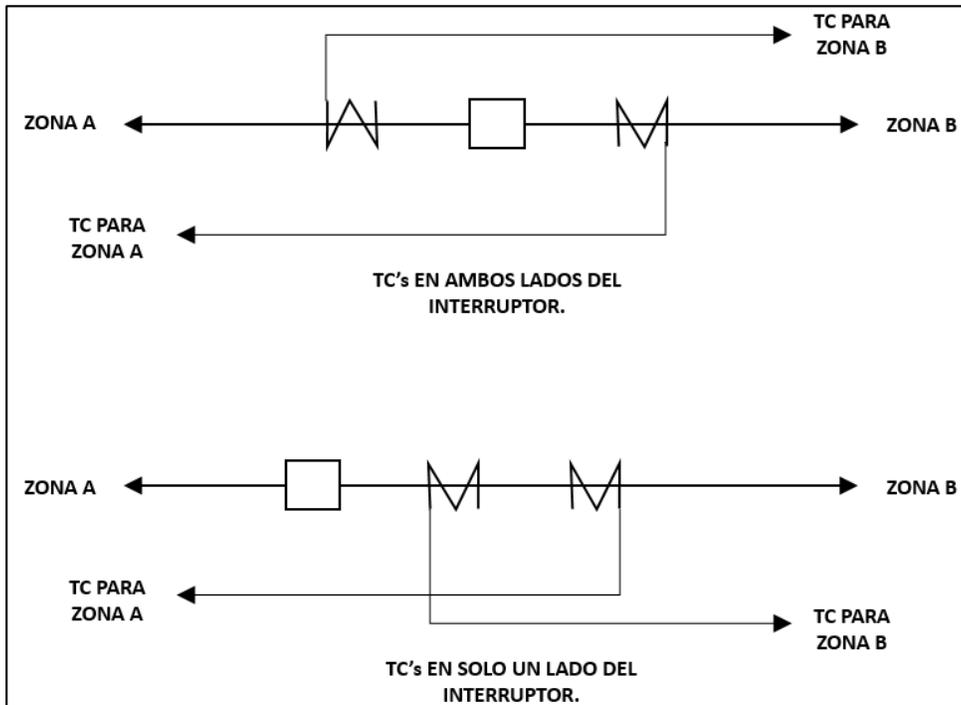
Sin embargo presentan el inconveniente de que su actuación conduzca siempre a la desconexión de un área de la red mayor que la estrictamente necesaria para aislar la falla.

Las líneas de transmisión tienen protecciones que por su tipo de operación se clasifican en [6]:

- a). Esquemas de protección de sobrecorriente (50 o 51).
- b). Esquemas de protección direccionales (67).
- c). Esquemas de protección de distancia (21).
- d). Esquemas de recierre (79).



**FIG. 3.4** Zonas de Protección.



**FIG. 3.5** Traslape de Zonas de Protección.

### **a).- Esquemas de protección de sobrecorriente (50).**

Es la forma más simple del esquema de sobrecorriente, opera al sobrepasar la corriente un límite preestablecido mediante ajuste. Por su característica de funcionamiento se clasifican en [6]:

- Esquemas de sobrecorriente de acción instantánea (50).
- Esquemas de sobrecorriente de tiempo inverso (51).

Por el tipo de componentes se pueden clasificar en:

- Electromecánicos.
- Electrónicos analógicos.
- A base de microprocesador.

Los electromecánicos operan bajo el principio de atracción electromagnética producida por la corriente que circula por una bobina con núcleo de hierro, estos núcleos cuentan con una bobina corto-circuito (bobina de sombra), abarcando parte del núcleo magnético, cuyo objeto es desfasar el flujo magnético para evitar vibraciones que produciría la senoide corriente [6].

Los electrónicos analógicos funcionan a base de comparadores (Amplificadores operacionales), requieren en su entrada un transductor de corriente/voltaje y un rectificador ya que la electrónica funciona en corriente directa (CD) en su circuitería.

Para el caso de los esquemas a base de microprocesador, el proceso es muy diferente, pues el valor de corriente es comparado en forma numérica mediante instrucciones contenidas en un programa de computadora que se ejecuta constantemente para obtener la respuesta a través de un relevador auxiliar.

### **b).- Esquemas de sobrecorriente direccional (67).**

Los esquemas de sobrecorriente direccional de fase y tierra difieren de los similares esquemas no-direccionales en que ellos pueden solamente operar para fallas en una dirección.

La corriente de corto-circuito que circula en una sección protegida con esquemas direccionales, nunca debe de fluir en dirección opuesta al disparo, ya que los relevadores no actuaran para la liberación de dicha corriente de corto-circuito [6].

Así, la función principal de los esquemas direccionales, es la de inhibir disparos cuando la corriente de falla fluye en la dirección opuesta al ajuste del relevador.

### **c).- Esquemas de protección de distancia (21).**

En la actualidad los esquemas de distancia tienen un papel crucial en la protección de líneas de transmisión al detectar, seleccionar y librar fallas que en épocas anteriores eran muy destructivas para la sensibilidad y continuidad del servicio. Localizando el evento a lo largo de la línea para que el personal de mantenimiento de esta, sepa en el instante de ocurrida la falla, tomando acción con la ubicación en número de torre o estructura determinada en base al reporte arrojado por el esquema de distancia. Así mismo detecta el tipo de falla, entre fases o entre fase y tierra [6].

La ventaja principal del uso del relevador de distancia es que su zona de protección depende de la impedancia de la línea protegida, la cual es virtualmente constante independiente de las magnitudes de voltaje y corriente. Así, el relevador de distancia tiene un alcance fijo, en contraste con las unidades de sobrecorriente donde el alcance varía dependiendo de las condiciones del sistema.



**FIG. 3.6** Fallas que Ocurren en Partes Diferentes en un SEP.

### **d).- Esquema de recierre (79).**

También denominado recierre automático de líneas ya que en esta operación no interviene directamente el ser humano; se ha convertido en una práctica de aceptación general. Los informes procedentes de distintas partes del mundo

demuestran que en ciertas redes ubicadas en regiones donde existen gran cantidad de descargas atmosféricas, solo el 5% de las fallas son permanentes [6].

Los periodos de interrupción son cortos en comparación con los sistemas en los que el personal de la subestación tiene que volver a energizar las líneas después de la falla. Estas situaciones de emergencia a menudo requieren viajes largos, a horas inconvenientes y con mal tiempo. El personal puede reducirse, si las subestaciones operan automáticamente, es decir, sin el personal de planta [6].

El recierre automático reduce los costos de operación y mejora la estabilidad transitoria de acuerdo a las condiciones de falla y de carga que se tengan, además que permite mantener la continuidad del servicio. Existen dos tipos de recierre trifásico y el recierre monofásico.

#### ***Recierre trifásico.***

El recierre automático de alta velocidad normalmente se hace para las tres fases, o sea que para cualquier tipo de falla en una línea de transmisión, se abren los tres polos de los interruptores en ambos extremos de la línea después de 2 o 5 ciclos de que ocurra, y posteriormente con un tiempo muerto que permita la desionización del arco eléctrico de la falla, ambos interruptores recierran, regresando el sistema a su condición normal, si la falla no es permanente [6].

El diseño mecánico de los interruptores imponen un límite del orden de 0.4 seg como tiempo muerto mínimo. El tiempo de desionización del arco eléctrico depende del nivel de tensión de la línea de transmisión, el cual puede ser de 10 a 18 ciclos.

#### ***Recierre monofásico.***

En los esquemas de control de disparo y recierre monopolar, únicamente se desconecta la fase fallada; las otras dos fases permanecen en servicio. Después de un tiempo muerto, se recierran los polos de los interruptores extremos de la fase fallada, quedando totalmente restablecida la transmisión de potencia. Si subsiste la falla o se reinicia, deben dispararse los tres polos de los interruptores. Al quedar

desconectada una fase, durante el tiempo muerto, esta sigue siendo excitada por el efecto de la capacitancia de las otras fases por lo tanto el arco de la falla puede subsistir con una corriente baja, lo que se conoce como arco secundario [6].

Para que el recierre monopolar tenga éxito, es usual emplear ajuste de tiempo muerto relativamente largos, 1.0 a 1.2 seg, o bien se instalan rectores de fase y neutro para extinguir el arco secundario.

En las líneas trifásicas de transmisión, el esfuerzo en el lugar de la falla, producido durante el tiempo muerto del recierre automático ya sea monofásico o trifásico, se incrementa con el voltaje nominal y la longitud de la línea.

Los aspectos que influyen positivamente en las probabilidades de un recierre satisfactorio son: tiempos cortos de disparo en los relevadores de protección y los interruptores de alta velocidad. Si la falla se soluciona más rápidamente, el daño y la ionización de la trayectoria de la falla será menor. Por otra parte, disminuirá los esfuerzos ejercidos sobre la red y se incrementara la probabilidad de lograr un recierre satisfactorio [6].

### **3.4.3 Característica o Principio de Operación de los Relevadores**

La clasificación por su función de los relevadores es [1]:

#### ***Relevadores de protección.***

Los relevadores de protección y sistemas asociados (fusibles) son los que operan sobre una condición intolerable del sistema de potencia. Ellos son aplicados en todas las partes del sistema de potencia como mencionado anteriormente. Y estos deben detectar todo tipo de fallas en cualquier parte o componente del sistema de potencia e iniciar o permitir la rápida desconexión de la parte que falla del mismo.

#### ***Relevadores de regulación.***

Son asociados con cambiadores de taps en transformadores y sobre gobernadores de equipo de generación para el control de niveles de voltaje con cargas variables.

Los relevadores de regulación son usados durante la operación normal del sistema y no responden a fallas del sistema a menos que estas permanezcan mucho tiempo en el sistema.

### ***Relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización.***

Fueron anteriormente clasificados como “programación”, pero desde que este término se usa ahora ampliamente en un contexto diferencial como el relacionado a las computadoras. Los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de líneas en servicio después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema preenergizadas.

### ***Relevadores de monitoreo.***

Los relevadores de monitoreo son usados para verificar condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección y control. Ejemplos en el sistema de potencia son detectores de falla, verificadores de voltaje o unidades direccionales las cuales confirman las condiciones del sistema de potencia pero que detectan la falla o el problema directamente. En un sistema de protección ellos son usados para monitorear la continuidad de los circuitos, tal como hilos piloto y circuitos de disparo.

### ***Relevadores auxiliares.***

En sistemas de protección y control hay frecuentemente requerimientos de: (1) más salidas para disparo múltiples, alarmas y operación de otros equipos, tal como registradores, señalizaciones locales/remotas, bloqueos y así sucesivamente, (2) contactos que se ocuparan de corrientes más altas o voltajes en los circuitos secundarios y (3) aislamiento eléctrico y magnético de varios circuito secundarios.

Los relevadores de señalización-sello (banderita) en relevadores electromecánicos es una aplicación de los relevadores auxiliares. Los relevadores de cierre y disparo usados con interruptores de circuitos son relevadores auxiliares.

Por lo general se presentan dos niveles de tiempos muertos:

1.- Recierre automático a alta velocidad, con un tiempo muerto que varía de 0.8 a 2 segundos. Este valor se utiliza para recierres automáticos monofásicos y trifásicos, cuando no se dispone de un enlace de comunicación entre los relevadores de protección para asegurar el disparo simultáneo de los dos extremos de la línea.

2.- Recierre automático a baja velocidad, con un tiempo muerto que varía entre 2 segundos y 3 minutos. Por lo general, este valor se utiliza exclusivamente para recierres trifásicos. Cuando la línea puede ser alimentada en ambos extremos, será necesario verificar las diferencias existentes en el ángulo de fase, el voltaje y en ciertos casos, la frecuencia.

### **3.5 Voltaje y Corriente en Circuitos de Potencia Trifásica Balanceada**

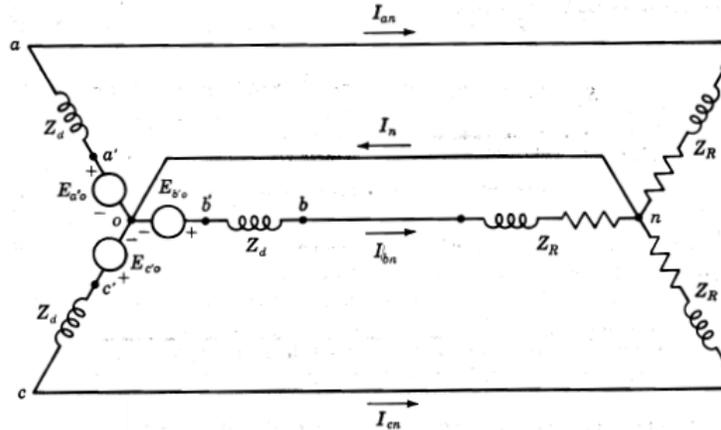
Los Sistemas Eléctricos de Potencia se suministran por generadores trifásicos. Idealmente los generadores le suministran a cargas trifásicas balanceadas, lo que significa que las cargas tienen impedancias idénticas en las tres fases.

Las cargas de alumbrado y los pequeños motores son, por supuesto, monofásicos, pero los sistemas de distribución se diseñan para que todas las fases estén balanceados. En la figura 3.7 se muestra un generador conectado en Y, con el neutro marcado con una “o”, que está suministrando a una carga balanceada conectada [8].

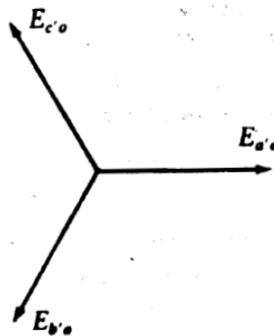
El circuito equivalente del generador trifásico consiste de una fem en cada una de las tres fases, la que se indica por los circuitos en el diagrama. Cada fem está en serie con una resistencia y una reactancia inductiva que componen  $Z_d$  [8].

Los puntos a', b', c' son ficticios ya que la fem generada no se puede separar de la impedancia de cada fase. Las fems del generador  $E_{a'o}$ ,  $E_{b'o}$  y  $E_{c'o}$  están desfasadas una de otra por  $120^\circ$ . Siempre que la secuencia de fases sea abc, significa que  $E_{a'o}$  adelanta en  $120^\circ$  a  $E_{b'o}$  y este, adelanta en  $120^\circ$  a  $E_{c'o}$ . En la figura 3.8 se muestran esas fems con una secuencia de fases abc [8].



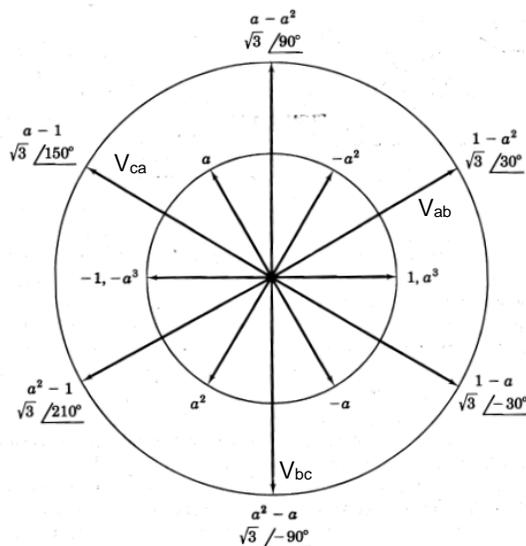


**FIG. 3.7** Diagrama de un Circuito de un Generador en Y conectado a una carga.



**FIG. 3.8** Diagrama Fasorial.

Se denominan tensiones fase-fase, compuestas o de línea las tensiones entre cada par de fases de una red trifásica. Así que  $V_{ab}$  adelanta, como fasor a  $V_{an}$  por  $30^\circ$  y es  $\sqrt{3}$  veces mayor en magnitud. Los otros voltajes línea a línea se encuentran de manera similar en su adelanto, en la figura 3.9 se muestran voltajes línea a línea con respecto a su ángulo correspondiente [8].



**FIG. 3.9** Diagrama Fasorial de Diversas Potencias.

### 3.6 Transitorios en Circuitos Serie RL

La selección de un interruptor para un sistema de potencia no solo depende de la corriente que el interruptor va a llevar bajo condiciones de operación normal sino también de la corriente máxima que puede llevar momentáneamente y de la corriente que tendría que interrumpir al voltaje de la línea en la que está colocado.

Con objeto de aproximarse a problema de calcular la corriente inicial cuando un sistema se pone en cortocircuito, considere lo que pasa cuando se aplica un voltaje de ca a un circuito que contiene valores constantes de resistencia e inductancia. Sea este voltaje  $V_{max} \text{sen}(wt+\alpha)$ , donde  $t$  es cero al tiempo de aplicar el voltaje. Entonces,  $\alpha$  determinar la magnitud del voltaje cuando se cierra el circuito. Si el voltaje instantáneo es cero y va creciendo en la dirección positiva cuando se aplica al cerrar un interruptor, entonces  $\alpha$  es cero. Si el voltaje está en su valor instantáneo máximo positivo, entonces  $\alpha$  es  $\frac{\pi}{2}$ . La ecuación diferencial es [8]:

$$V_{max} \text{sen}(wt+\alpha) = Ri + L \frac{di}{dt}$$

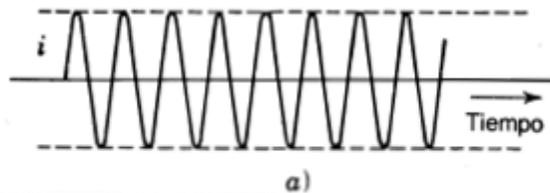
La solución de esta ecuación es [8];

$$i = \frac{V_{max}}{|Z|} [\text{sen}(wt+\alpha -\theta) - \epsilon^{Rt/L} \text{sen}(\alpha -\theta)]$$

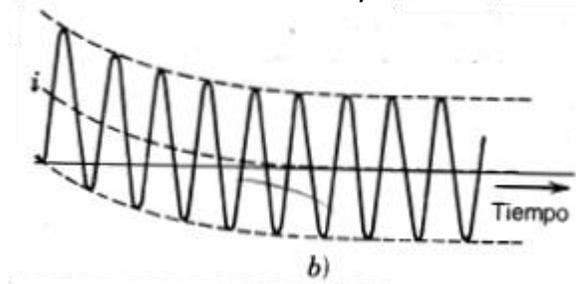
Donde  $|Z| = \sqrt{(R^2 + wL^2)}$  y  $\theta = \tan^{-1} \left( \frac{wL}{R} \right)$ .

El primer término de la primera ecuación varía sinusoidalmente con el tiempo. El segundo término es aperiódico y decae exponencialmente con una constante de tiempo de  $L/R$ . Al término aperiódico se le llama componente de la cd de la corriente. El término sinusoidal es el valor de estado estable de la corriente RL para el voltaje aplicado. Si el valor del término de estado estable no es cero cuando  $t = 0$ , la componente de cd aparece en la solución con el fin de satisfacer la condición física de corriente cero en el instante de cerrar el interruptor [8].

En la figura 3.10 se muestra la variación de la corriente con el tiempo de acuerdo con la ecuación  $i = \frac{V_{max}}{|Z|} [\text{sen}(wt + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \text{sen}(\alpha - \theta)]$  cuando  $\alpha - \theta = 0$ . Si el interruptor se cierra en un punto tal que en la onda de voltaje  $\alpha - \theta = \pm \frac{\pi}{2}$ , la componente de cd tiene su valor inicial máximo, que es igual al valor máximo de la componente sinusoidal. En la figura 3.11 se muestra una gráfica de la corriente en función del tiempo cuando  $\alpha - \theta = -\frac{\pi}{2}$ . La componente de cd puede tener cualquier valor desde 0 hasta  $\frac{V_{max}}{|Z|}$  y depende del valor instantáneo del voltaje cuando el circuito se cierra y de su factor de potencia. En el instante de aplicar el voltaje, las componentes de cd y de estado estable tienen siempre la misma magnitud, pero signos opuestos con el fin de expresar el valor cero de corriente que existe en ese punto.



**FIG. 3.10** Corriente como Función del Tiempo en un Circuito RL para  $\alpha - \theta = 0$



**FIG. 3.11** Corriente como Función del Tiempo en un Circuito RL para  $\alpha - \theta = -\frac{\pi}{2}$

La corriente que fluye cuando se cortocircuita el generador es similar a la que fluye cuando repentinamente se aplica un voltaje alterno a una resistencia e inductancia en serie. Después de que ocurre la falla, los periodos subtransitorios, transitorio y de estado permanente se caracterizan por la reactancia subtransitoria  $X''_d$ , la reactancia transitoria  $X'_d$  y la reactancia de estado permanente  $X_d$ , estas reactancias tienen valores crecientes [8].

### 3.7 Tipos de Fallas

Se define el término falla como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por: falla en el sistema de potencia (corto-circuito), falla extraña al sistema de potencia (en equipo de protección), falla de la red (sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños). Presentando estas fallas en dos categorías [9]:

#### ***Fallas temporales transitorias.***

Una de las características de las fallas transitorias es que pueden desaparecer rápidamente sin necesidad de tomar medidas al respecto.

Los arcos en la superficie de los aisladores iniciados por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores estando estas como las causas referentes a esta categoría de fallas.

La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal pero pueden convertirse en permanentes si no se despejan rápidamente, o porque se auto despejan o porque actúan las protecciones de sobrecorriente.

Los cambios de clima, la intensidad de las descargas atmosféricas, las condiciones del terreno, el nivel de voltaje, el diseño de la línea, etc., se estima que aproximadamente del 80% al 85% del total de las fallas de líneas son transitorias y se obtiene un recierre satisfactorio con el primer disparo.

#### ***Fallas permanentes.***

Son aquellas que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Algunos ejemplos: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema de transmisión entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o postes; los arcos

entre fases pueden originar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc.

La mayoría de tipos y causas de falla se encuentran listados en la tabla 3.1.

<b>Principales Tipos y Causas de Falla</b>	
<b>Tipo</b>	<b>Causa</b>
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, sobretensión, temperatura ambiente.
Mecánica	Esfuerzo por sobrecorriente, sismo, impacto por objetos ajenos, nieve o viento.

**Tabla. 3.1** Tipos y Causas de Fallas.

Los dispositivos de protección deben operar para los siguientes tipos de falla las conocidas como fallas paralelo (o shunt), las cuales tienen la probabilidad de ocurrencia indicada en la tabla 3.2., para sistemas aéreos con conductores desnudos [9].

Tantas estadísticas de operación como numerosos estudios, indican que las fallas en un sistema aéreo de distribución tienen el siguiente comportamiento [9]:

Entre un 80-95% del total de fallas son de naturaleza transitoria, correspondiendo complementariamente entre el 20-25% 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.



Principales Tipos de Fallas	
Tipo	Probabilidad (%)
Una Fase a Tierra	85%
Dos Fases a Tierra	8%
Entre Fases	5%
Entre las Tres Fases	2%

**Tabla. 3.2** Probabilidad de Ocurrencia para Diferentes Fallas.

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 al menos uno de los elementos de detección de la misma operara adecuadamente, con la subsecuente operación secuencial de todas protecciones que están viendo las fallas.

### **3.8 Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Nacional (Código de Red)**

El Código de Red especifica el conjunto de requerimientos que deben cumplir para interconectarse a la red eléctrica los Permisionarios (productores independientes) y la Comisión que utilice generadores impulsados por el viento, presentando a continuación los puntos correspondientes del Código de Red [10]:

La intermitencia del viento tiene efectos sobre la calidad de la Frecuencia, Tensión y otros problemas eléctricos por lo cual es necesario crear reglas claras en la interconexión de los parques de generación eólica.

Los requerimientos para interconectar a las redes eléctricas la generación eólica, se manejan estándares técnicos que son requeridos por la industria eléctrica con el objetivo de tener parámetros mínimos para el adecuado comportamiento del Sistema Eléctrico de Potencia; los estándares de la serie IEC-61400-21, IEC-6100-3-6 e IEC-61400-3-7 establecen los límites de inyección.

Para Alta Tensión (AT) 115 a 400 KV.



**Tensión.** En estado permanente, el parque de generación eólica debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de  $\pm 5\%$  de tensión nominal y hasta un  $\pm 10\%$  en condiciones de Emergencia.

**Frecuencias de corte.** En la tabla 3.3 se presentan los requerimientos de ajuste para las protección del aerogenerador de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión. Las protecciones de frecuencia se aplican por unidad.

Rango de Frecuencia	Tiempo de ajuste de la Protección
$> 62 \text{ Hz}$	Instantáneo
$57.5 \leq \text{Operación Nominal} \leq 62.00$	Operación Continua
$< 57.5 \text{ Hz}$	Instantáneo

**Tabla. 3.3 Frecuencia de Corte.**

**Potencia Reactiva.** Para colaborar en el control de Tensión en el punto de interconexión, el parque de generación debe tener la capacidad de producción y absorción reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del Operador del sistema (CENACE). Debe tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelante.

**Protecciones.** Se debe contar con un sistema de protección para el aerogenerador, grupo de aerogeneradores, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales.

Los Permisionarios y la Comisión deberán proteger sus instalaciones y equipos ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del punto de interconexión, para lo cual deberán coordinarse con los especialistas de protecciones de la Comisión.

- Protecciones de Subestaciones y Punto de Interconexión.

Las protecciones para la subestación, transformador de potencia, líneas de enlace y equipos auxiliares deben estar montados en Tableros de control y protección que cumplan con los requerimientos establecidos en la especificación V6700-62 y los



relevadores utilizados deben estar en el listado de relevadores aprobados LAPEM-05L.

- Protecciones para Líneas de Transmisión de enlace.

Las protecciones principales PP1 y PP2 deben ser de modelo diferente, es decir, con diferente algoritmo de operación.

- Protecciones para Aerogeneradores.

Para la protección del aerogenerador se deben utilizar relevadores digitales, la alimentación a estos deberán ser redundante y de distintas baterías.

- Registradores de disturbios.

El transformador de potencia principal y las líneas de enlace deben contar con registradores de disturbios los cuales deben tener la capacidad de almacenar en memoria la información relevante a una falla eléctrica con suficiente velocidad de respuesta, debiendo contar con la funcionalidad de medición sincronizada de fasores (PMU).

### **3.8.1 Operación del Parque de Generación ante Fallas Externas y en el Punto de Interconexión**

El parque de generación deberá tener la capacidad de soportar fallas transitorias externas y en el de interconexión sin desconectarse del sistema eléctrico, debido al abatimiento de la Tensión por la falla y su recuperación a un nivel estable de postfalla, manteniendo su equipo de compensación de potencia reactiva conectado [10].

Los tipos de falla y tiempo de duración de falla en el punto de interconexión se describen en la tabla 3.4 [10].

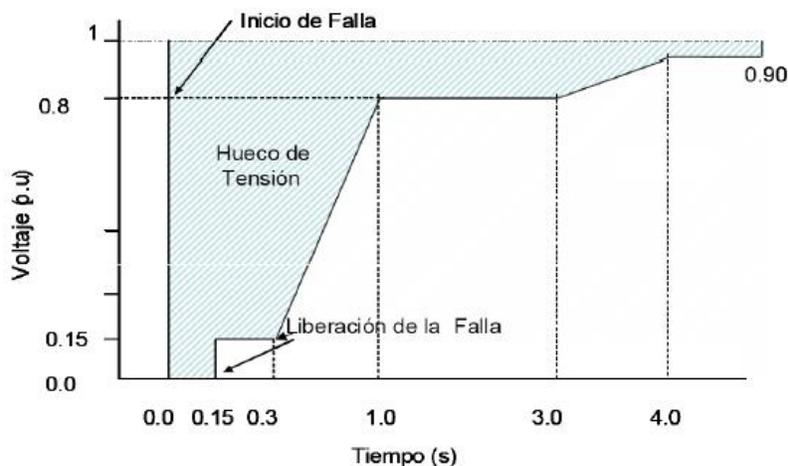
En la figura 3.14 se muestra el hueco de tensión que incluye efectos de fallas en el punto de interconexión y externas que debe soportar el parque de generación eólica sin desconectarse de la red eléctrica [10].



Fallas Transitorias Tipo de Falla	Tiempo máximo de duración de falla (milisegundos)		
	Nivel de Tensión		
	69-161 Kv	230 Kv	400 Kv
Falla Trifásica a tierra	150	100	80
Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80
Monofásica a tierra	150	100	80

**Tabla. 3.4** Tipos de Fallas y Tiempos de Duración.

Una vez liberada la falla, el sistema eléctrico se recuperara al 80% de la Tensión en un tiempo de 1000 ms del inicio de Falla, con la participación de todos los elementos conectados al sistema eléctrico, ante esto el parque Aerogenerador no deberá dispararse [10].



**FIG. 3.12** Caída de Tensión.

El parque de generación deberá permanecer conectado al sistema en las siguientes condiciones [10]:

- Dos fallas trifásicas en el intervalo de dos minutos
- Dos fallas bifásicas en el intervalo de dos minutos
- Dos fallas monofásicas en el intervalo de dos minutos

En condiciones de falla en el punto de interconexión y mientras se mantenga sin liberarse, los consumos de potencia activa por los aerogeneradores deberán ser mínimos, asimismo ser congruentes con la tecnología aplicada de aerogeneradores, los valores permitidos máximos se definieran para cada caso [10].

**Control ante Emergencia.** Ante emergencias del Sistema Eléctrico Nacional, el Permisionario deberá poner a disposición de la Comisión, en el punto de interconexión, las mediciones, señales, canales de comunicación y demás infraestructura necesarias para que esta pueda implementar, en su caso, un Disparo Automático de Generación (DAG) y/o carga (DAC) [10].

**Estudios y análisis para la interconexión de aerogeneradores.** Ante la entrada de cada Permisionario, la Comisión realiza una serie de estudios que evalúan los efectos de su interconexión a la red eléctrica. Para este fin, el Permisionario deberá proporcionar a la Comisión todos los parámetros y bases de datos que este solicite para la realización satisfactoria de estos estudios [10].

Tipos de estudios:

- Corto Circuito.
- Flujos de Potencia.
- Análisis de Contingencias.
- Estabilidad Transitoria y Dinámica.
- Estabilidad de Tensión.
- Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos de las I y V.
- Coordinación de Protecciones.

## ☞ CAPITULO 4.

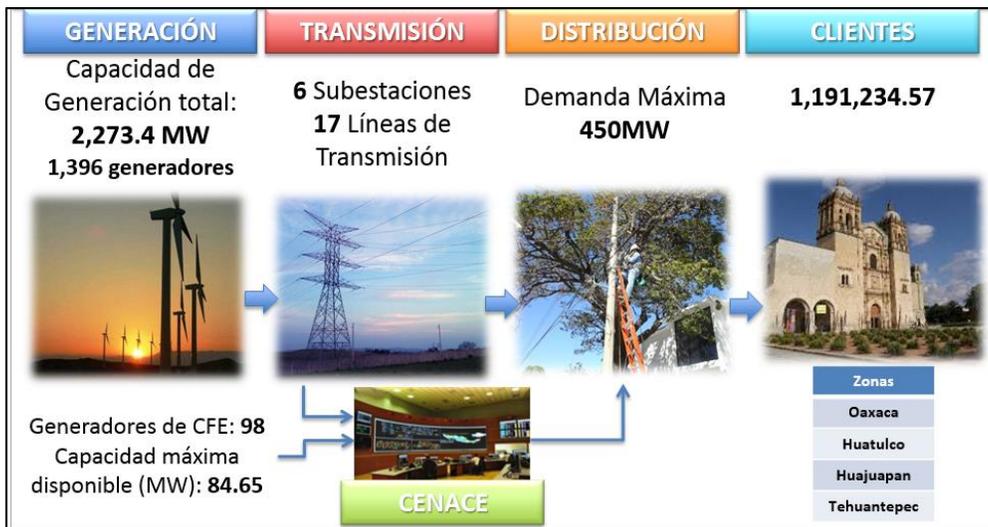
### Proceso y Descripción de Actividades Realizas.



## 4.1 Conocimiento de la Zona de Transmisión ISTMO (CFE)

Para elaborar el proyecto es prioritario conocer la estructura y dimensión que abarca la zona a estudiar, por medio de la base de datos actualizado y proporcionado por Comisión Federal de Electricidad (CFE), permite examinar y cuantificar el área específica donde será llevado el desarrollo del proyecto, tanto al conocimiento de la responsabilidad que abarca en ella.

La primera descripción expresa de manera general, lo correspondiente de la Zona Istmo con representación de su cadena de valor, es decir, señala a cada división la cantidad sobre el manejo y uso de la energía eléctrica en su inicio y fin de trayectoria, caracterizado de la siguiente manera: generación, transmisión, distribución y utilización o también llamado clientes.



**FIG. 4.1** Diagrama de la Cadena de Valor de la Zona de Transmisión Istmo.



**FIG. 4.2** Ámbito de Responsabilidad, Estado Oaxaca.

La segunda y última parte descriptiva, es referente al escenario tecnológico de los parques eólicos, mostrando el valor de la capacidad máxima disponible en cada subestación eléctrica, que corresponde en el ámbito de la energía eólica, en el Estado de Oaxaca, debido a cada central eléctrica que abarca su interconexión.

<b>S.E. JUCHITAN II (JUD)</b>		
CENTRAL	NIVEL DE TENSIÓN (Kv)	Capacidad Máxima disponible en MW
C.E. EURUS (EUR)	230	250.50
C.E. PARQUES ECOLÓGICOS DE MÉXICO (PQM)	230	79.90
C.E. ELÉCTRICA DEL VALLE DE MÉXICO (EVM)	115	67.50
C.E. BII NEE STIPA (BNS)	115	26.35
BII STINÚ UNO (BSU)	115	22.00
CAPACIDAD TOTAL INSTALADA (JUD) = 445.25 MW		
<b>S.E. LA VENTA II (LVD)</b>		
CENTRAL	NIVEL DE TENSIÓN (Kv)	Capacidad Máxima disponible en MW
C.E. LA VENTA TRES (LVN)	230	102.85
C.E. OAXACA UNO (OAU)	230	102.00
C.E. LA VENTA DOS (LVD)	230	83.30
CAPACIDAD TOTAL INSTALADA (LVD) = 288.15 MW		

(a)

<b>S.E. IXTEPEC POTENCIA (IPO)</b>		
CENTRAL	NIVEL DE TENSIÓN (Kv)	Capacidad Máxima disponible en MW
C.E. OAXACA TRES (EOT)	230	102.00
C.E. OAXACA DOS (EOD)	230	102.00
C.E. OAXACA CUATRO (EOC)	230	102.00
DESARROLLOS EÓLICOS MEXICANOS (DEM)	230	90.00
DESARROLLOS EÓLICOS MEXICANOS (DEM)	230	138.00
BII STINÚ DOS (BSD)	230	142.00
EOLIATEC DEL PACIFICO (EDP)	230	160.00
SURESTE I FASE II (SUD)	230	102.00
FUERZA EÓLICA DEL ISTMO (FEI)	115	80.00
STIPA NAYAA (ESN)	115	74.00
EÓLICA ZOPILOAPÁN (EZO)	115	70.00
BII HIOXO (BII)	115	120.00
BII HIOXO (BII)	115	114.00
DOS ARBOLITOS (DAB)	115	70.00
EL RETIRO (ERT)	115	74.00
CAPACIDAD TOTAL INSTALADA (IPO) = 1540 MW		

(b)

**Tabla 4.1** Tablas de Subestaciones Eléctricas Generación Eólica (a) del JUD-LVD y (b) del IPO.

SUBESTACION	NIVEL DE TENSIÓN (KV)	GENERACION EÓLICA INSTALADA (MW)
IXTEPEC POTENCIA (IPO)	230/115	1540.00
JUCHITAN II (JUD)	230/115	445.25
LA VENTA II (LVD)	230	288.15
<b>TOTAL</b>		<b>2273.4</b>
<b>Descripción de los aerogeneradores.</b> Estos aerogeneradores son clasificados como Multimegawatt, con un diseño de hélices de tres palas o también llamada tripala, con posición de las turbinas con eje horizontal.		

**Tabla 4.2** *Tabla General de Generación Eólica Existentes en el Estado de Oaxaca.*

## 4.2 Estudio de Nomenclatura e Identificación en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

En esta etapa es requerido el estudio del tema, para el proceso de verificar, identificar, y entender los diagramas unifilares del Sistema Eléctrico Nacional. Al igual siendo el reglamento interno para la operación de la Red Nacional de Transmisión, donde se establece en el Capítulo X que: “Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, será uniforme en toda la república mexicana. Y deberá además facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación” [11].

La identificación de la estación se hará con la combinación de tres letras y es responsabilidad del CENACE asignarla; evitando que se repita esa identificación en las diferentes áreas de control. [11]

La nomenclatura de las estaciones se define con las siguientes normas [11]:

- Las abreviaturas del nombre de la instalación más conocida, por ejemplo:

Querétaro QRO.

- Las tres primeras letras del nombre, por ejemplo:

Juile JUI.

- Las iniciales de las tres primeras sílabas, ejemplo:

Mazatepec MZT.

- Para los nombres de dos palabras, se utilizarán las dos primeras letras de la primera palabra, y la primera letra de la segunda palabra, o la primera letra de la primera palabra y las dos de la segunda, ejemplo:

Rio Bravo RIB.

Puerto Escondido PES.

- En el caso para evitar repeticiones se toma otras letras, dando por última opción por si llegase agotarse las posibilidades anteriores, ejemplo:

Manzanillo MNZ.

La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos. Como única excepción y sujeto a revisiones posteriores, los alimentadores de distribución (radiales) en 34.5 KV y voltajes inferiores conservaran la nomenclatura de cuatro dígitos en las instalaciones [11].

El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hace de izquierda a derecha [11], como se muestra en la Tabla 4.3.

Orden	Función
Primero	Tensión de Operación.
Segundo	Tipo de Equipo.
Tercero y Cuarto	Numero Asignado al Equipo.
Quinto	Tipo de Dispositivo.

**Tabla 4.3** Función de los Dígitos de Identificación de Acuerdo al Orden que Ocupan.

**Tensión de Operación.** Lo define el primer carácter alfanumérico de acuerdo a la Tabla 4.4.

Tensión en Kv		Número
Desde	Hasta	
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2



4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

**Tabla 4.4.** Tensión de Operación de Acuerdo al Primer Dígito.

**Tipo de Equipo.** Lo define el segundo carácter numérico de acuerdo a la Tabla 4.5.

Número	Equipo
1	Grupo generador-transformador (unidades generadoras).
2	Transformadores o autotransformadores.
3	Línea de transmisión o alimentadores.
4	Reactores.
5	Capacitores (serie o paralelo).
6	Equipo especial.
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de interruptor y medio.
9	Esquema de interruptor de amarre de barras.
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2.

**Tabla 4.5.** Tipo de Equipo.

**Número Asignado al Equipo.** El tercero y cuarto dígito definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.

**Tipo de Dispositivo.** Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo que se trata, de acuerdo a la Tabla 4.6.

Número	Dispositivo
0	Interruptor.
1	Cuchillas a barra uno.
2	Cuchillas a barra dos.
3	Cuchillas adicionales.
4	Cuchillas fusibles.
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción).
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras.
7	Cuchillas de puesta a tierra.

8	Cuchillas de transferencia.
9	Cuchillas lado equipo (línea, transformador, generador, reactor-capacitor).

**Tabla 4.6.** Tipo de Dispositivo.

Las barras se identifican en la forma siguiente:

- B1 Tensión en KV.
- B2 Tensión en KV.
- BT Tensión en KV.

Por ejemplo:

- B1 115 KV que significa barra uno de 115 KV.
- B2 115 KV que significa barra dos de 115 KV.
- BT 115 KV que significa barra de transferencia de 115 KV.

Para identificar a los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura, en la Tabla 4.7.

U	Unidad.
T	Transformador (todo equipo de transformación).
AT	Autotransformador
R	Reactor.
C	Capacitor.
CEV	Compensador Estático de VAR'S.

**Tabla 4.7.** Nomenclaturas de equipos.

Todo el equipo se identifica por el código alfanumérico antecedido por la abreviatura de la instalación de que se trata, por ejemplo: VAE 92120, excepto para líneas, las cuales se identifican además con la abreviatura de la instalación a la cual llega dicha línea [11], por ejemplo: VAE A3120 TUL.

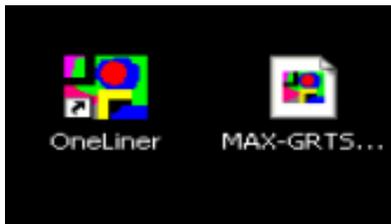
Los diagramas unifilares de la instalación (estación), deben elaborarse en tamaño carta o doble carta, para el caso de la nomenclatura, con una nota en la parte inferior izquierdo que diga: todos los números van antecidos de la abreviatura de la instalación de que se trata [11]. (Ver Diagramas Unifilares en ANEXO B).

### 4.3 Diseño del Diagrama Unifilar de la Zona Istmo en el Programa de Corto Circuito Aspen

Los diagramas unifilares son soportes informativos para conocer cuáles son las consecuencias de; desconectar un equipo y cuáles son los equipos de mayor importancia en el sistema. Dado que es un elemento especialmente crítico para transmitir el planteamiento, el tipo de instalación, la puesta en marcha o la correcta implementación al mantenimiento.

En esta lección es basado en diseñar el diagrama unifilar de la Zona Istmo, procediendo a conocer la Interconexión de la Red Nacional de Transmisión (IRNT) y de igual manera en localizar los equipos de protección. Para en los siguientes temas este material será de apoyo con su respectivo desarrollo.

En el diseño del diagrama unifilar es requerido el archivo “Oneliner Document”, con nombre MAX-GRTSE-2015, propiedad de Comisión Federal de Electricidad, teniendo información de toda la Red Nacional de Transmisión (RNT), y datos técnicos que caracterizan a cada Subestación Eléctrica, Central Eléctrica, Líneas de Transmisión, entre otras. (Ver figura 4.3)

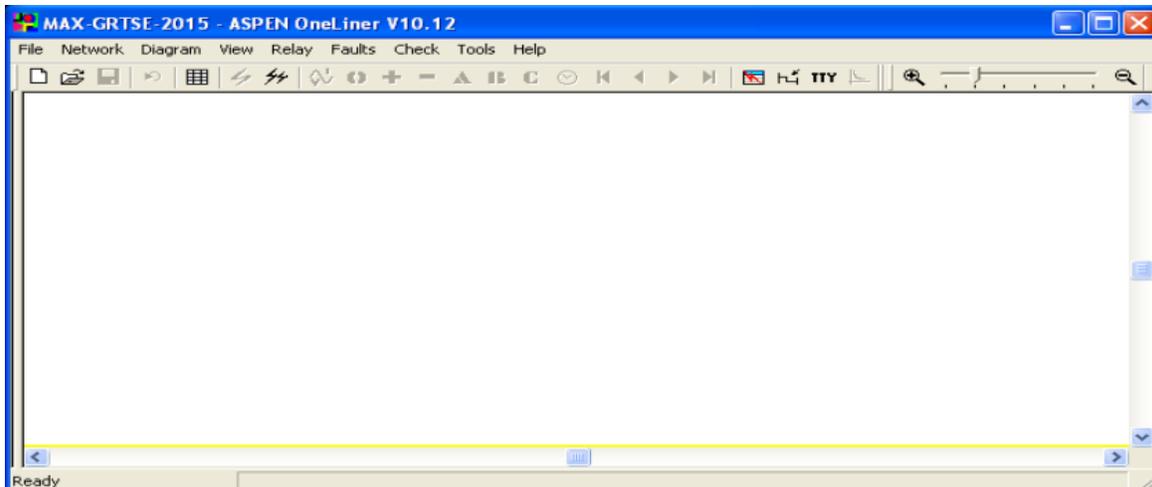


**FIG. 4.3** Programa Aspen y Archivo Oneliner.

A continuación se presenta el desarrollo sobre el diseño del diagrama unifilar de la Zona Istmo.

Por medio al archivo ya mencionado se procede en abrir. Con ello se observa una hoja en blanco dentro de la pantalla principal del programa Aspen, debido que el contenido de este, está en modo oculto.

En la siguiente figura 4.4 se muestra el archivo ya ejecutado.

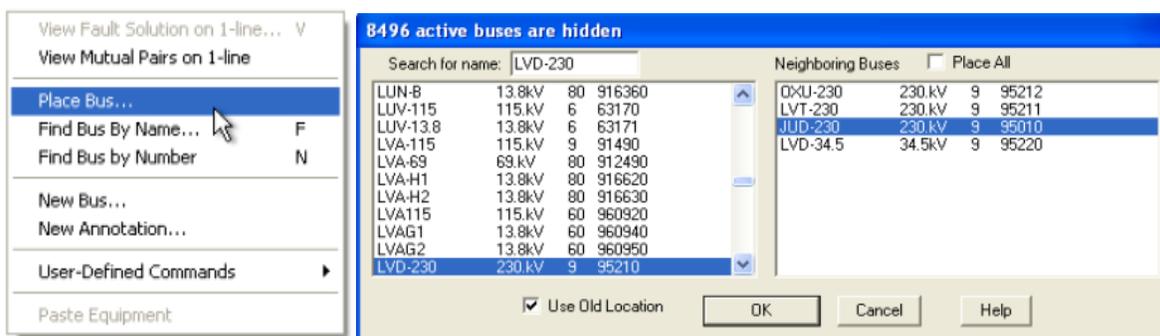


**FIG. 4.4** Archivo Max GRTSE en Pantalla Inicial.

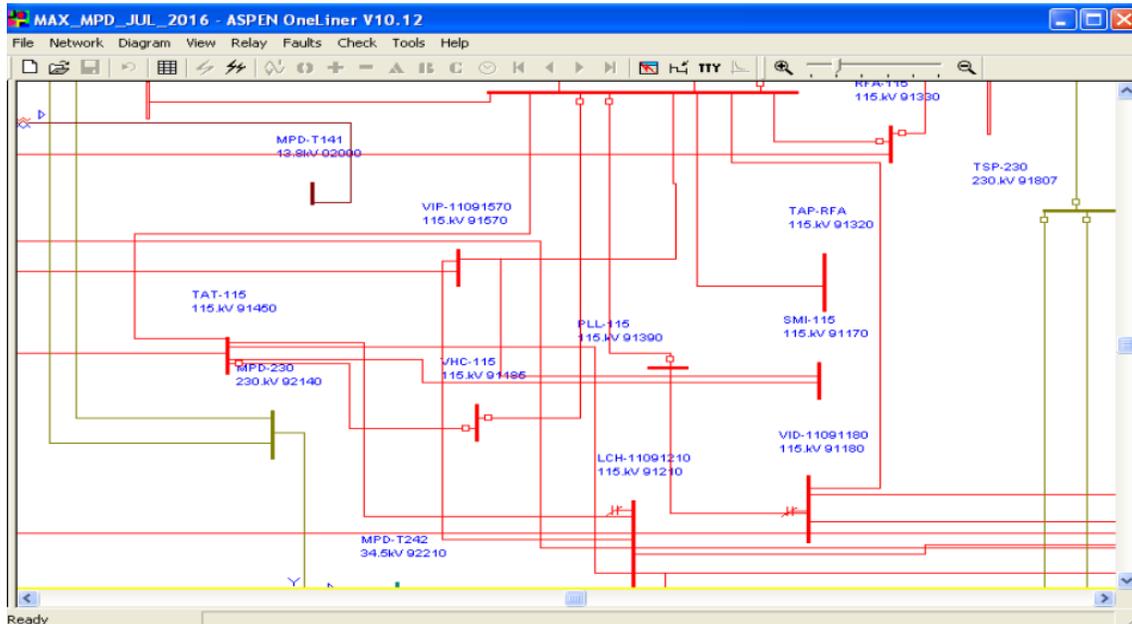
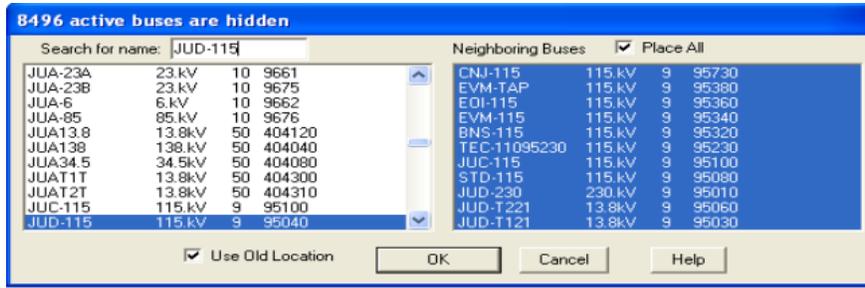
Para iniciar el esquema del diagrama unifilar se realiza el clic derecho en la pantalla principal del programa, teniendo presente una pestaña de opciones.

Luego se selecciona “place bus” ejecutando la ventana en el cual se coloca el nombre o nomenclatura de la SE. Se observa que dentro de este, se divide en dos zonas, la zona izquierda es para búsqueda del bus y la zona derecha a la selección de buses vecinos interconectados (ver figura 4.5).

A la selección del bus vecino es recomendado señalar solo uno de ellos, asimismo, mostrando en la hoja de trabajo el bus citado y el bus vecino en selección, dado el caso contrario a esto, se mostraran todos los buses que se interconectan, de manera desordenada y de difícil manipulación (ver figura 4.6).



**FIG. 4.5** Búsqueda y Selección de un Solo Bus Vecino.

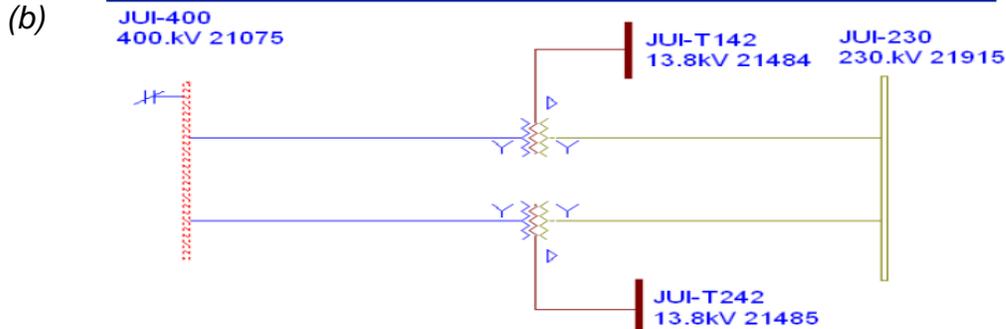


**FIG. 4.6** Selección de Varios Buses Vecinos en una Sola Búsqueda.

Al determinar el primer bus y el bus vecino, se procede en desglosar los buses aun ocultos relacionados a ellos.

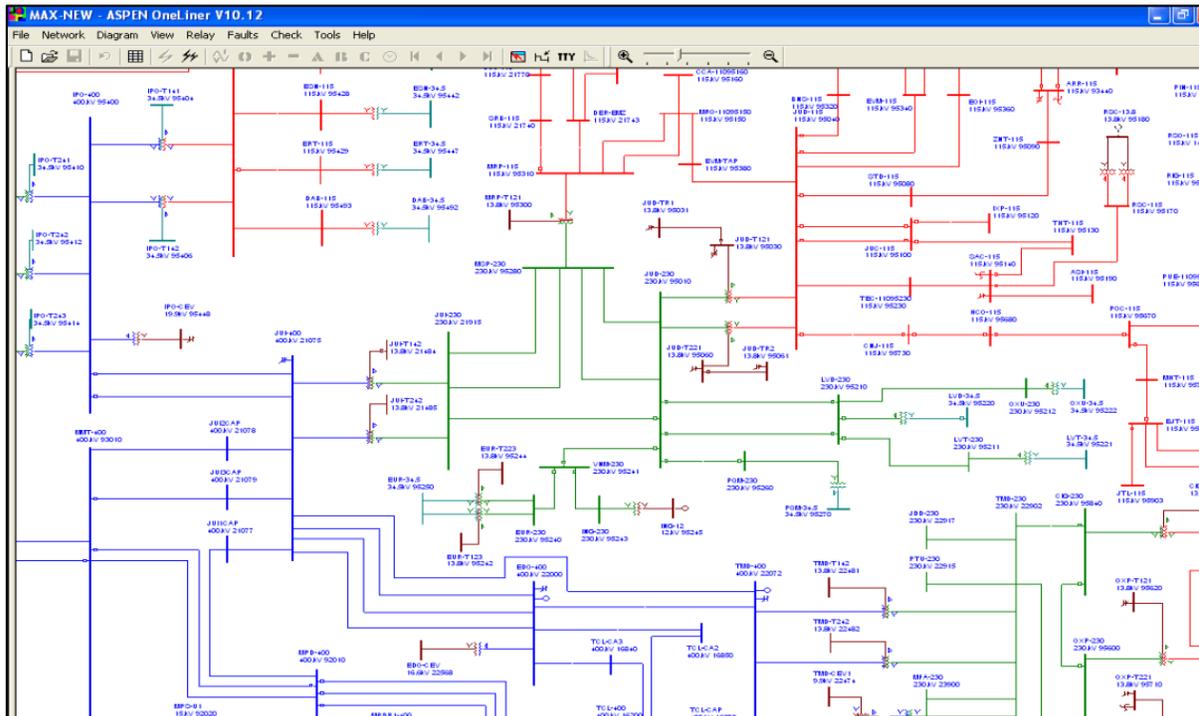
Por lo cual se efectúa el click derecho en los buses presentes en la hoja de trabajo, para seleccionar la opción “place neighbor buses” dentro de la pestaña activada. En la ventana de buses, exhibe en la zona derecha los buses de interconexión aun faltantes en la hoja de trabajo. (Ver figura 4.7)





**FIG. 4.7** Interconexiones de Cada Bus, (a) opción de búsqueda, (b) diagrama unifilar.

Se selecciona de manera paulatina cada uno de los buses ocultos, tomando en cuenta el orden a presentar de las líneas de transmisión respecto a cada uno de las interconexiones, siendo entendible para el análisis abarcado en el proyecto. Se concluye el diseño del diagrama unifilar al englobar toda la estructura de responsabilidad de la Zona Istmo. (Ver Diagrama Operativo de la Zona de Transmisión Istmo en Anexo D)



**FIG. 4.8** Vista Previa del Diagrama Unifilar, Zona Istmo.

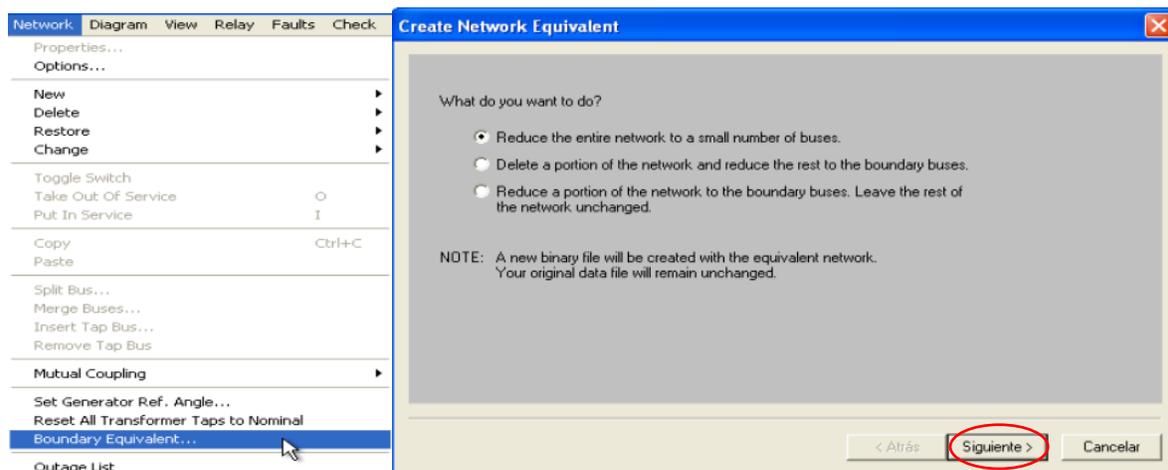


#### 4.4 Recopilación de Datos Técnicos de las Subestaciones Eléctricas; La Venta Dos (LVD), La Venta Tres (LVT), Juile (JUI) y Juchitán Dos (JUD)

Debido a que cada vez más se envejece la red de subestaciones eléctricas, se hace imprescindible conocer la operación en tiempo real de cada una de las instalaciones. De acuerdo a los avances tecnológicos como las comunicaciones, han permitido desplegar redes de monitorización remotas en amplias áreas geográficas que permiten conocer el estado de los interruptores y de la red en sí. Señalando que el programa Aspen es una de las herramientas que presenta la equivalencia de la Red Nacional de Transmisión, teniendo en ellos todos los datos técnicos de cada punto de estudio.

Para obtener lo requerido en el tema actual se hace uso del diagrama unifilar de la Zona Istmo diseñado en el tema 4.3., por lo que se ejecuta y se da uso de las herramientas que contiene en él para conseguir la red equivalente por cada zona.

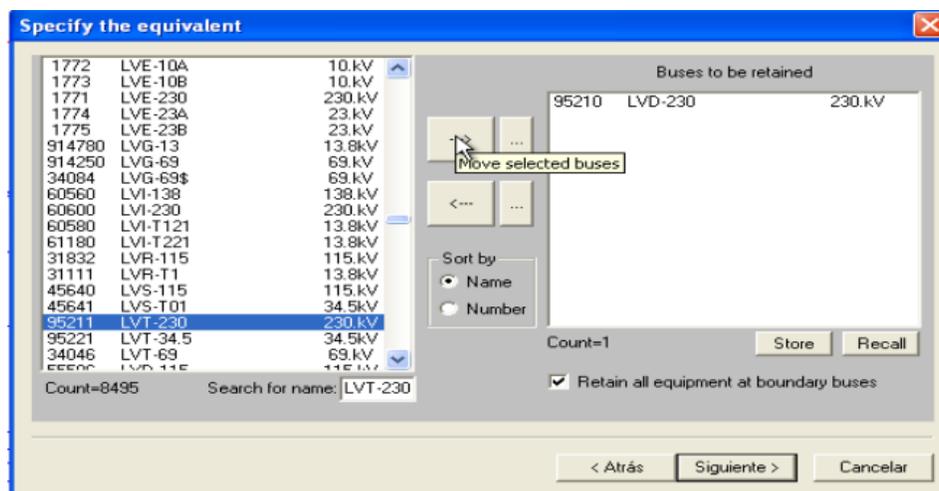
Por lo cual en la barra de herramienta llamada “Network” se encuentra la opción “Boundary Equivalent” dando la selección a este término, mostrara una ventana con tres casos para la equivalencia de la red, seleccionando la categoría “Reduce the entire network to a small number of buses”, cita que solo presentara en la hoja de trabajo los buses necesarios y líneas de transmisión que conecta entre ellas.



**FIG. 4.9** Diseño de Red Equivalente.

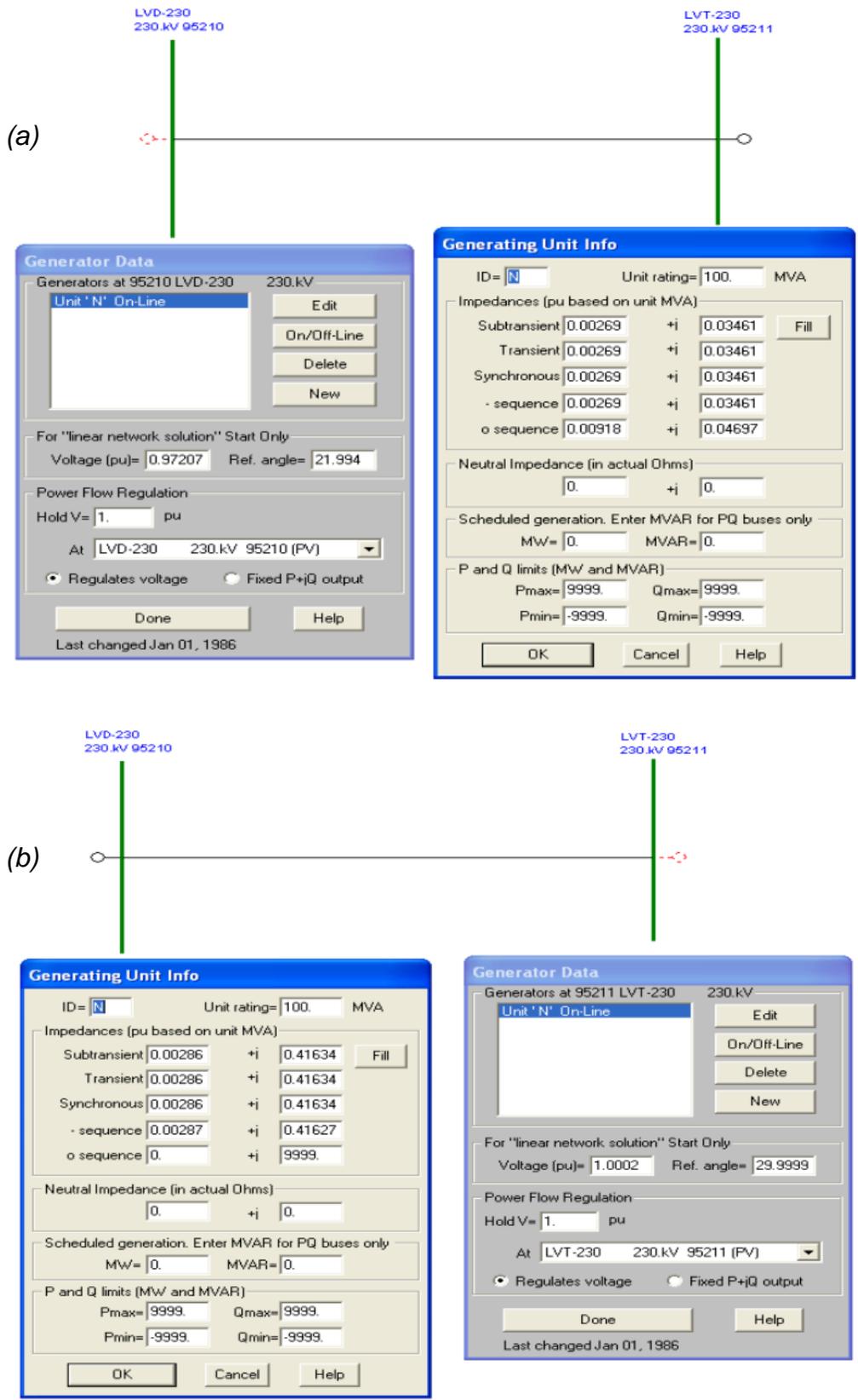
Por lo cual en la ventana posteriormente en abrir, se usa para nombrar los buses requeridos a los dos análisis compuestos de red equivalente.

En el caso 1, el estudio está situado dentro de las Subestaciones Eléctricas La Venta Dos y La Venta Tres, asimismo para la búsqueda de ellos se procede en la ventana de especificación de equivalencia cada una de sus nomenclaturas (“LVD-230” y “LVT-230”). Al determinar estos buses es necesario guardar el archivo siendo esto un requisito para finalizar con el diseño. Acto seguido se muestra en la figura 4.10 la red equivalente de LVD-93060-LVT.



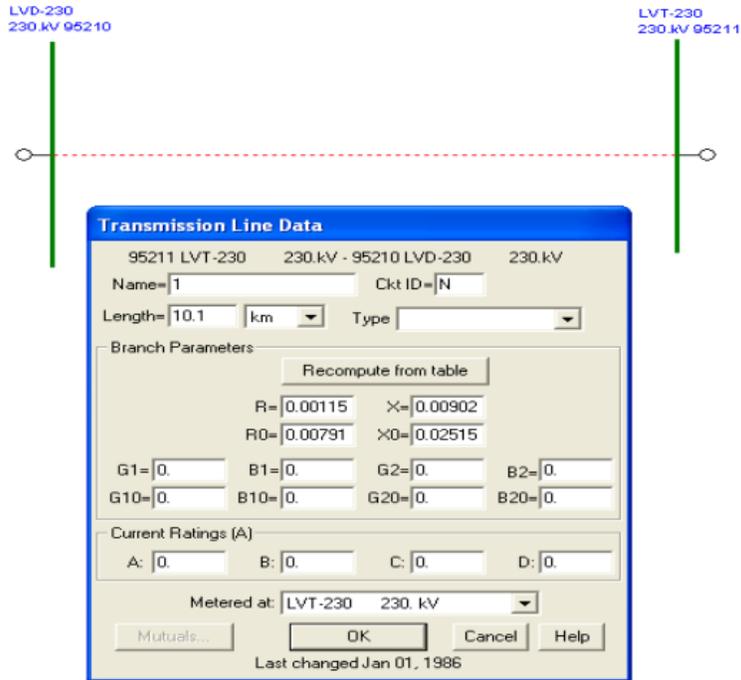
**FIG. 4.10** Búsqueda y Finalización de Red de Equivalentes LVD-LVT.

Con la finalización del diseño 1, se consiguen las características técnicas de la equivalencia de cada Subestacion Electrica respecto en su generacion, de igual manera con la linea de transmision interconecta, presentado cada uno de los datos obtenidos en la figura 4.11 y 4.12.



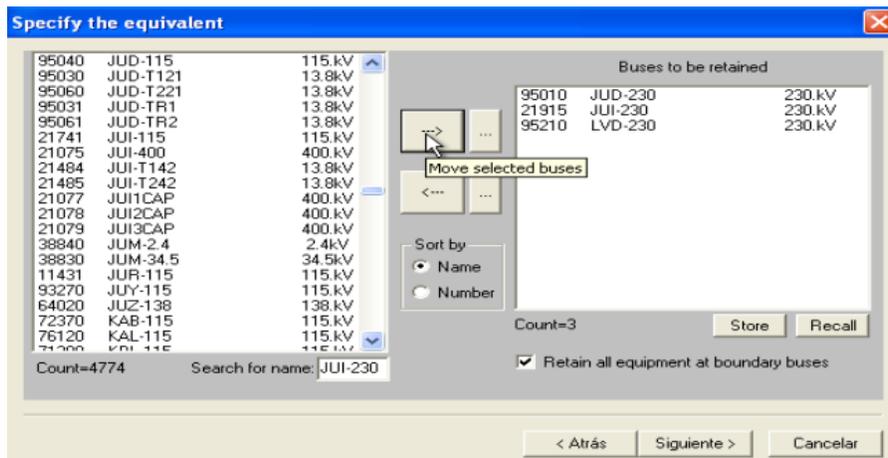
**FIG. 4.11** Datos Equivalentes de Generación en (a) LVD (95210) y (b) LVT (95211).



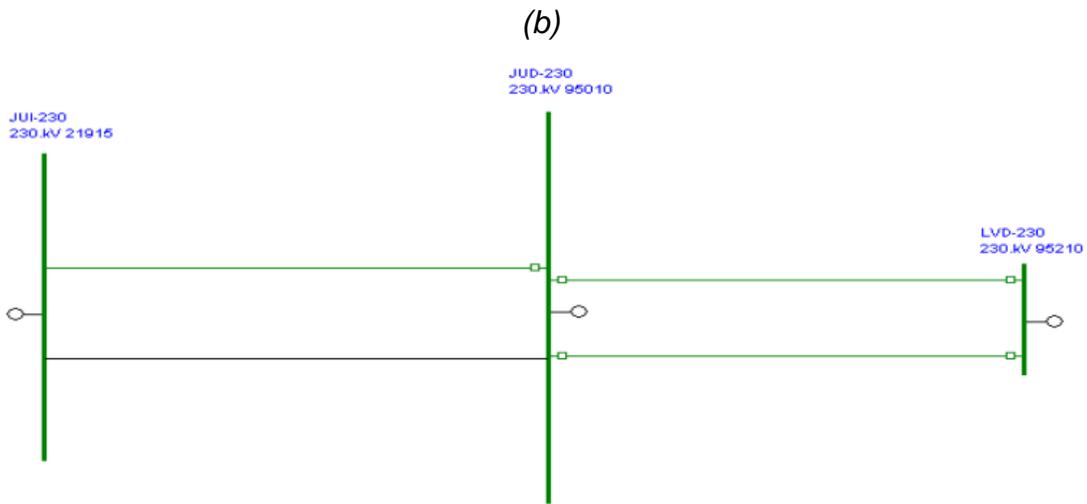


**FIG. 4.12** Dato Equivalente de la Línea de Transmisión de LVD (95210) - LVT (95211).

Para el caso 2, abarca desde el bus del Juile hasta la Venta Dos, se efectua el mismo desarrollo visto en el caso 1, a diferencia que la búsqueda en este proceso seran de las siguientes Subestaciones Electricas: Juile, Juchitan Dos y La Venta Dos, correspondiente a cada una de sus nomenclaturas que son: JUI-230, JUD-230 y LVD-230.



(a)



**FIG. 4.13** (a) Opción de búsqueda, (b) Red de Equivales de JUI-LVD.

En relación al diseño de la red de equivalentes de este caso, se continúa en adquirir las características técnicas respecto a los tres buses relacionados en este diseño, al igual que las líneas de transmisión que los interconectan, donde a continuación en la figura 4.14 y 4.15 exponen los datos correspondientes de estos.

**Generator Data**

Generators at 21915 JUI-230 230.kV

Unit 'N' On-Line	Edit
	On/Off-Line
	Delete
	New

For "linear network solution" Start Only

Voltage (pu)= 0.98353 Ref. angle= 27.2923

Power Flow Regulation

Hold V= 1. pu

At JUI-230 230.kV 21915 (PV)

Regulates voltage  Fixed P+jQ output

Done Help

Last changed Jan 01, 1986

**Generating Unit Info**

ID= N Unit rating= 100. MVA

Impedances (pu based on unit MVA)

Subtransient	0.00062	+j	0.02399	Fill
Transient	0.00062	+j	0.02399	
Synchronous	0.00062	+j	0.02399	
- sequence	0.00062	+j	0.02397	
o sequence	0.00121	+j	0.01588	

Neutral Impedance (in actual Ohms)

0. +j 0.

Scheduled generation. Enter MVAR for PQ buses only

MW= 0. MVAR= 0.

P and Q limits (MW' and MVAR)

Pmax= 9999. Qmax= 9999.

Pmin= -9999. Qmin= -9999.

OK Cancel Help

(a)

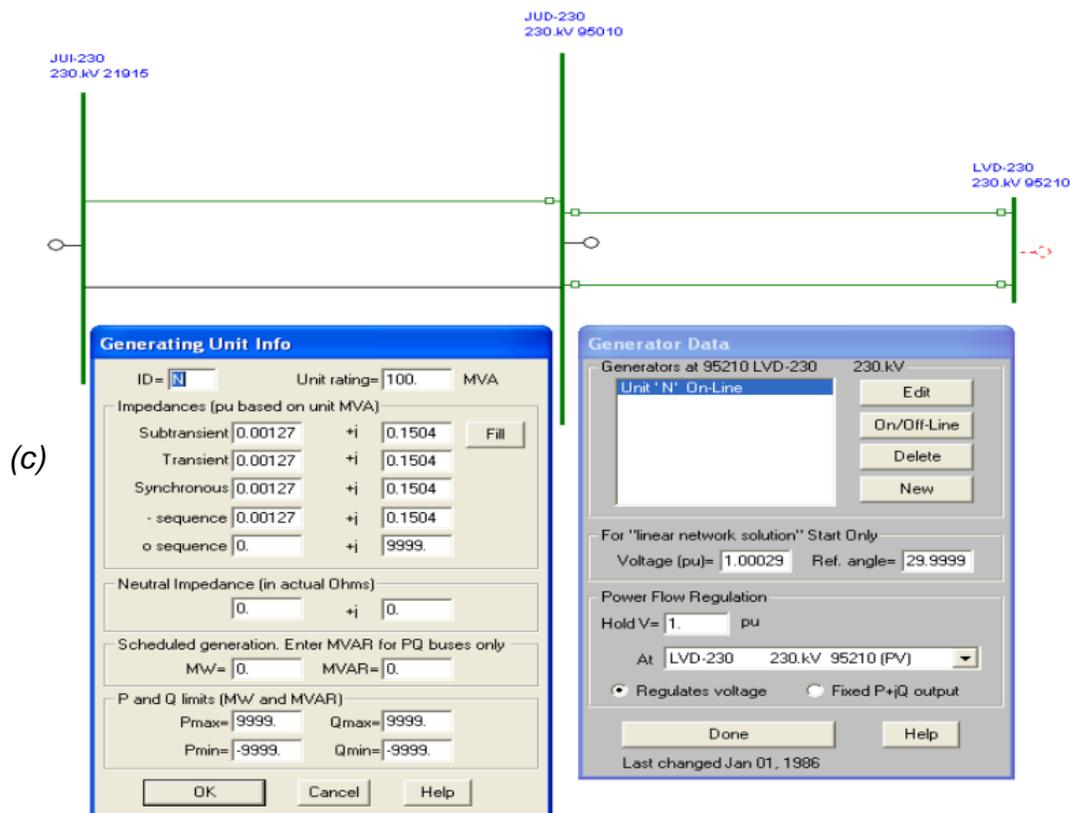
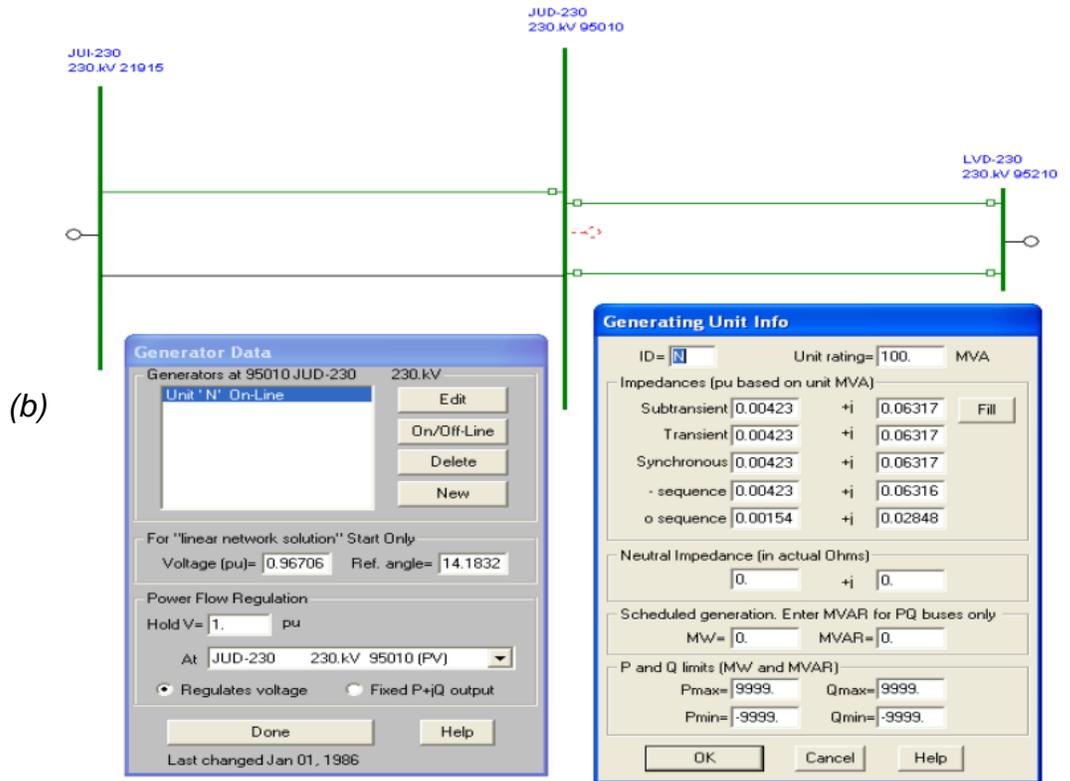
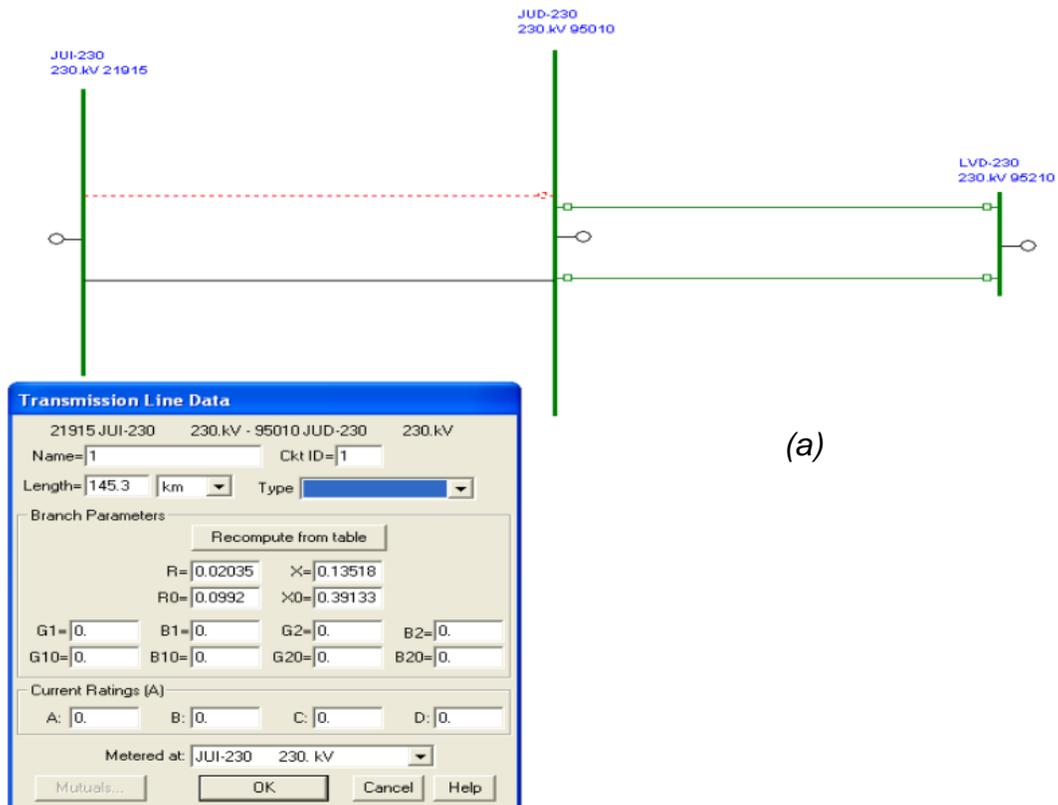
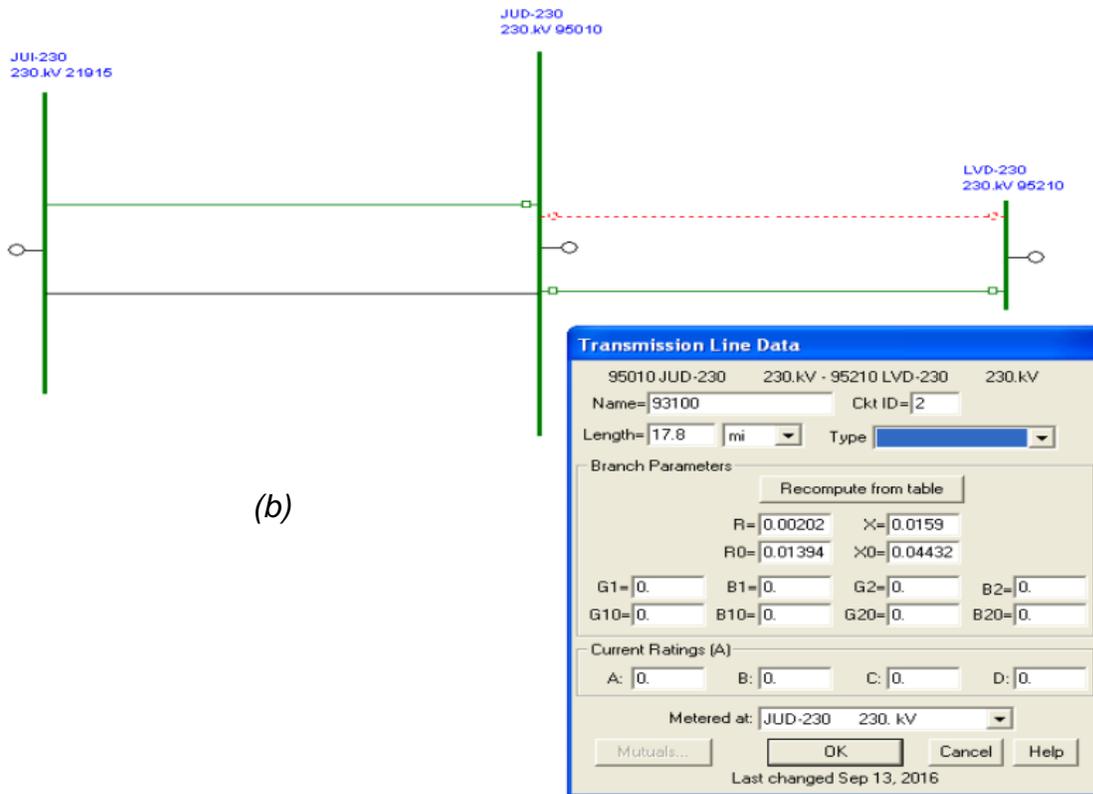


FIG. 4.14 Datos Equivales de Generación (a) JUI-230, (b) JUD-230 y (c) LVD-230.



(a)



(b)

**FIG. 4.15** Datos Equivales de las Líneas de Transmisión (a) del JUI-JUD y (b) de JUD-LVD.

## 4.5 Modelado de Red LVD-LVT en Matlab con Simulacion de Fallas en la Linea de Transmision

En el presente tema se hace uso del programa Matlab de acuerdo al entorno de altas prestaciones para el cálculo y su visualización, es decir, permite obtener un procesamiento de señales y por ende gráficos de comportamiento del simulado. Asimismo para crear el modelado de Red de Transmisión LVD-LVT se contempla el uso de la herramienta del Simulink dependiente del Matlab.

Por lo cual a continuación se describen los bloques requeridos para esquematizar el modelo de Red de Transmisión. Teniendo que localizar en la pantalla principal de Matlab la herramienta de Simulink y con ello dar secuencia al uso de este. En efecto se presenta la ventana de trabajo con las librerías para todo tipo de esquema, siendo el caso de este proyecto, el uso exclusivo de la librería Simscape y dentro de él, la de SimPowerSystem.

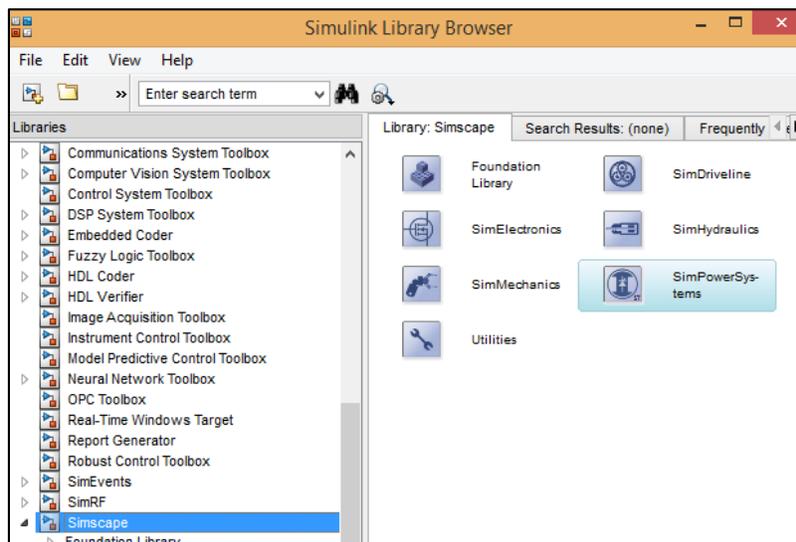
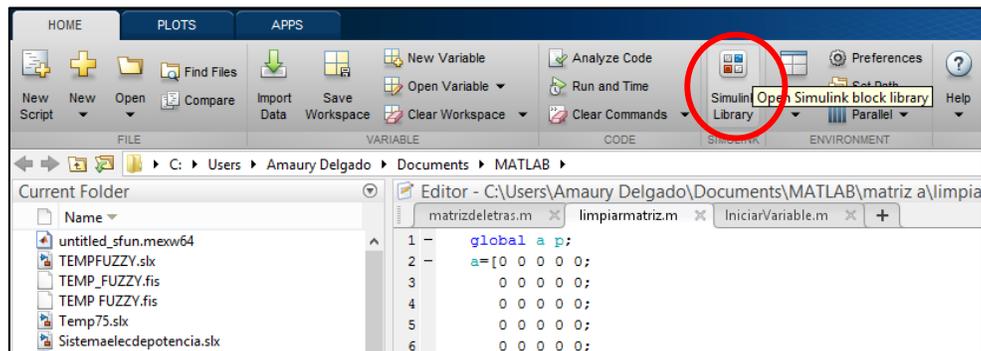
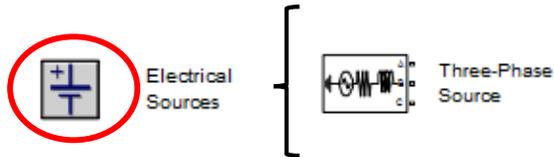


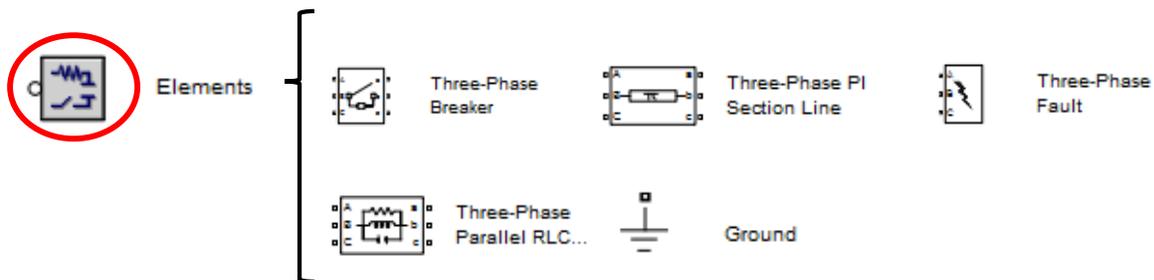
FIG. 4.16 Uso de Matlab y de la Librería Simulink.

Asimismo, los bloques que abarcan dentro de esa librería son empleadas para la creación del modelado de red referentes a los puntos de estudio. Se muestra a continuación específicamente el tipo de bloque a seleccionar.

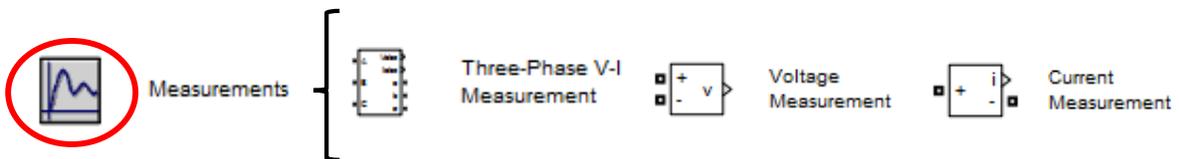
Bloque de clasificación con nombre de Fuentes Electricas



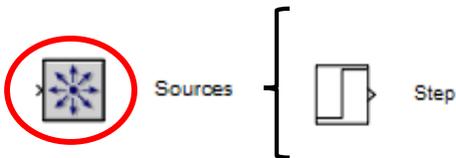
Bloque de clasificación con nombre de Elementos.



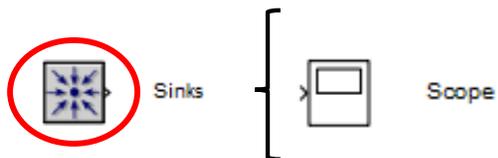
Bloque de clasificación con nombre de Mediciones.



Bloque de clasificación con nombre de Fuentes.



Bloque de clasificación con nombre de Osciloscopios.



Teniendo en cuenta que algunos de los bloques requieren el ingreso de parametros correspondientes a ellos, considerando necesario calcular los equivalentes de la red asociada al caso 1 situado a las subestaciones de La Venta Dos hacia La Venta Tres con el apoyo de los datos obtenidos del tema anterior.

Por consiguiente se describe el proceso de calculo aplicando los valores de equivalentes del programa Aspen. Cabe mencionar que los datos obtenidos de dicho programa estan en p.u.(por unidad) pasando a estos en unidades fisicas.

Para tal efecto se calcula la impedancia de secuencia positiva de la linea de transmision 93060, (Datos de la Linea de LVD-93960-LVT), asi quedando [12], [8]:

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} \dots\dots\dots (4.1)$$

$$Z_B = \frac{230^2}{100} = 529, \quad \Omega$$

$$Z_1 = \frac{Z_{p.u.} * Z_B}{Longitud Linea} \dots\dots\dots (4.2)$$

$$Z_1 = \frac{(0.00115 + 0.00902 * j) * (529\Omega)}{10.1 Km}$$

$$Z_1 = 0.06023 + 0.47243 * j, \quad \frac{\Omega}{km}$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva de este, a inductancia en Henrios [8]:

$$L_1 = \frac{X_C}{2 * \pi * f} \dots\dots\dots (4.3)$$

$$L_1 = \frac{0.47243}{2 * \pi * 60} = 1.25315 * 10^{-3}, \quad \frac{H}{Km}$$

De manera a proseguir con la impedancia de secuencia cero de la línea de transmisión 93060 [12], [8]:

$$Z_0 = \frac{Z_{p.u.} * Z_B}{Longitud Linea} \dots\dots\dots (4.4)$$

$$Z_0 = \frac{(0.00791 + 0.02515 * j) * (529\Omega)}{10.1 Km}$$

$$Z_0 = 0.41429 + 1.31726 * j, \quad \frac{\Omega}{km}$$

Convirtiendo la reactancia inductiva a inductancia en Henrios [8]:



$$L_0 = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{1.31726}{2 * \pi * 60} = 3.49415 * 10^{-3}, \quad \frac{H}{Km}$$

Al obtener los datos idóneos de la impedancia de la línea de transmisión con respecto a cada una de las secuencias, se continúa con el cálculo de la capacitancia de esta línea establecido entre fases y al neutro [8].

Por ello se hace necesario obtener la distancia equivalente de las líneas entre AB, BC, CA [8].

$$D_{equi} = \sqrt[3]{D_{AB} + D_{BC} + D_{CA}} \quad \dots\dots\dots (4.5)$$

$$D_{equi} = \sqrt[3]{7.35 + 7.35 + 14.7}$$

$$D_{equi} = 9.26, \quad m$$

Estas distancias de líneas son representativas para toda línea de transmisión de 230 KV.

Con el dato anterior, se calcula la capacitancia entre fases.

$$C_F = \frac{\pi * k}{Ln \frac{D_{equi}}{r}} \quad \dots\dots\dots (4.6)$$

$$C_F = \frac{\pi * 8.85 * 10^{-12}}{Ln \frac{9.26}{0.014795}} = 4.316 * 10^{-12}, \quad \frac{F}{m}$$

Convirtiendo el valor dado a  $\frac{F}{km}$ :

$$C_F = 4.316 * 10^{-12} \frac{F}{m} * \frac{1000 m}{1 Km} = 4.316 * 10^{-9}, \quad \frac{F}{Km}$$

Siguiendo con el cálculo de la capacitancia al neutro:

$$C_N = \frac{2 * \pi * k}{Ln \frac{D_{equi}}{r}} \quad \dots\dots\dots (4.7)$$



$$C_N = \frac{2 * \pi * 8.85 * 10^{-12}}{\ln \frac{9.26}{0.014795}} = 8.632 * 10^{-12}, \quad \frac{F}{m}$$

Convirtiendo este valor a  $\frac{F}{km}$ :

$$C_N = 8.632 * 10^{-12} \frac{F}{m} * \frac{1000 m}{1 Km} = 8.632 * 10^{-9}, \quad \frac{F}{Km}$$

Todos estos datos son representativos a la Línea de Transmisión 93060.

Luego se realizan los cálculos equivalentes de cada subestación eléctrica tanto LVD como LVT [8]. El primer cálculo a realizar, es la impedancia de secuencia positiva con el equivalente de LVD obtenido anteriormente del tema 4.4, así quedando:

$$Z_{1-LVD} = Z_{p.u.} * Z_B \quad \dots\dots\dots (4.8)$$

$$Z_{1-LVD} = (0.00269 + 0.03461 * j) * (529\Omega)$$

$$Z_{1-equi LVD} = 1.42301 + 18.3086 * j, \quad \Omega$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva a inductancia en Henrios:

$$L_{1-equi LVD} = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{18.3086}{2 * \pi * 60} = 0.04856, \quad H$$

Al mismo tiempo se procede al cálculo de la subestación de LVT, de la Impedancia de secuencia positiva equivalente de este, quedando:

$$Z_{1-LVT} = Z_{p.u.} * Z_B = (0.00287 + 0.41627 * j) * (529\Omega)$$

$$Z_{1-equi LVT} = 1.51823 + 220.2068 * j, \quad \Omega$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva a inductancia en Henrios:

$$L_{1-equi LVT} = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{220.2068}{2 * \pi * 60} = 0.5841, \quad H$$

En cuanto el voltaje de las subestaciones de LVD y LVT se resuelve de la siguiente manera, para luego escribir los valores al modelado de la red de transmisión [8].

Entonces en LVD el voltaje es de 230 KV, por lo cual:



$$V_{p-p} = \frac{V}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = \frac{230,000}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = 187,794, \quad V$$

Este valor se multiplica por el voltaje en p.u. referente al dato recopilado de la red de equivalentes en el tema 4.4, quedando:

$$V_{equi-LVD} = 187,794 * V_{p.u.} = 187,794 * 0.97207 = 182,584, \quad V$$

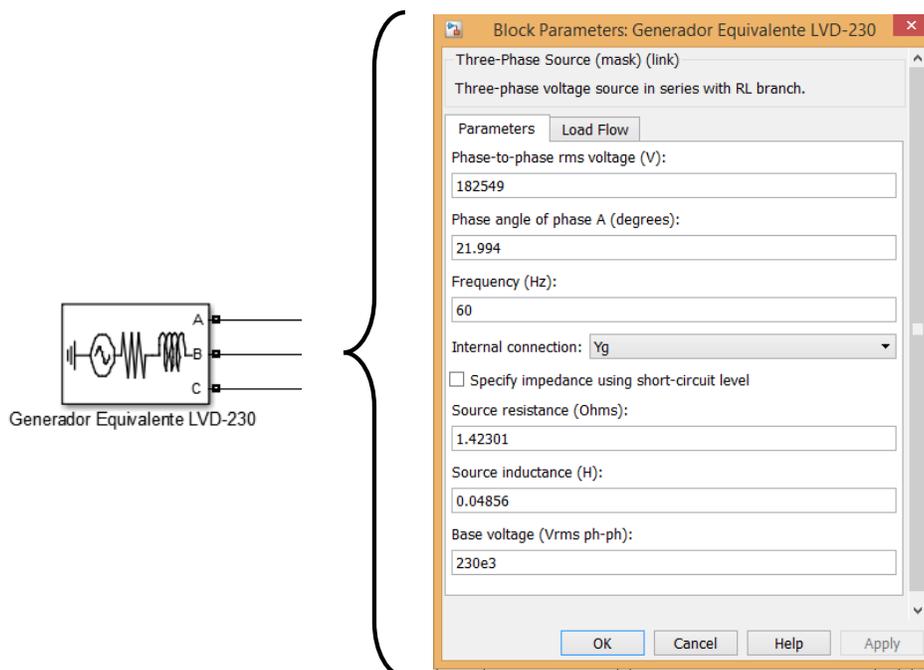
Ahora, en la subestación LVT el voltaje es de 230 KV, por lo cual:

$$V_{p-p} = \frac{V}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = \frac{230,000}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = 187,794, \quad V$$

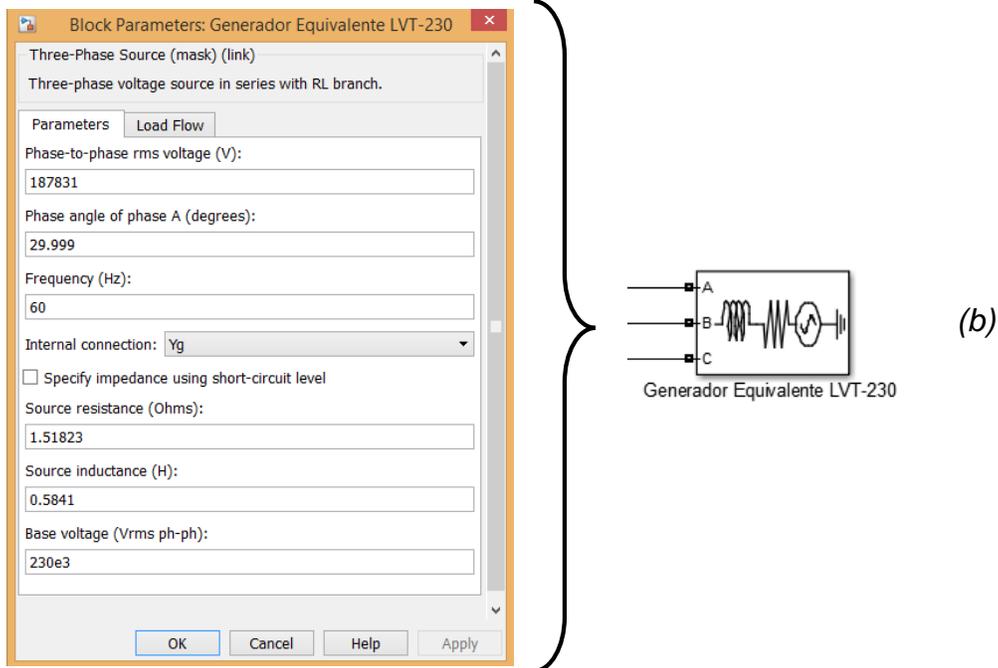
Este valor se multiplica por el voltaje en p.u. adquirido al equivalente de LVT, quedando:

$$V_{equi-LVT} = 187,794 * V_{p.u.} = 187,794 * 1.0002 = 187,831, \quad V$$

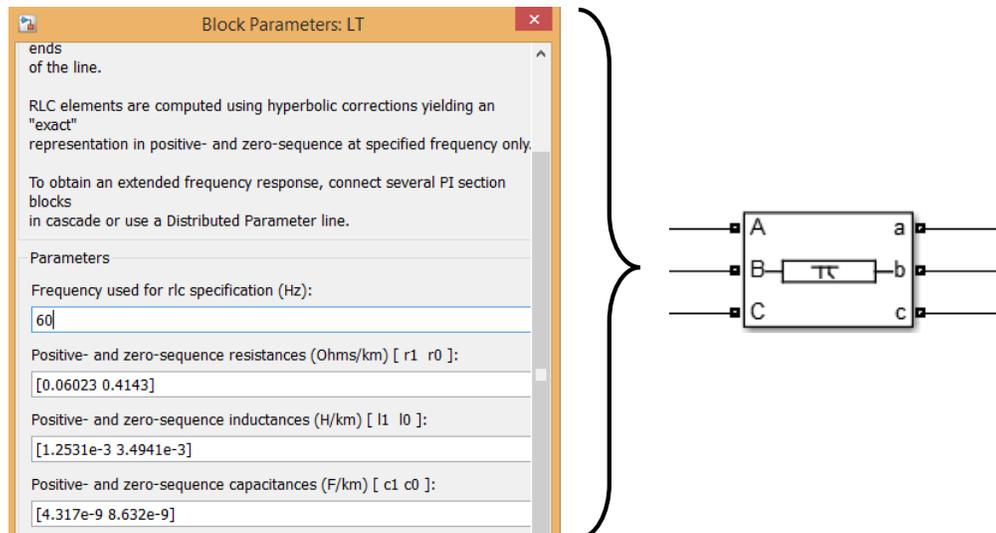
Ahora mismo, se expone en la figura 4.17 las ubicaciones de los parametros relacionados con los resultados del calculo para los bloques de generacion y linea de transmision presentes en el modelo.



(a)

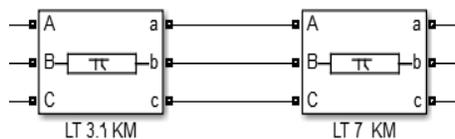


**FIG. 4.17a** Parámetros en Generación Equivalente (a) LVD y (b) LVT.



**FIG. 4.17b** Parámetros en Línea de Transmisión.

Se considera en la línea de transmisión dos bloques del mismo tipo, siendo necesarias para el análisis dentro de la distancia ocurrida de la falla, situando este caso en el kilómetro 3.1 con respecto al total de la línea de 10.1 Km de LVD a LVT.



**FIG. 4.18** Secciones de la Línea de Transmisión.

#### 4.5.1 Calculo y Simulacion de Fallas en la Linea de Transmision 93060

De acuerdo al proceso anterior para el esquema del diseño de red LVD-LVT sera exhibida en el Capitulo 5 finalizada. En él se simularan los tres tipos de fallas transitorias comprendidas en el proyecto actual en la linea de transmision y por ese medio analizar el comportamiento de cada uno de ellos. Se precede en calcular la frecuencia angular y la impedancia con relación a la distancia donde destaca la falla [8], partiendo así, para el cálculo del primer pico de corriente que surge en cada perturbación.

Por lo consiguiente el valor de la frecuencia angular es obtenido de la siguiente manera:

$$\omega = 2 * \pi * f \quad \dots\dots\dots (4.9)$$

$$\omega = 2 * \pi * 60 = 376.99, \quad \frac{rad}{s}$$

Luego se consigue el dato de la Impedancia con respecto a la distancia presente a la falla, como ya mencionado anteriormente será en la distancia de 3.1 km referente a la SE LVD, por lo tanto la expresión queda:

$$R_{equi-LVD} + R_{falla\ 3.1km} = 1.42301 \Omega + 0.06023 \frac{\Omega}{km} * 3.1 km = 1.60972, \quad \Omega$$

$$X_{equi-LVD} + X_{falla\ 3.1km} = 18.3086 \Omega + 0.47243 \frac{\Omega}{km} * 3.1 km = 19.77313, \quad \Omega$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva a inductancia en Henrios:

$$L = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{19.77313}{2 * \pi * 60} = 0.05245, \quad H$$

La primera falla a simular es llamada “falla Línea-Tierra”, donde este caso será expuesto en la LINEA-A [8].

Para el proceso de cálculo para las tres fallas se determina el voltaje instantáneo que se efectúa al presentarse la falla, donde el valor será de -56.39 KV.

Entonces, se dice que la falla ocurre en el siguiente instante:



$$\sin^{-1}\left(\frac{V_F}{V}\right) = \theta \quad \dots\dots\dots (4.10)$$

$$\sin^{-1}\left(\frac{-56.39}{187.794}\right) = -17.47$$

$$17.47 * \sqrt{2} = 24.70$$

Los ángulos finales son:

$$180 + 17.47 = 197.47^\circ, \text{ valor del ángulo pico-pico.}$$

$$180 + 24.70 = 204.70^\circ, \text{ valor del ángulo normal.}$$

Convirtiendo a radianes, el ángulo pico-pico:

$$\theta = \frac{197.47 * \pi}{180} = 3.4465$$

El tiempo (t) es entonces:

$$t_{p-p} = \frac{\frac{197.47}{60}}{360} = 9.1421 * 10^{-3}$$

$$t_{L-N} = \frac{\frac{204.7}{60}}{360} = 9.4768 * 10^{-3}$$

Finalmente la corriente de falla a calcular es mediante la siguiente ecuación.

$$i(t) = \frac{V}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]u(t)$$

$$\alpha = \frac{R}{L} \quad \text{Y} \quad \varphi = \text{Arctg}\left(\frac{(\omega L)}{R}\right) = \frac{\text{Cos}\left(\frac{(\omega L)}{R}\right)}{\text{Sen}\left(\frac{(\omega L)}{R}\right)} \quad \dots\dots (4.11)$$

Como la línea a analizar es la línea A, obtenemos su respectivo voltaje de la siguiente manera:

$$V_{an} = \sqrt{2} * V_{L-N} * \text{Cos}(\omega t_{L-N}) \quad \dots\dots\dots (4.12)$$

$$V_{an} = 187,794 * \text{Cos}((376.99) * (9.4962 * 10^{-3}))$$

$$V_{an} = 187794 * (-0.9054)$$

$$V_{an} = -170,036.31, \quad V$$



Ocupamos la fórmula para hallar la corriente de falla:

$$\alpha = \frac{R}{L} = \frac{1.60972}{0.05245} = 30.69$$

$$\varphi = \frac{\cos\left(\frac{\omega L}{R}\right)}{\sin\left(\frac{\omega L}{R}\right)} = \frac{\cos\left(\frac{(376.99 * 0.0524)}{1.60972}\right)}{\sin\left(\frac{(376.99 * 0.0524)}{1.60972}\right)} = \frac{\cos(12.28)}{\sin(12.28)} = -3.4414$$

$$i(t) = \frac{V_{an}}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]$$

$$i(t) = \frac{((-170,036.31) * (0.97207))}{\sqrt{(1.60972)^2 + (376.99 * 0.0524)^2}}$$

$$* [\sin((376.99)(9.1421 * 10^{-3}) + 3.4465 - (-3.4414)) - \sin(3.4465 - (-3.4414)) * e^{-(30.69)(9.1421 * 10^{-3})}]$$

$$i(t) = \frac{-165,287.20}{19.8197} * [\sin(10.3343) - \sin(6.8879) * e^{-0.2805}]$$

$$i(t) = -8,339.54 * [(-0.7905) - ((0.5685) * (0.7553))] ]$$

$$i(t) = -8,339.54 * [-1.219]$$

Finalmente la corriente de falla calculada a 3.1 Km de LVD es:

$$i(t) = 10,165.89, \quad A$$

- El modelado y los resultados de simulacion a este tipo de falla, se presenta en el Capitulo 5. -

La segunda falla a simular es llamada "falla LINEA-LINEA", en este caso se simula la falla LINEA A – LINEA C. Calculando la corriente de falla en la misma distancia al del estudio anterior, donde la fórmula para este caso es como se muestra a continuación [13]:

$$i(t) = \frac{c * V_{ac}}{2 * \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]u(t)$$

$$\alpha = \frac{R}{L} \quad \text{Y} \quad \varphi = \text{Arctg}\left(\frac{\omega L}{R}\right) = \frac{\cos\left(\frac{\omega L}{R}\right)}{\sin\left(\frac{\omega L}{R}\right)} \quad \dots\dots \quad (4.13)$$



Para seguimiento de este estudio de falla en LINEA-LINEA, se obtiene el voltaje de  $V_{an}$  con valor rms formando parte para la fórmula 4.14 [8].

$$V_{an} = 187,794 * \text{Cos}((376.99) * (9.1421 * 10^{-3}))$$

$$V_{an} = -179,133.07, \quad V$$

$$V_{ac} = \sqrt{3} * V_{an} * \text{cos}(\omega t - 210) \quad \dots\dots\dots (4.14)$$

$$rad = \frac{210 * \pi}{180} = 3.6651$$

$$V_{ac} = \sqrt{3} * -179,133.07 * \text{cos}((376.99)(9.1421 * 10^{-3}) - 3.6651)$$

$$V_{ac} = -310,267.58 * \text{cos}(-0.2186)$$

$$V_{ac} = -310,267.58 * (0.9762)$$

$$V_{ac} = -302,883.21, \quad V$$

Sustituimos para el cálculo de la corriente de falla, utilizando la tabla siguiente para el factor voltaje (c), [13]:

Nominal system voltage $U_n$	Voltage factor $c$ for calculation of	
	Maximal s.-c. current $c_{max}$	Minimal s.-c. current $c_{min}$
LV: 100 V up to 1000 V (inclusive) (IEC 60038, Table I)		
Voltage tolerance +6%	1.05	0.95
Voltage tolerance +10%	1.10	0.95
MV: >1 kV up to 35 kV (inclusive) (IEC 60038, Table III)	1.10	1.00
HV: >35 kV (IEC 60038, Table IV)	1.10	1.00

**Tabla 4.8.** Factor de Voltaje  $c$ .

$$\alpha = \frac{R}{L} = \frac{1.60972}{0.05245} = 30.69$$

$$\varphi = \frac{\text{Cos} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right)}{\text{Sen} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right)} = \frac{\text{Cos} \left( \frac{(376.99 * 0.0524)}{1.60972} \right)}{\text{Sen} \left( \frac{(376.99 * 0.0524)}{1.60972} \right)} = \frac{\text{Cos} (12.28)}{\text{Sen} (12.28)} = -3.4414$$

$$i(t) = \frac{c * V_{ac}}{2 * \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]$$



$$i(t) = \frac{((1.1) * (-302,883.21) * (0.97207))}{2 * \sqrt{(1.60972)^2 + (376.99 * 0.0524)^2}}$$

$$* [\sin((376.99)(9.1421 * 10^{-3}) + 3.4465 - (-3.4414)) - \sin(3.4465 - (-3.4414))$$

$$* e^{-(30.69)(9.1421 * 10^{-3})}]$$

$$i(t) = \frac{-323,866.05}{2 * 19.8197} * [\sin(10.3343) - \sin(6.8879) * e^{-0.2805}]$$

$$i(t) = -8,170.30 * [(-0.7905) - ((0.5685) * (0.7553))]$$

$$i(t) = -8,170.30 * [-1.219]$$

Finalmente la corriente de falla de la LINEA A-C, siendo calculada a 3.1 Km de LVD es:

$$i(t) = 9,959.60, \quad A$$

- El modelado y los resultados de simulacion de este tipo de falla, se presenta en el Capitulo 5. -

La tercera falla es llamada “falla LINEA-LIENA-TIERRA”, en este caso la simulación será de LINEA A – LINEA C – TIERRA. Calculando la corriente de falla en la misma distancia a 3.1 Km de LVD, mediante la fórmula siguiente [13]:

$$i(t) = \frac{\sqrt{3} * V}{\sqrt{2} * \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]u(t)$$

$$\alpha = \frac{R}{L} \quad \text{Y} \quad \varphi = \text{Arctg} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right) = \frac{\text{Cos} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right)}{\text{Sen} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right)} \quad \dots\dots (4.15)$$

Para el caso de este estudio, los voltajes para la representación de cada línea en falla es expresada de la siguiente manera [8]:

$$V_{an} = \sqrt{2} * V_{L-N} * \text{Cos}(\omega t_{p-p})$$

$$V_{an} = 187794 * \text{Cos}((376.99) * (9.1421 * 10^{-3}))$$

$$V_{an} = 187794 * (-0.9538)$$

$$V_{an} = -179,133.07, \quad V$$

$$V_{cn} = \sqrt{2} * V_{L-N} * \text{Cos}(\omega t_{p-p} + (\frac{2\pi}{3})) \quad \dots\dots\dots (4.16)$$



$$V_{cn} = 187794 * \cos((376.99) * (9.1421 * 10^{-3}) + \frac{2\pi}{3})$$

$$V_{cn} = 187794 * (0.7369)$$

$$V_{cn} = 138,387.09, \quad V$$

Sustituimos valores, para el cálculo de la corriente de falla:

$$\alpha = \frac{R}{L} = \frac{1.60972}{0.05245} = 30.69$$

$$\varphi = \frac{\cos\left(\frac{\omega L}{R}\right)}{\sin\left(\frac{\omega L}{R}\right)} = \frac{\cos\left(\frac{(376.99 * 0.0524)}{1.60972}\right)}{\sin\left(\frac{(376.99 * 0.0524)}{1.60972}\right)} = \frac{\cos(12.28)}{\sin(12.28)} = -3.4414$$

Calculo de la LINEA A.

$$i(t) = \frac{\sqrt{3} * V_{cn}}{\sqrt{2} * \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]u(t)$$

$$i(t) = \frac{(\sqrt{3} * (138,387.09) * (0.97207))}{\sqrt{2} * \sqrt{(1.60972)^2 + (376.99 * 0.0524)^2}}$$

$$* [\sin((376.99)(9.1421 * 10^{-3}) + 3.4465 - (-3.4414)) - \sin(3.4465 - (-3.4414)) * e^{-(30.69)(9.1421 * 10^{-3})}]$$

$$i(t) = \frac{232,998.83}{\sqrt{2} * 19.8197} * [\sin(10.3343) - \sin(6.8879) * e^{-0.2805}]$$

$$i(t) = 8,312.69 * [(-0.7905) - ((0.5685) * (0.7553))]$$

$$i(t) = 8,312.69 * [-1.219]$$

Finalmente la corriente de falla de la LINEA A, siendo calculada a 3.1 Km de LVD es:

$$i(t) = -10,133.17, \quad A$$

Calculo de la LINEA C.

$$i(t) = \frac{\sqrt{3} * V_{an}}{\sqrt{2} * \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]u(t)$$

$$i(t) = \frac{(\sqrt{3} * (-179,133.07) * (0.97207))}{\sqrt{2} * \sqrt{(1.60972)^2 + (376.99 * 0.0524)^2}}$$

$$* [\sin((376.99)(9.1421 * 10^{-3}) + 3.4465 - (-3.4414)) - \sin(3.4465 - (-3.4414)) * e^{-(30.69)(9.1421 * 10^{-3})}]$$

$$i(t) = \frac{-301,601.80}{\sqrt{2} * 19.8197} * [\sin(10.3343) - \sin(6.8879) * e^{-0.2805}]$$

$$i(t) = -10,760.23 * [(-0.7905) - ((0.5685) * (0.7553))]$$

$$i(t) = -10,760.23 * [-1.219]$$

Finalmente la corriente de falla de la LINEA C, siendo calculada a 3.1 Km de LVD es:

$$i(t) = 13,116.72, \quad A$$

- El modelado y los resultados de la simulacion de este tipo de falla, se presenta en el Capitulo 5. -

#### **4.6 Modelado de Red JUI-LVD en Matlab, Simulando Evento Fisico Ocasionado en la Linea de Transmision 93000.**

Por lo que se refiere a este tema, es crear el esquema de Red de la SE Juile hasta la SE La Venta Dos en el Simulink para posteriormente hacer analisis al comportamiento determinado a la falla presente en la linea de transmision JUI-93000-JUD.

Por consiguiente se describe el proceso de calculo aplicando los valores equivalentes del programa Aspen referentes a lo comprendido del JUI 230 KV – LVD 230 KV, para el ingreso de parametros en el bloque correspondiente de generacion de equivalentes de cada SE y sus respectivas lineas de transmision tomando en cuenta la conversion del p.u.(por unidad) a unidades fisicas.

Esta aplicacion esta diseñada para dos lineas de transmision: la primera es nombrada 93000 comprendida de Juile a Juchitan Dos, y la segunda 93100 comprendida de Juchitan Dos a La Venta Dos.



Para tal efecto se calcula la impedancia de secuencia positiva de la primera línea de transmisión 93000, así quedando [12], [8]:

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{230^2}{100} = 529, \quad \Omega$$

$$Z_1 = \frac{Z_{p.u.} * Z_B}{\text{Longitud Línea}} = \frac{(0.02035 + 0.13518 * j) * (529\Omega)}{145.3 \text{ Km}}$$

$$Z_1 = 0.0740 + 0.4921 * j, \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva de este, a inductancia en Henrios [8]:

$$L_1 = \frac{X_C}{2 * \pi * f}$$

$$L_1 = \frac{0.4921}{2 * \pi * 60} = 1.3053 * 10^{-3}, \quad \frac{H}{\text{Km}}$$

Ahora bien la impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión 93100, es [12], [8]:

$$Z_1 = \frac{(0.00202 + 0.0159 * j) * (529\Omega)}{17.8 \text{ Km}}$$

$$Z_1 = 0.060 + 0.4725 * j, \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de este, a inductancia en Henrios [8]:

$$L_1 = \frac{0.4725}{2 * \pi * 60} = 1.2533 * 10^{-3}, \quad \frac{H}{\text{Km}}$$

Luego se sigue con la impedancia de secuencia cero de las líneas de transmisión, realizando el estudio primero al 93000 [12], [8], quedando:

$$Z_0 = \frac{Z_{p.u.} * Z_B}{\text{Longitud Línea}} = \frac{(0.0992 + 0.39133 * j) * (529\Omega)}{145.3 \text{ Km}}$$

$$Z_0 = 0.3611 + 1.4247 * j, \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Convirtiendo la reactancia inductiva a inductancia en Henrios [8]:

$$L_0 = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{1.4247}{2 * \pi * 60} = 3.7791 * 10^{-3}, \quad \frac{H}{Km}$$

Para la impedancia de secuencia cero de la línea de transmisión 93100, se obtiene lo siguiente [12], [8]:

$$Z_0 = \frac{Z_{p.u.} * Z_B}{Longitud\ Linea} = \frac{(0.01394 + 0.04432 * j) * (529\Omega)}{17.8\ Km}$$

$$Z_0 = 0.4142 + 1.3171 * j, \quad \frac{\Omega}{km}$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia cero a inductancia en Henrios [8]:

$$L_0 = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{1.3171}{2 * \pi * 60} = 3.4937 * 10^{-3}, \quad \frac{H}{Km}$$

Al obtener los datos idóneos de la impedancia de cada línea de transmisión con respecto a cada una de las secuencias, se continúa con calcular las capacitancias de estas ocupando los siguientes valores, siendo esto obtenido en el tema 4.6:

$$C_F = 4.316 * 10^{-9}, \quad \frac{F}{Km}$$

$$C_N = 8.632 * 10^{-9}, \quad \frac{F}{Km}$$

Al consumir lo anterior, se continua con calcular los equivalentes de cada subestación eléctrica del Juile, Juchitán Dos y La Venta Dos [8]. El primer cálculo a realizar, es la impedancia de secuencia positiva con el equivalente del JUI obtenido en el tema 4.5, así quedando:

$$Z_{1-JUI} = Z_{p.u.} * Z_B = (0.00062 + 0.02397 * j) * (529\Omega)$$

$$Z_{1-equi\ JUI} = 0.3279 + 12.6801 * j, \quad \Omega$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva a inductancia en Henrios:

$$L_{1-equi\ JUI} = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{12.6801}{2 * \pi * 60} = 0.03363, \quad H$$



Después se calcula de la subestación eléctrica JUD, la impedancia de secuencia positiva equivalente de él, quedando:

$$Z_{1-JUD} = Z_{p.u.} * Z_B = (0.00423 + 0.06316 * j) * (529\Omega)$$

$$Z_{1-equi JUD} = 2.2376 + 33.4116 * j, \quad \Omega$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva a inductancia en Henrios:

$$L_{1-equi JUD} = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{33.4116}{2 * \pi * 60} = 0.0886, \quad H$$

Y como último de estos es la subestación eléctrica LVD, obteniendo la impedancia de secuencia positiva, así quedando:

$$Z_{1-LVD} = Z_{p.u.} * Z_B = (0.00127 + 0.1504 * j) * (529\Omega)$$

$$Z_{1-equi LVD} = 0.6718 + 79.561 * j, \quad \Omega$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva a inductancia en Henrios:

$$L_{1-equi LVD} = \frac{X_C}{2 * \pi * f} = \frac{79.561}{2 * \pi * 60} = 0.2110, \quad H$$

En cuanto el voltaje a cada SE se describe de la siguiente forma, para luego ingresar los valores al modelado de este [8].

Entonces en el JUI el voltaje es de 230 KV, por lo cual:

$$V_{p-p} = \frac{V}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = \frac{230,000}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = 187,794, \quad V$$

Este valor se multiplica por el voltaje en p.u. referente al dato recopilado de la red de equivalentes en el tema 4.5, quedando:

$$V_{equi-JUI} = 187,794 * V_{p.u.} = 187,794 * 0.98353 = 184,701, \quad V$$

Ahora, en la subestación JUD el voltaje es de 230 KV, por lo cual:

$$V_{p-p} = \frac{V}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = \frac{230,000}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = 187,794, \quad V$$

Este valor se multiplica por el voltaje en p.u. adquirido al equivalente de JUD, quedando:

$$V_{equi-JUD} = 187,794 * V_{p.u.} = 187,794 * 0.96706 = 181,608, \quad V$$

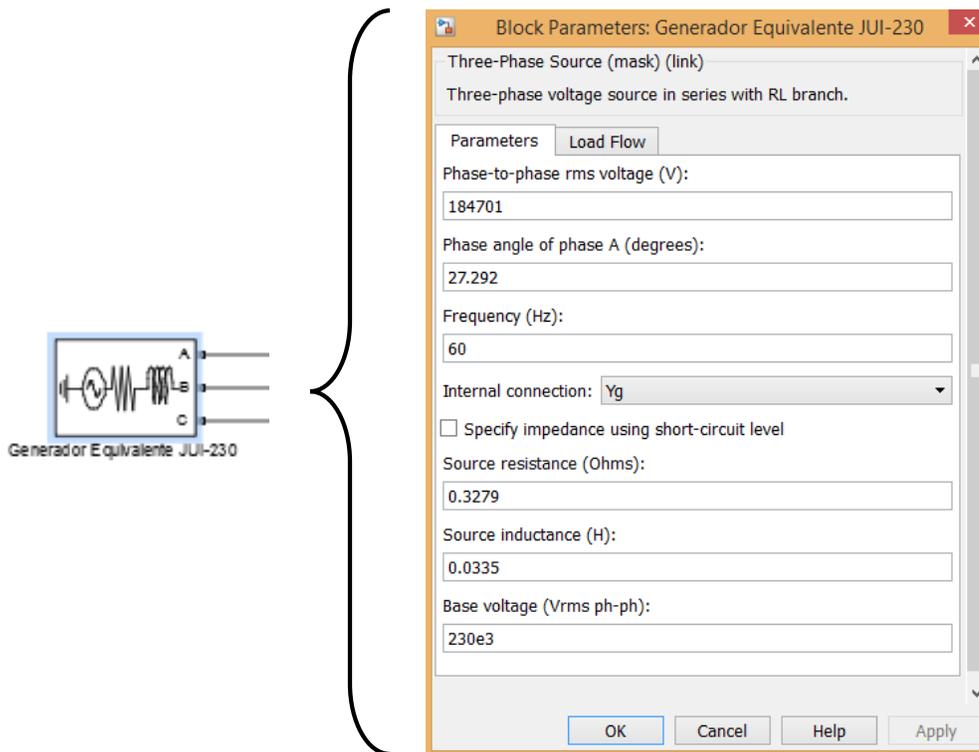
Y para LVD el voltaje es de 230 KV, dando así:

$$V_{p-p} = \frac{V}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = \frac{230,000}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} = 187,794, \quad V$$

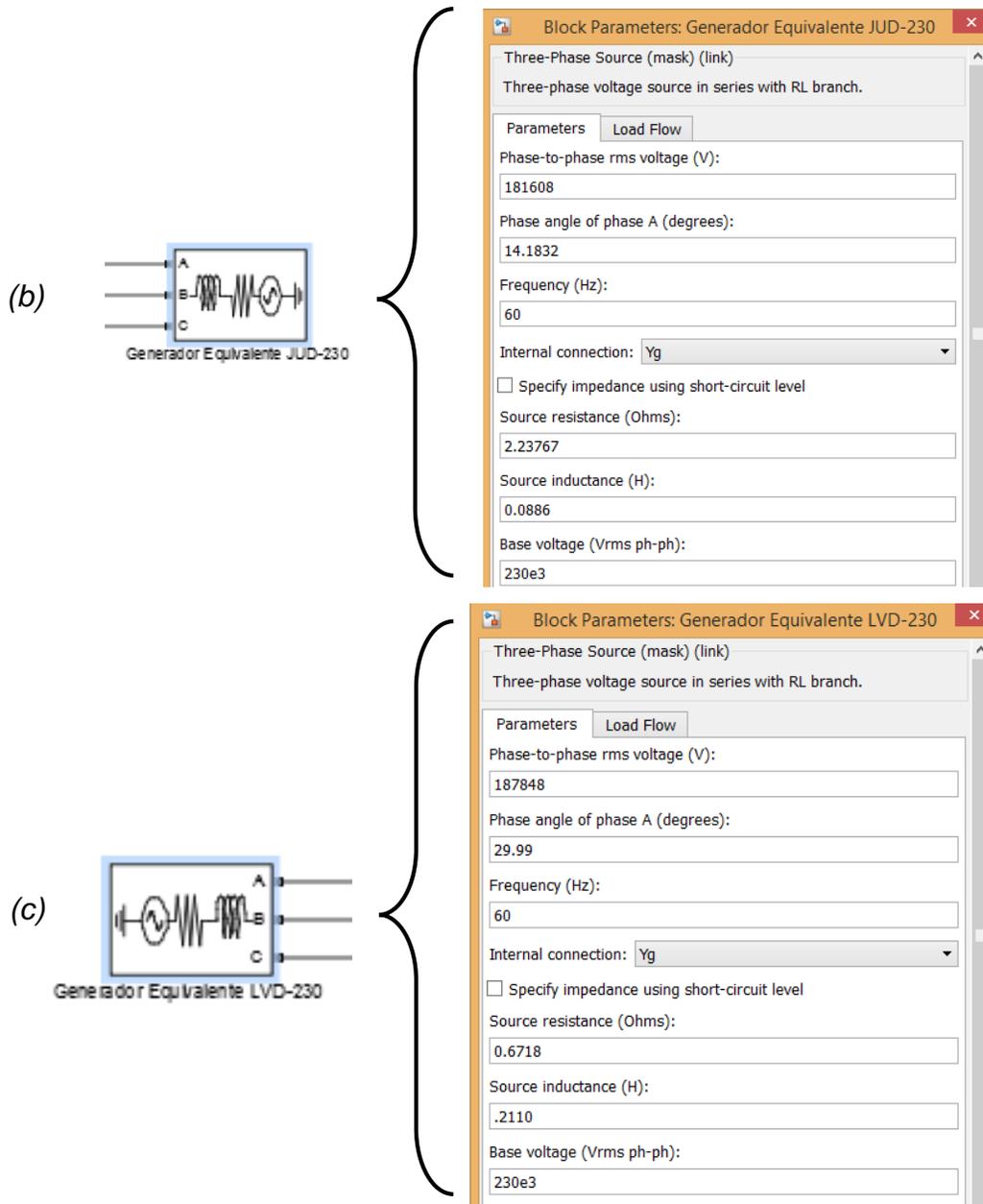
Continuando con la multiplicación del equivalente de LVD en p.u.

$$V_{equi-LVD} = 187,794 * V_{p.u.} = 187,794 * 1.0002 = 187,848, \quad V$$

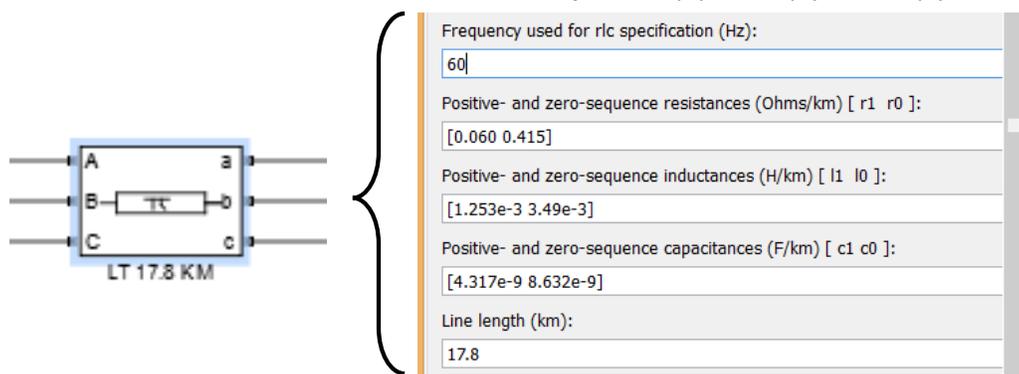
Visto esto se exhibe en la siguiente figura 4.22 los parametros definidos por medio de los resultados de los calculos para cada bloques de generacion y las lineas de transmision presente en el modelado.



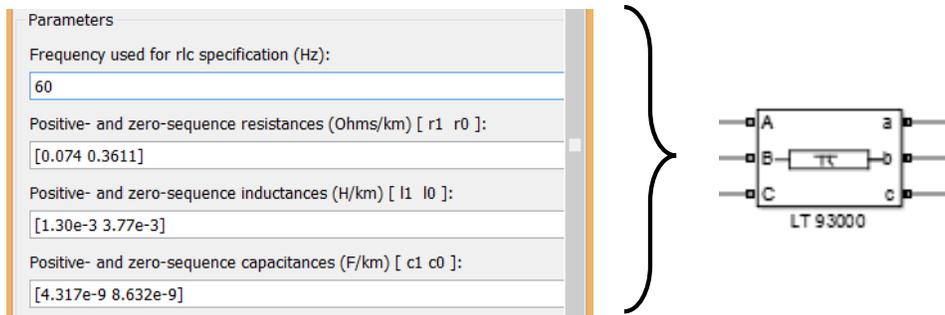
(a)



**FIG. 4.22a** Parámetros en Generación equivalente (a) JUI, (b) JUD, (c) LVD.



**FIG. 4.22b** Parámetros en Línea de Transmisión JUD-LVD.

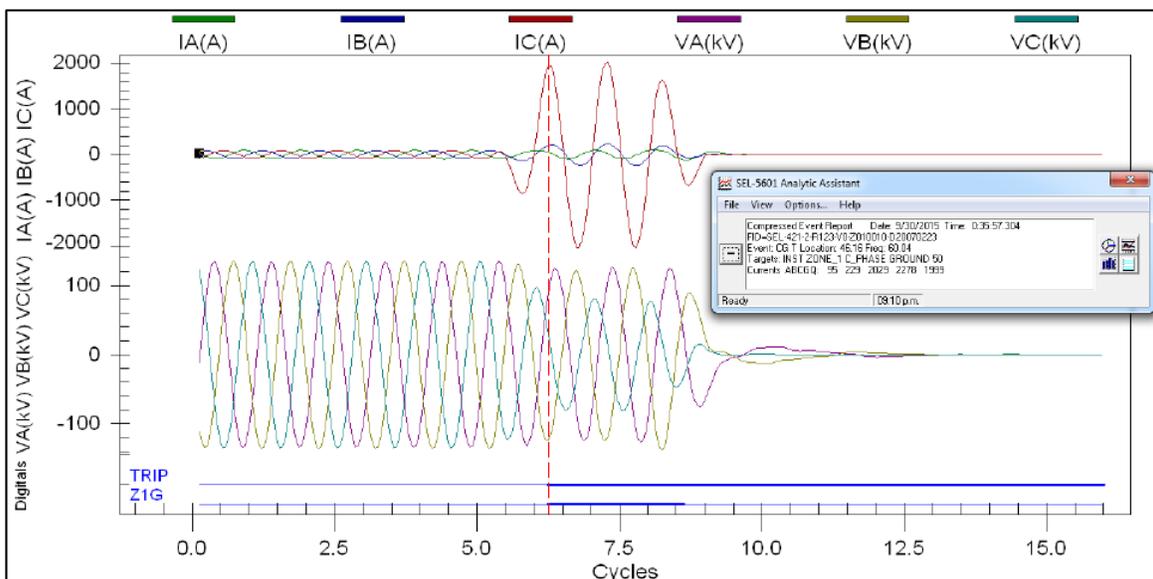


**FIG. 4.22c** Parámetros en Línea de Transmisión JUI-JUD.

En el capítulo 5 se presentará el diseño finalizado de la Red JUI-LVD.

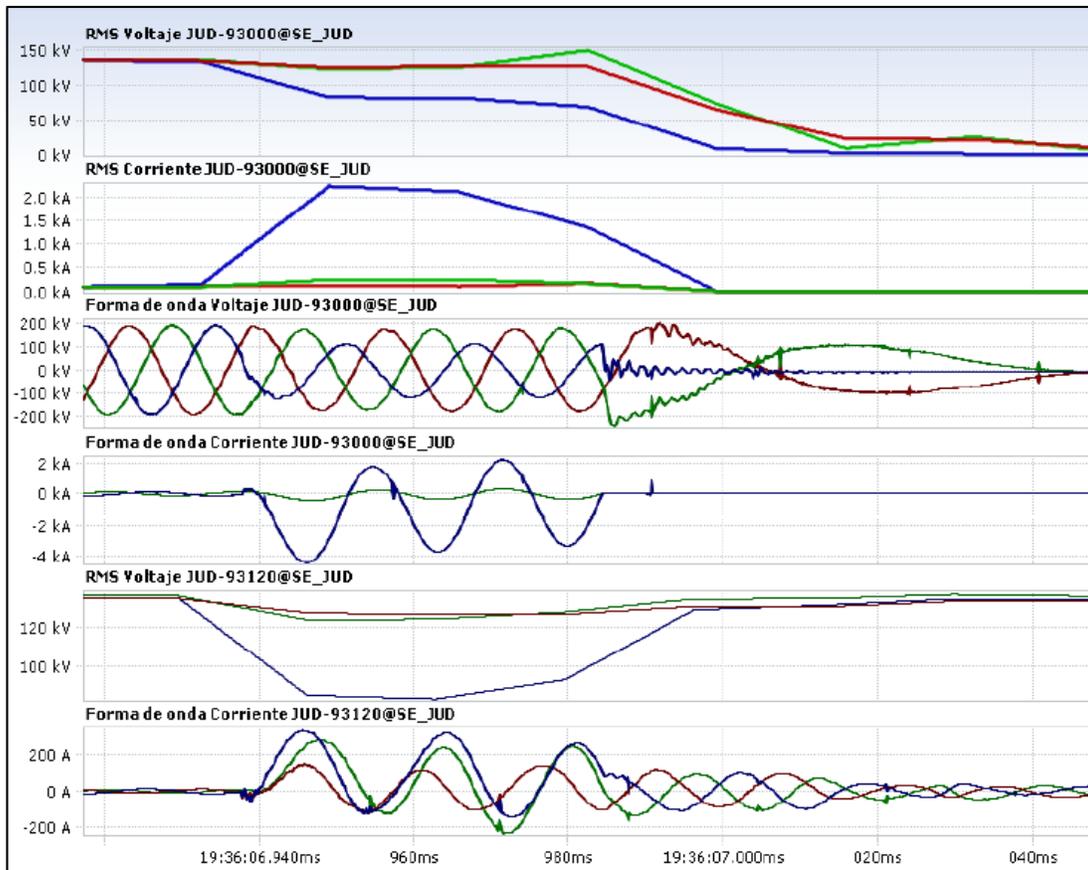
#### 4.6.1 Cálculo y Simulación de Falla Monofásica en la Línea de Transmisión 93000

En este tema, el punto principal es analizar el evento registrado en la línea de transmisión JUI-93000-JUD para simular y verificar el código de red en la SE LVD, siendo una falla monofásica (Línea-Tierra), detectada por la protección primaria 1 (PP1) en el extremo de JUD, logrando observar la oscilografía captada por el mismo relevador, de igual manera tomando de apoyo el equipo/medidor ELSPEC ya que con ella se puede percibir indicios de los efectos del fenómeno de recuperación transitoria de voltaje, todo esto proporcionado por el Departamento de Análisis de Redes perteneciente a la base de datos de eventos ocurridos. Mostrando a continuación el comportamiento de esta falla.



**FIG. 4.23** Oscilografía de la Protección Primaria.





**FIG. 4.24** Oscilografía del Medidor ELSPEC.

Con base al diseño del modelo de red JUI-LVD, se procede en simular la falla y realizar el cálculo con respecto al evento ocurrido, notando que la perturbación fue manifestada en la Línea C – Tierra.

Por lo tanto se calcula la corriente de falla precediendo en obtener la frecuencia angular y la impedancia con relación a la distancia donde fue detectado el evento, siendo esto en el kilómetro 45 respecto a la SE JUD [8], por esta razón se obtienen los siguientes valores:

$$\omega = 2 * \pi * f$$

$$\omega = 2 * \pi * 60 = 376.99, \quad \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

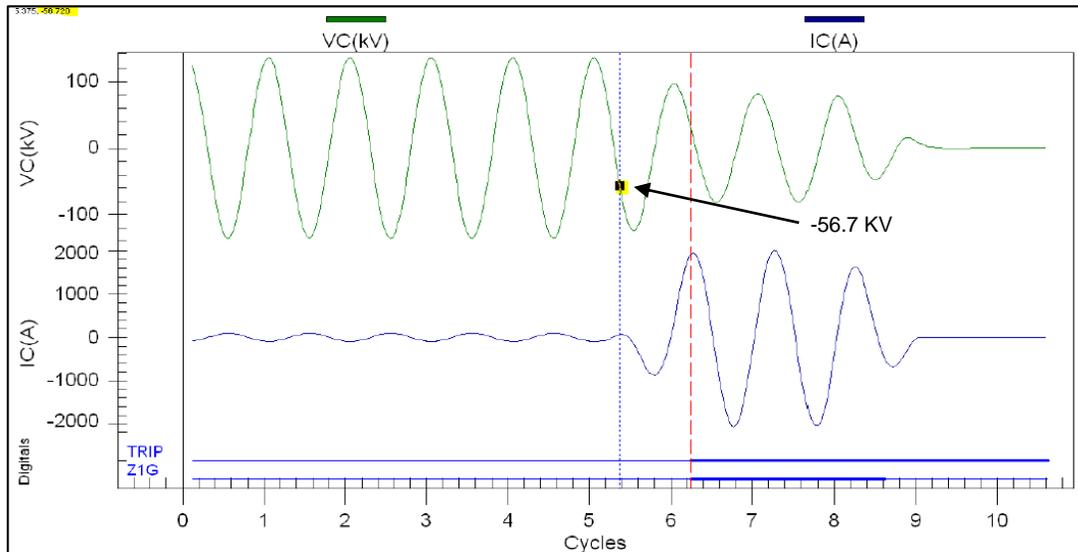
$$R_{\text{equi-LVD}} + R_{\text{falla 45 km}} = 2.237 \Omega + 0.0740 \frac{\Omega}{\text{km}} * 45 \text{ km} = 5.567, \quad \Omega$$

$$X_{\text{equi-LVD}} + X_{\text{falla 45 km}} = 33.4116 \Omega + 0.4921 \frac{\Omega}{\text{km}} * 45 \text{ km} = 55.556, \quad \Omega$$

Convirtiendo la reactancia inductiva de secuencia positiva a inductancia en Henrios:

$$L = \frac{X_c}{2 * \pi * f} = \frac{55.556}{2 * \pi * 60} = 0.1473, \quad H$$

En la figura 4.25, se efectúa un análisis gráfico para determinar el valor del voltaje instantáneo al inicio de la falla, observando que el valor es de: -56.70 KV.



**FIG. 4.25** Oscilografía de la Línea C en la 93000.

Con base al valor del voltaje obtenido de la gráfica anterior, la falla ocurre en el siguiente instante [8]:

$$\sin^{-1}\left(\frac{V_F}{V}\right) = \theta$$

$$\sin^{-1}\left(\frac{-56.7}{187.794}\right) = -17.57$$

$$17.57 * \sqrt{2} = 24.85$$

Los ángulos finales son:

$$180 + 17.57 = 197.57^\circ, \text{ valor del ángulo pico-pico.}$$

$$180 + 24.85 = 204.85^\circ, \text{ valor del ángulo normal.}$$

Convirtiendo a radianes, el ángulo pico-pico:

$$\theta = \frac{197.57 * \pi}{180} = 3.4482$$

El tiempo (t) es entonces:

$$t_{p-p} = \frac{197.57}{360} = 9.1467 * 10^{-3}$$

$$t_{L-N} = \frac{204.85}{360} = 9.4837 * 10^{-3}$$

Finalmente la corriente de falla a calcular es mediante la siguiente ecuación.

$$i(t) = \frac{V}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]u(t)$$

$$\alpha = \frac{R}{L} \quad \text{Y} \quad \varphi = \text{Arctg} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right) = \frac{\text{Cos} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right)}{\text{Sen} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right)}$$

Como la línea a analizar es la línea C, obtenemos su respectivo voltaje de la siguiente manera:

$$V_{cn} = \sqrt{2} * V_{L-N} * \text{Cos}(\omega t_{L-N} + \frac{2\pi}{3})$$

$$V_{cn} = 187,794 * \text{Cos}((376.99) * (9.4837 * 10^{-3}) + \frac{2\pi}{3})$$

$$V_{an} = 187794 * (0.8176)$$

$$V_{an} = 153,544.24, \quad V$$

Ocupamos la fórmula para hallar la corriente de falla:

$$\alpha = \frac{R}{L} = \frac{5.567}{0.1473} = 37.79$$

$$\varphi = \frac{\text{Cos} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right)}{\text{Sen} \left( \frac{(\omega L)}{R} \right)} = \frac{\text{Cos} \left( \frac{(376.99 * 0.1473)}{5.567} \right)}{\text{Sen} \left( \frac{(376.99 * 0.1473)}{5.567} \right)} = \frac{\text{Cos} (9.974)}{\text{Sen} (9.974)} = 1.63$$

$$i(t) = \frac{V_{cn}}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} * [\sin(\omega t + \theta - \varphi) - \sin(\theta - \varphi) * e^{-\alpha t}]$$

$$i(t) = \frac{((153,544.24) * (0.96706))}{\sqrt{(5.567)^2 + (376.99 * 0.1473)^2}}$$

$$* [\sin((376.99)(9.1467 * 10^{-3}) + 3.4482 - (1.63)) - \sin(3.4482 - (1.63)) * e^{-(37.79)(9.1467 * 10^{-3})}]$$

$$i(t) = \frac{148,486.49}{55.8} * [\sin(5.266) - \sin(1.818) * e^{-0.3456}]$$

$$i(t) = 2,661.04 * [(-0.8506) - ((0.9696) * (0.7077))]$$

$$i(t) = 2,661.04 * [-1.5367]$$

Finalmente la corriente de falla calculada a 45 Km de JUD es:

$$i(t) = 4,089.23, \quad A$$

El modelado y los resultados de esta simulacion se presenta en el Capitulo 5.

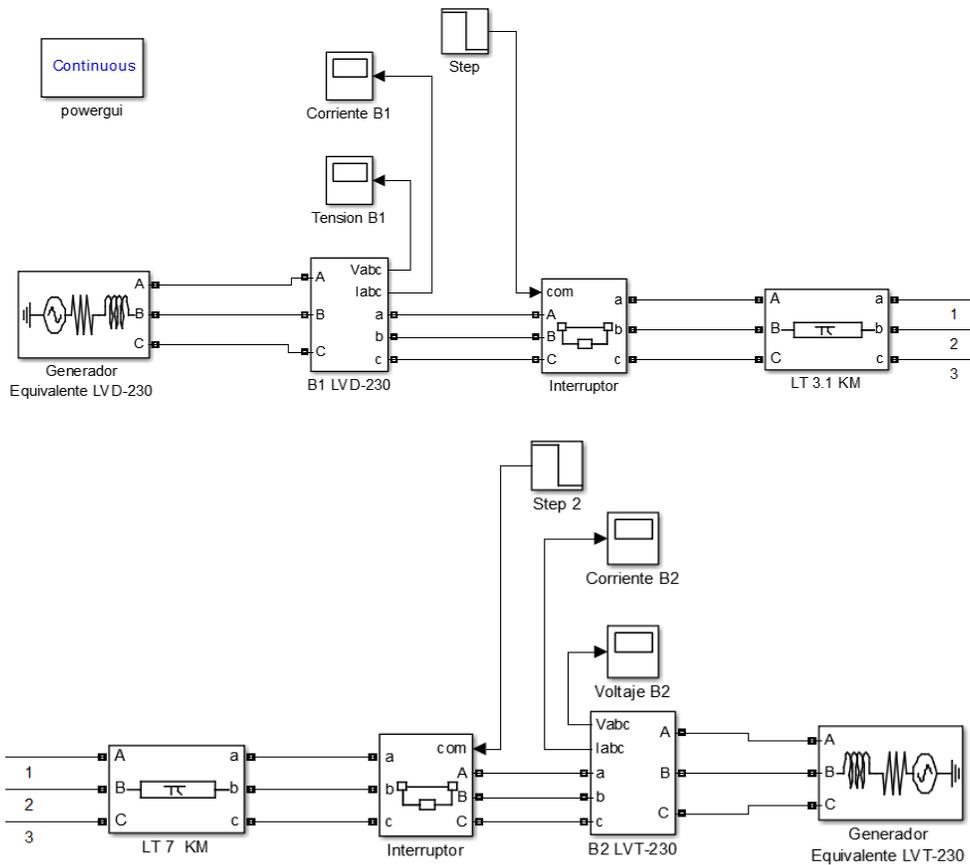
## ∞ CAPITULO 5.

### **Resultados Alcanzados, Planos, Graficas, Prototipos, Programas, entre Otros.**

---

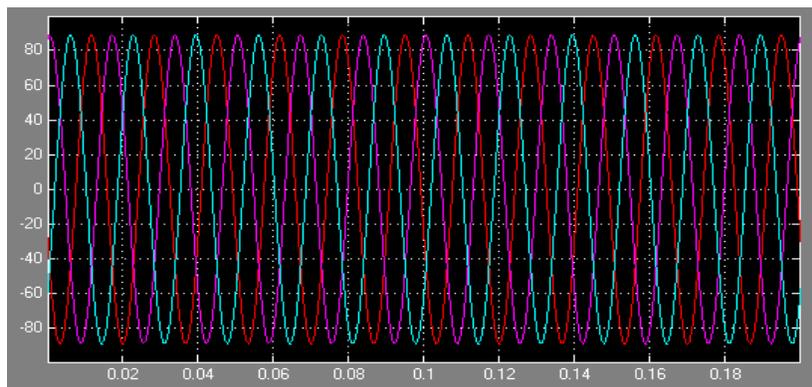


## 5.1 Resultado Final del Diseño de Red Comprendida de La Venta Dos a La Venta Tres

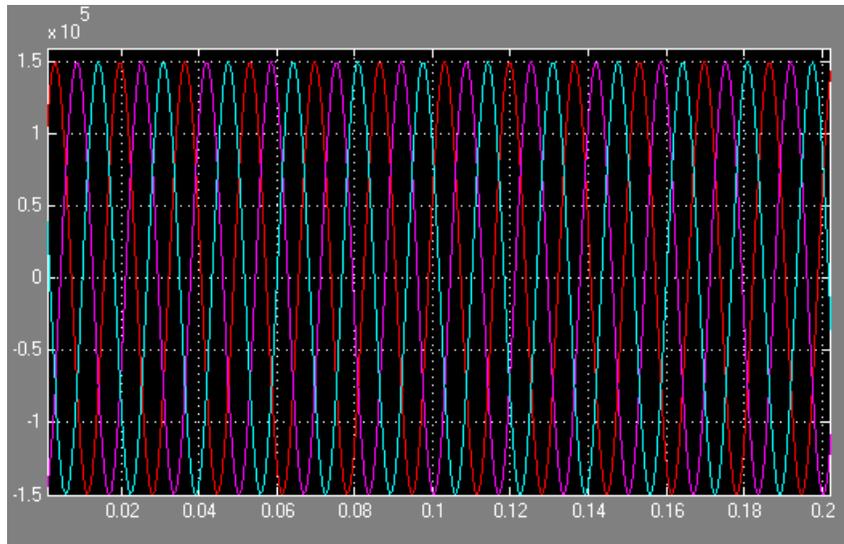


**FIG. 5.1** Red de Transmisión Eléctrica LVD-LVT.

Se concluye el diseño de red de transmisión respecto a SE LVD hasta la SE LVT por medio del programa Matlab. Este esquema es utilizado para la simulación de fallas descritas en el capítulo 4 para observar y describir el comportamiento de la Línea de Transmisión por cada perturbación introducida.



**FIG. 5.2a** Señal de Corriente en la SE LVD.



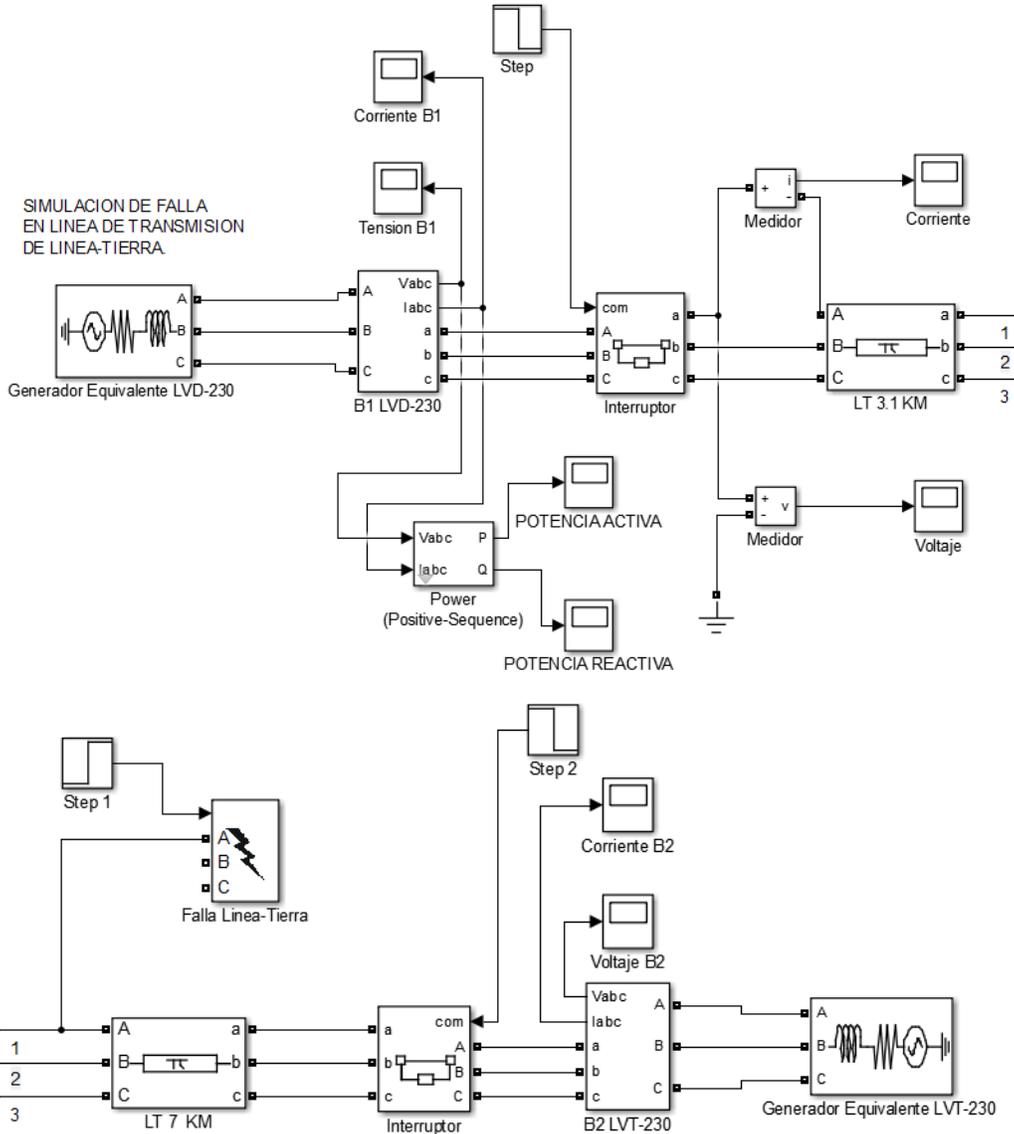
**FIG. 5.2b** Señal de Voltaje en la SE LVD.

De acuerdo a las gráficas obtenidas como resultado al simular la Red LVD-LVT en estado estable, se describe lo siguiente:

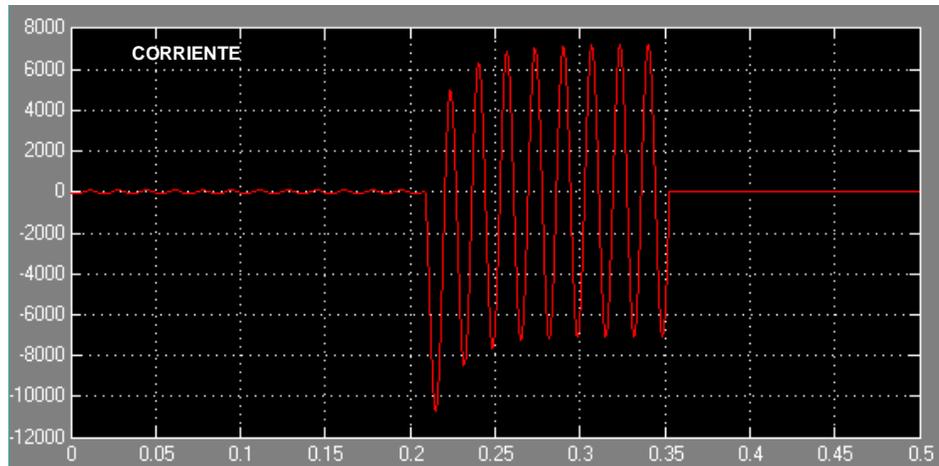
- Presenta señales apropiadas de corriente en el porteo de energía de LVT a la LVD.
- Mantiene la estabilidad adecuada con respecto al margen del  $\pm 10\%$  de caída de tensión.
- No presenta distorsión armónica en el tramo de LVD a LVT, cabe destacar que en Agosto 2015 se puso en servicio un filtro de armónicas pasa altas en la CE LVD correspondiente a CFE, con ello aporta un comportamiento dinámico y óptimo a la red interconectada hacia la SE LVD. (Tema no estimado por requerir mayor tiempo, estudio y especialidades diferentes).

### **5.1.1 Resultado de simulación en la Red de Transmisión LVD-LVT con Relación a las Tres Fallas Transitorias**

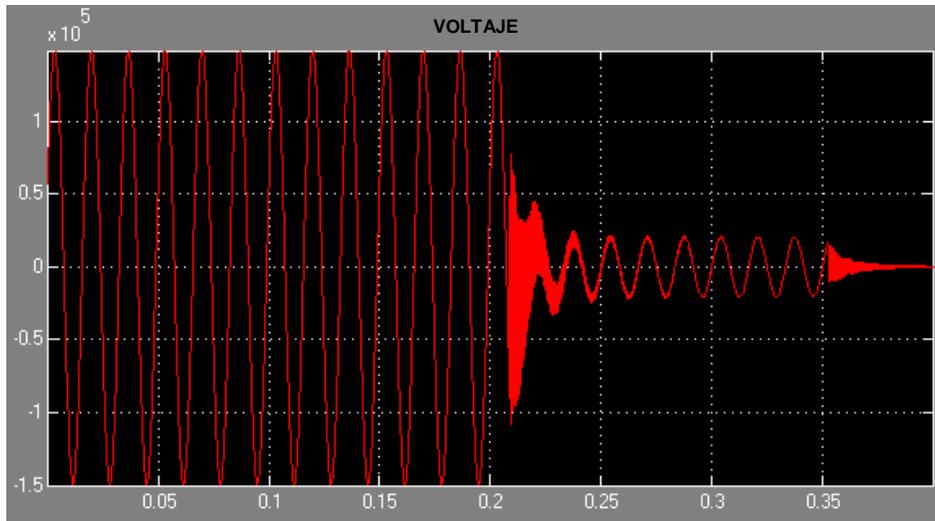
En cuanto a la primera simulación expuesta es referida a la falla transitoria de línea-tierra, para luego con cada presentación de las perturbaciones; se observe y describa la actividad de la SE LVD con respecto al Código de Red. Y de acuerdo al cálculo precedido en el tema 4.5.1 verificar el resultado de análisis con respecto a la gráfica de cada perturbación simulada.



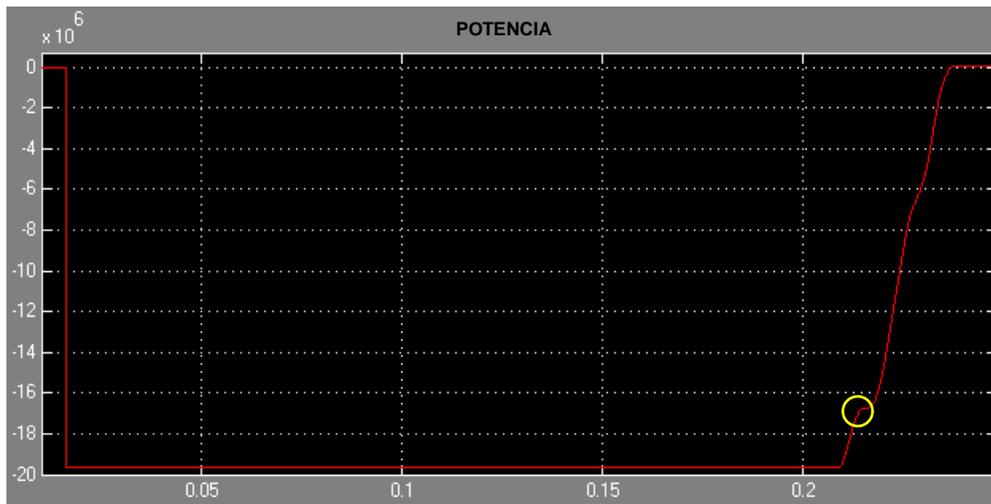
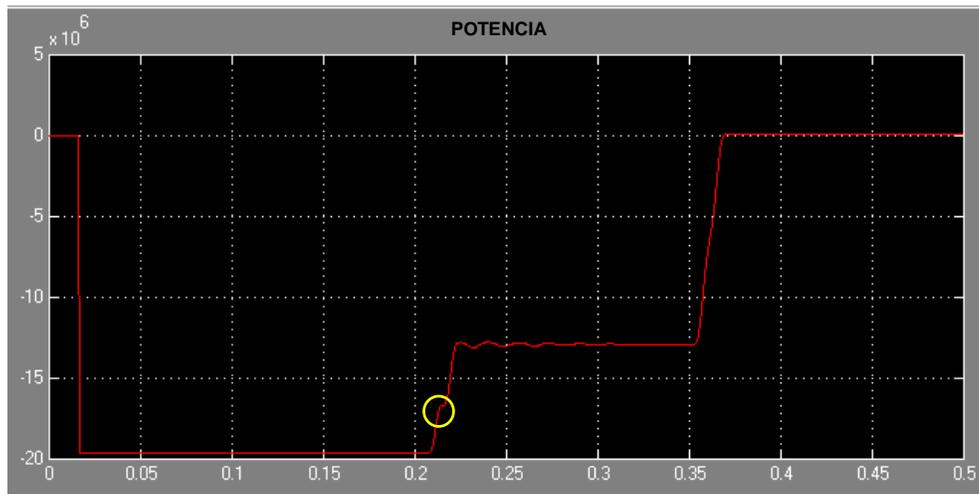
**FIG. 5.3** Modelado de Red LVD-LVT con Referencia a la Falla LINEA-TIERRA.



**FIG. 5.4** Oscilación de Corriente ante Falla en la Línea "A" con Tierra.

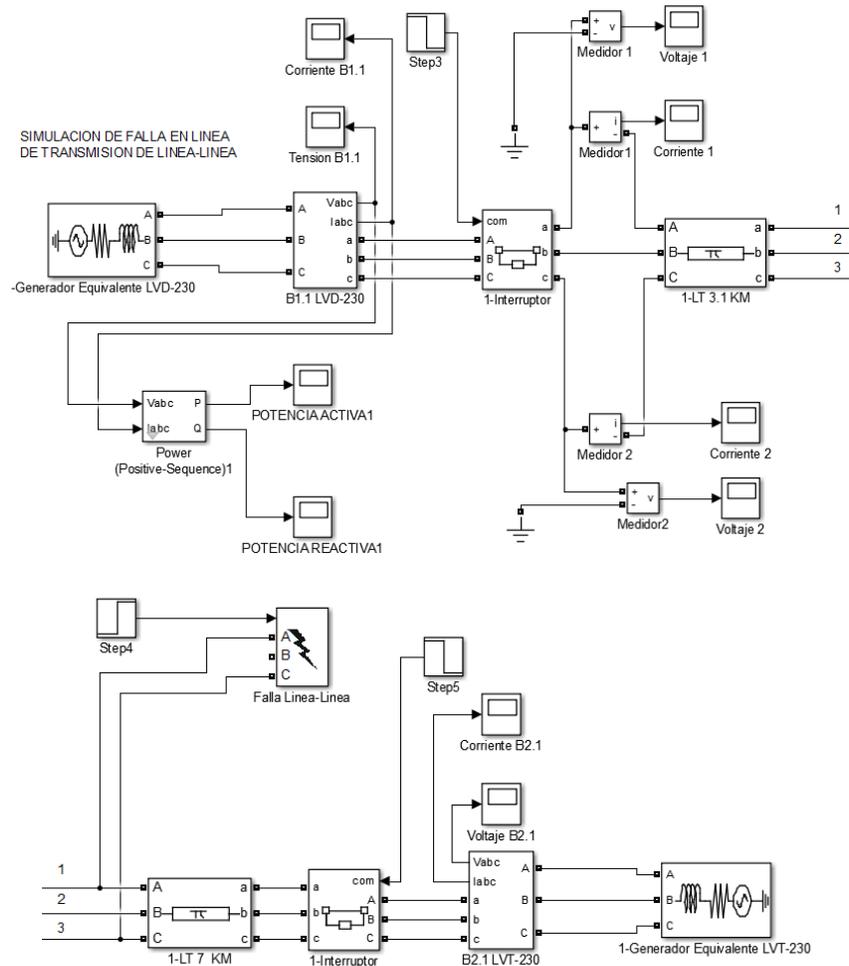


**FIG. 5.5** Comportamiento del Voltaje "A" al instante de la falla.

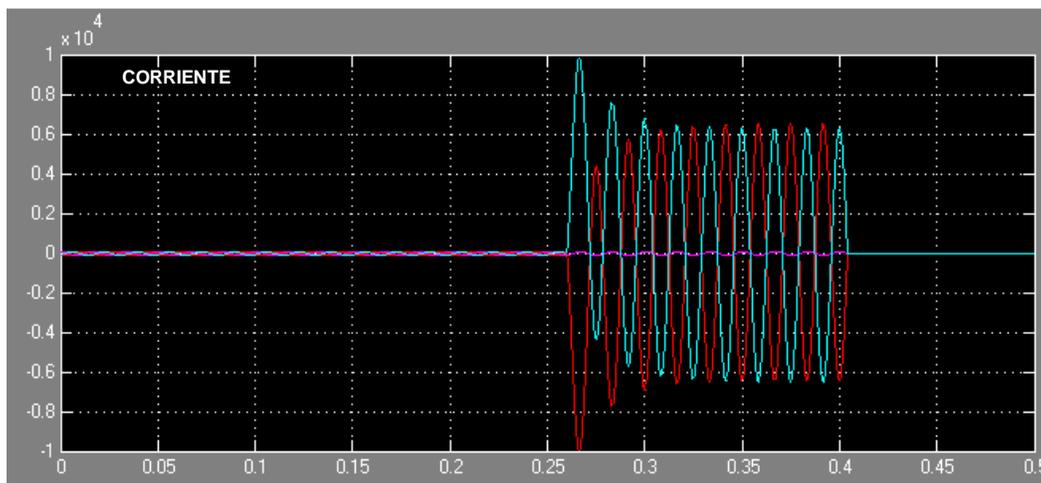


**FIG. 5.6** Resultado de la Potencia Activa de la SE LVD.

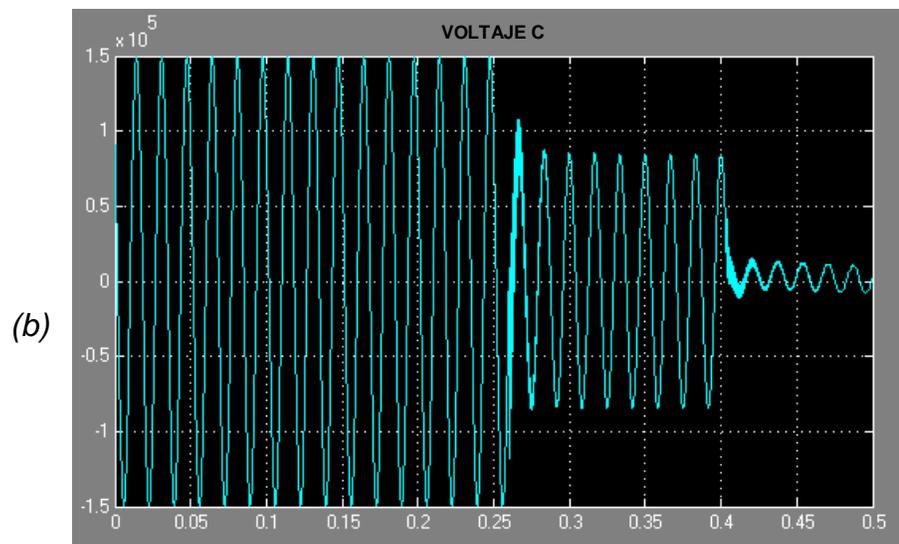
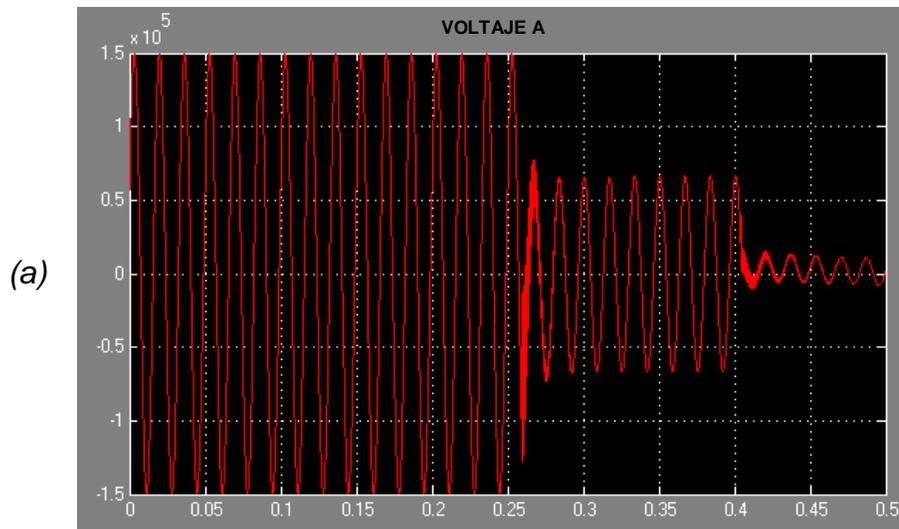
El segundo diagrama es con afinidad a la falla transitoria de Linea-Linea, obteniendo asimismo las siguientes gráficas ante esta perturbación.



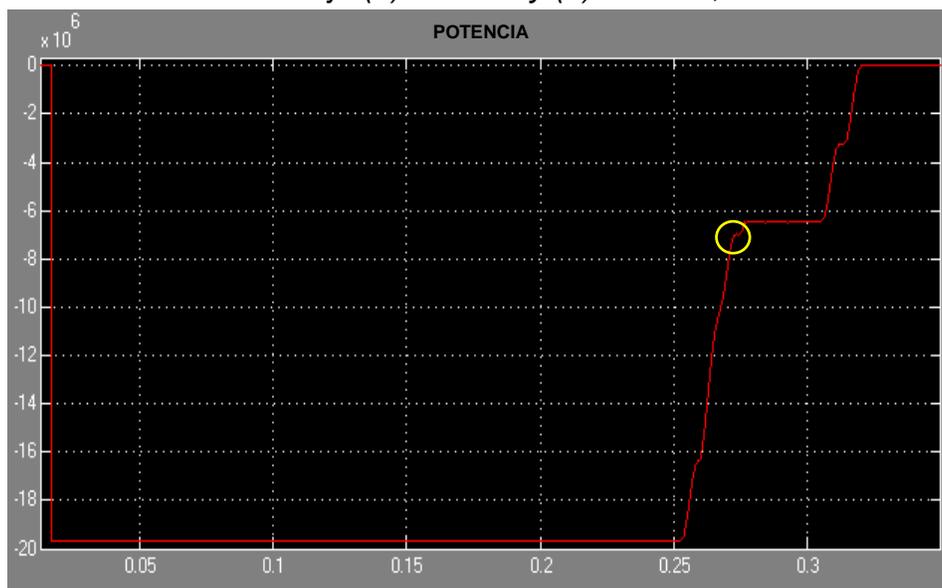
**FIG. 5.7** Diseño de Red LVD-LVT con Implementación de Falla LINEA-LINEA.



**FIG. 5.8** Comportamiento de Corriente ante Falla en la Línea "A" con "C".

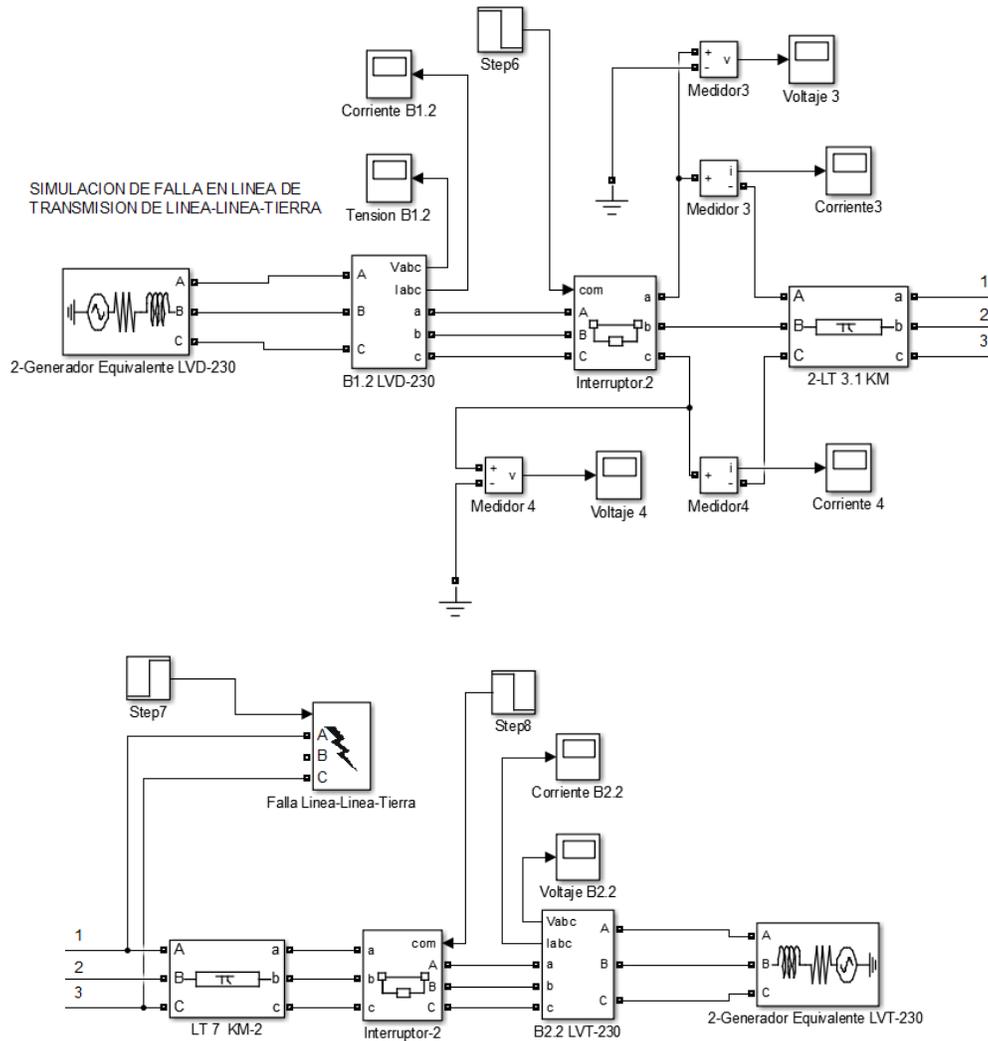


**FIG. 5.9** Fluctuación de Voltaje (a) Línea A y (b) Línea C, al Instante de la Falla.

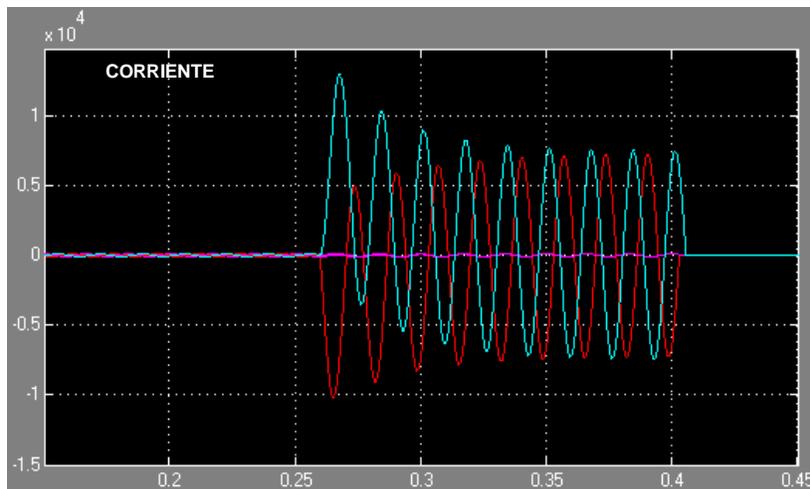


**FIG. 5.10** Efecto de la Potencia Activa de la S.E LVD ante la Falla L-L.

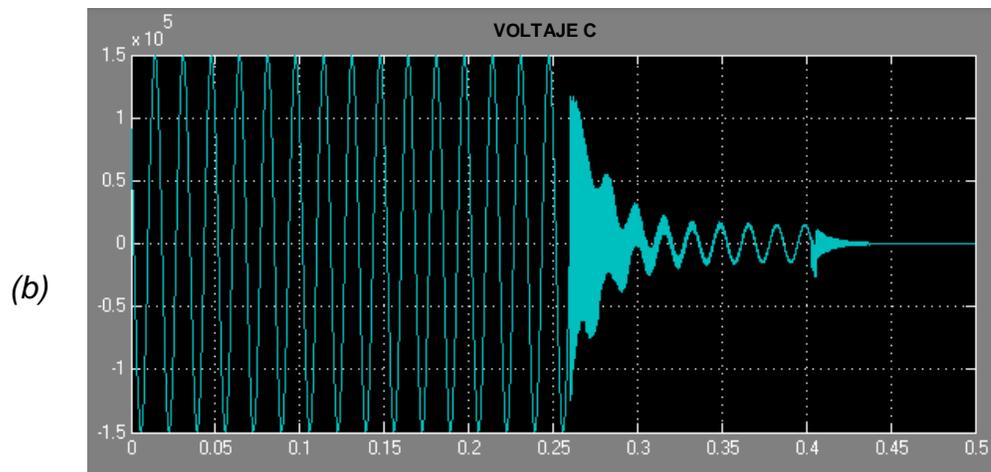
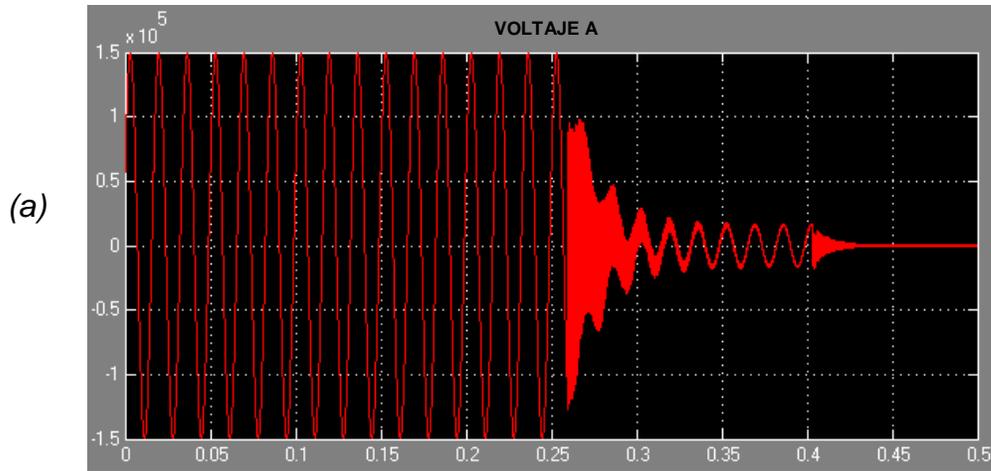
Y como final de la simulación, el tercer diagrama es catalogado a la falla transitoria Linea-Linea-Tierra, teniendo las siguientes representaciones.



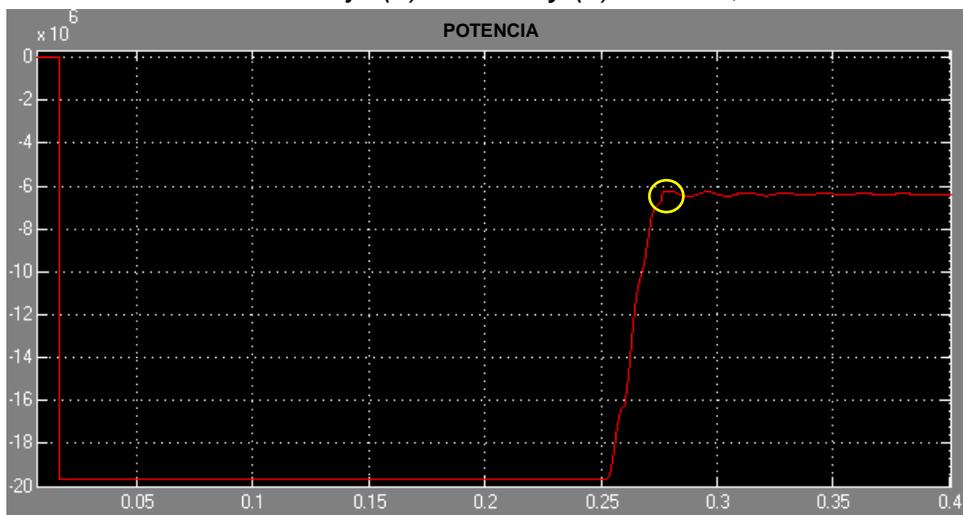
**FIG. 5.11** Red LVD-LVT para Simulación de la Falla LINEA-LINEA-TIERRA.



**FIG. 5.12** Expresión de la Corriente ante la Falla Línea "A", Línea "C" y Tierra.



**FIG. 5.13** Estado del Voltaje (a) Línea A y (b) Línea C, al Instante de la Falla.



**FIG. 5.14** Aspecto de la Potencia Activa en la SE LVD.

Al saber el estado de cada suceso analizado en el punto de medición en LVD, se procede a la verificación del cumplimiento del Código de Red en ese punto.

A continuación se muestra una tabla de comparación referente al análisis teórico para examinar el primer pico de corriente surgido por falla en la Línea de Transmisión, comparado con los resultados de simulación, teniendo el diagnóstico como base a visualizar la actividad de la SE LVD.

Tipo de Falla	TEORICO		SIMULADO		Potencia Perdida ante la Falla
	Primer Pico de Corriente de Falla		Primer Pico de Corriente de Falla		
L-T	Línea A: 10,165.89 A		Línea A: 10,676 A		2.8 MW
L-L	Línea A: 9,959.6 A	Línea C: 9,959.6 A	Línea A: 9,978.26 A	Línea C: 9,995 A	12.6 MW
L-L-T	Línea A: 10,133.1 A	Línea C: 13,116.71 A	Línea A: 10,148 A	Línea C: 13,050 A	13.3 MW

**Tabla 5.1** Valores de Estado de la SE LVD Respecto a Cada Falla.

Asimismo con los datos obtenidos del análisis de esta contingencia se verifica el cumplimiento del Código de Red para esta SE, teniendo la siguiente descripción.

De acuerdo al requerimiento de Tensión en el Código de Red, hace mención que, en estado estable la generación eólica debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de  $\pm 5\%$  de tensión nominal y hasta un  $\pm 10\%$  en condiciones de demanda.

- Observando en la simulación de la SE LVD, este cumple en operar bajo esas condiciones.

Por lo tanto en el requerimiento de operación de la fuente de energía ante fallas externas, describe, que debe tener la capacidad de permanecer conectada al sistema sin perder estabilidad, ante fallas transitorias externas durante el tiempo máximo de liberación, soportando el abatimiento y ante esto el parque de generación eólica no deberá dispararse.

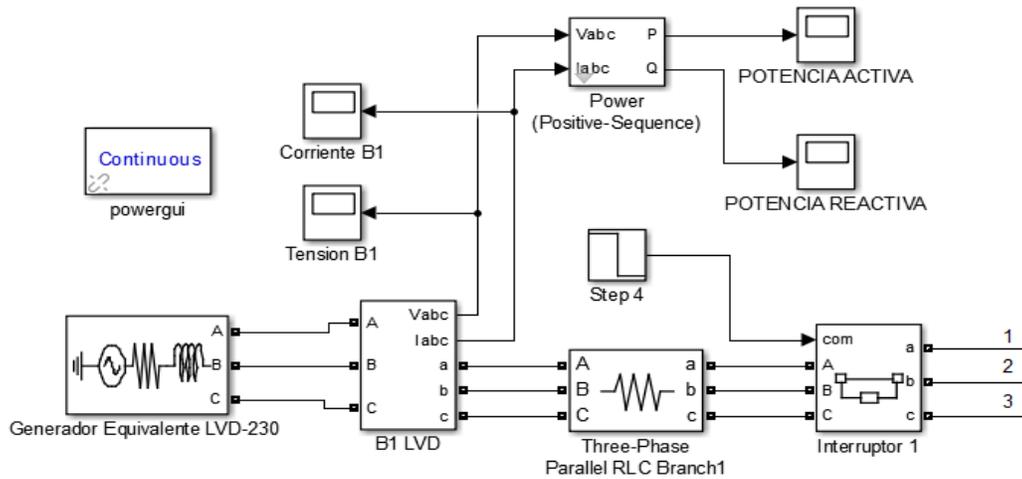
- Por lo cual los tres tipos de fallas transitorias simuladas, muestra que se pierde parte de generación eólica ante ellos, haciendo presencia a una inestabilidad en la Red Eléctrica.

Así con la examinación de estos eventos manifestados cerca de la SE LVD, denota mayor riesgo para mantener la estabilidad de los parques eólicos interconectados a



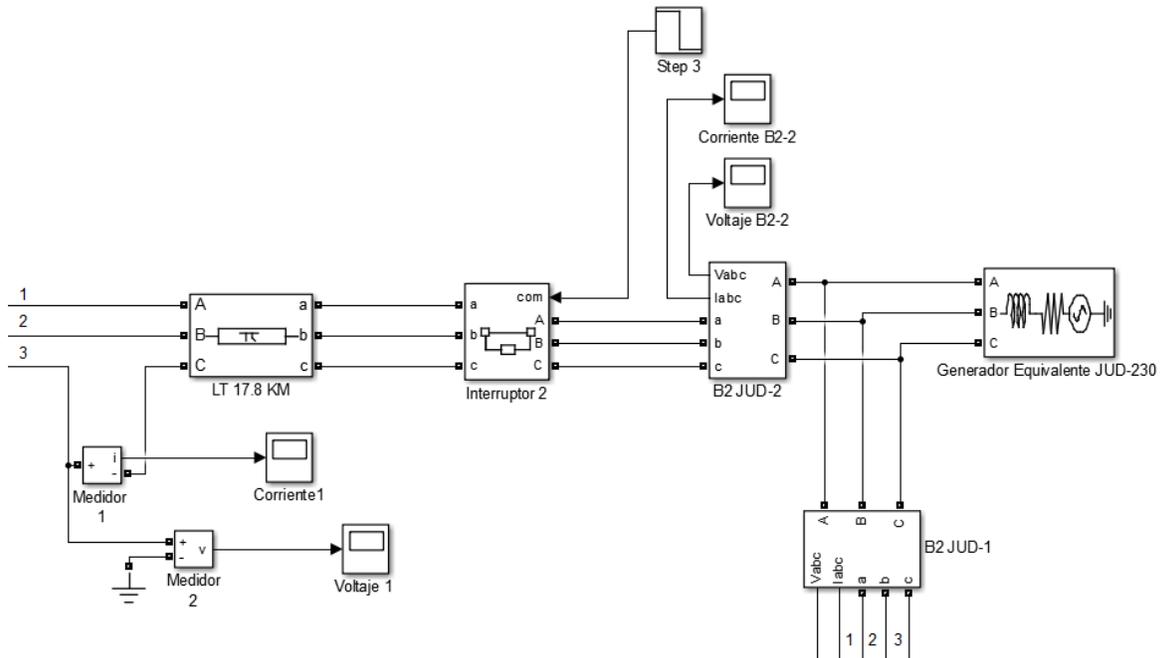
él. Concluyendo que ante esta situación la SE LVD no cumple con el Código de Red para mantener el suministro eléctrico.

## 5.2 Diseño Finalizado de la Red del Juile a La Venta Dos y Simulación de Falla Ocurrida en la LT 93000

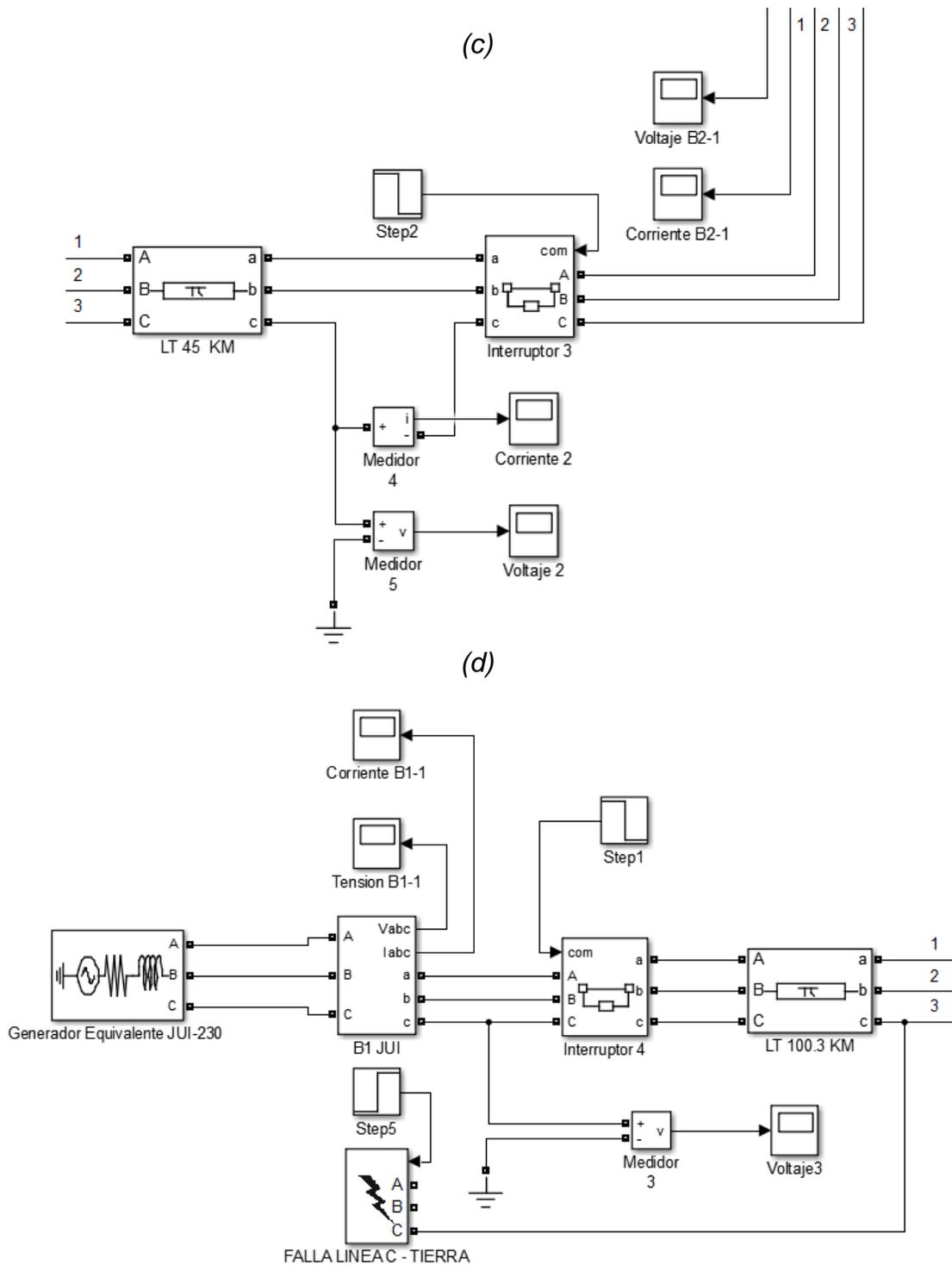


SIMULACION DE FALLA EN LA LINEA DE TRANSMISION 93000, FALLA PRESENTADA EN LA LINEA "C"-TIERRA

(a)



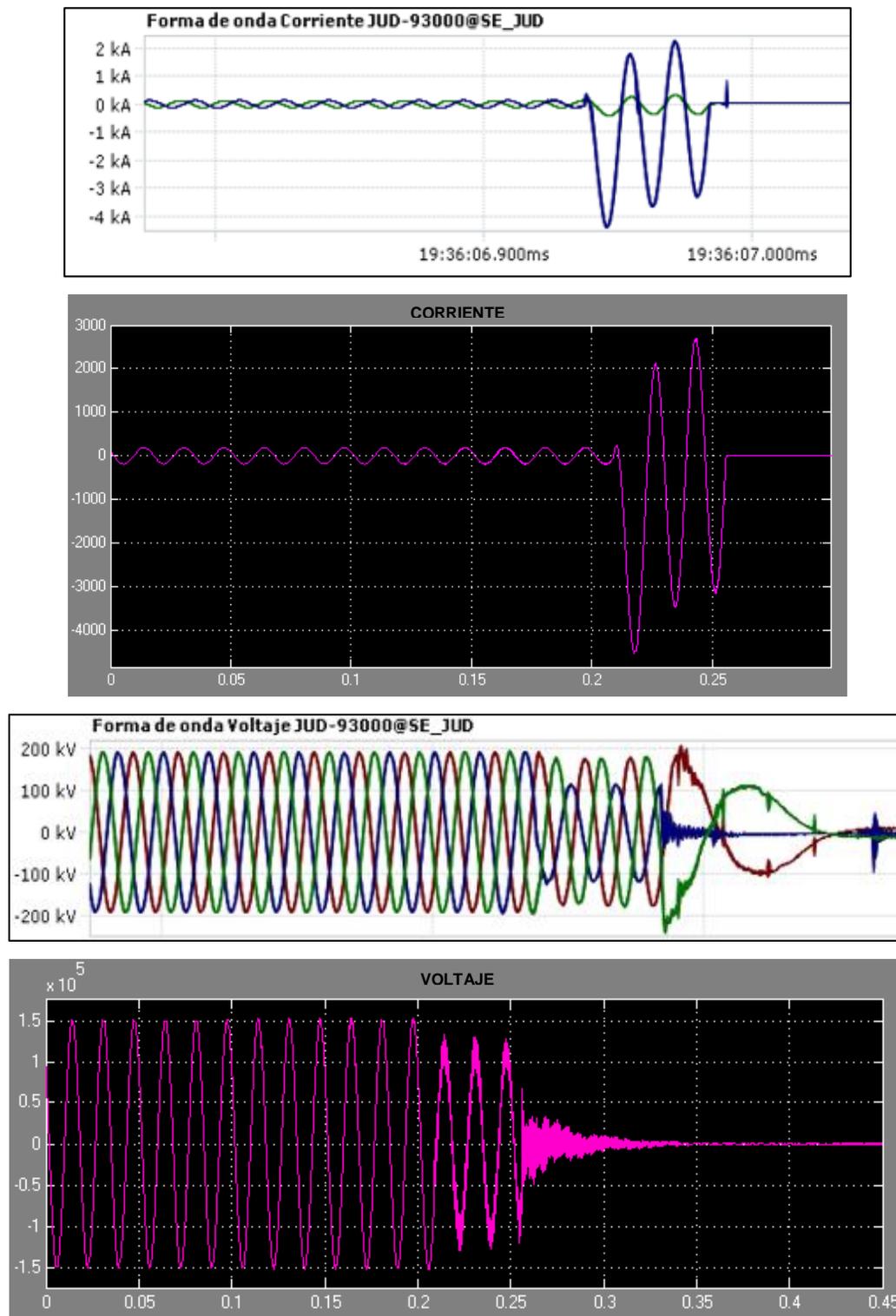
(b)



**FIG. 5.15** Red Compreendida de la SE JUI a la SE LVD.

De acuerdo con el diseño exhibido se implementa la simulación de la falla sucedida en la línea 93000, para tal finalidad de analizar y estudiar el comportamiento de la SE LVD con respecto a una falla físicamente expuesta a los equipos primarios.

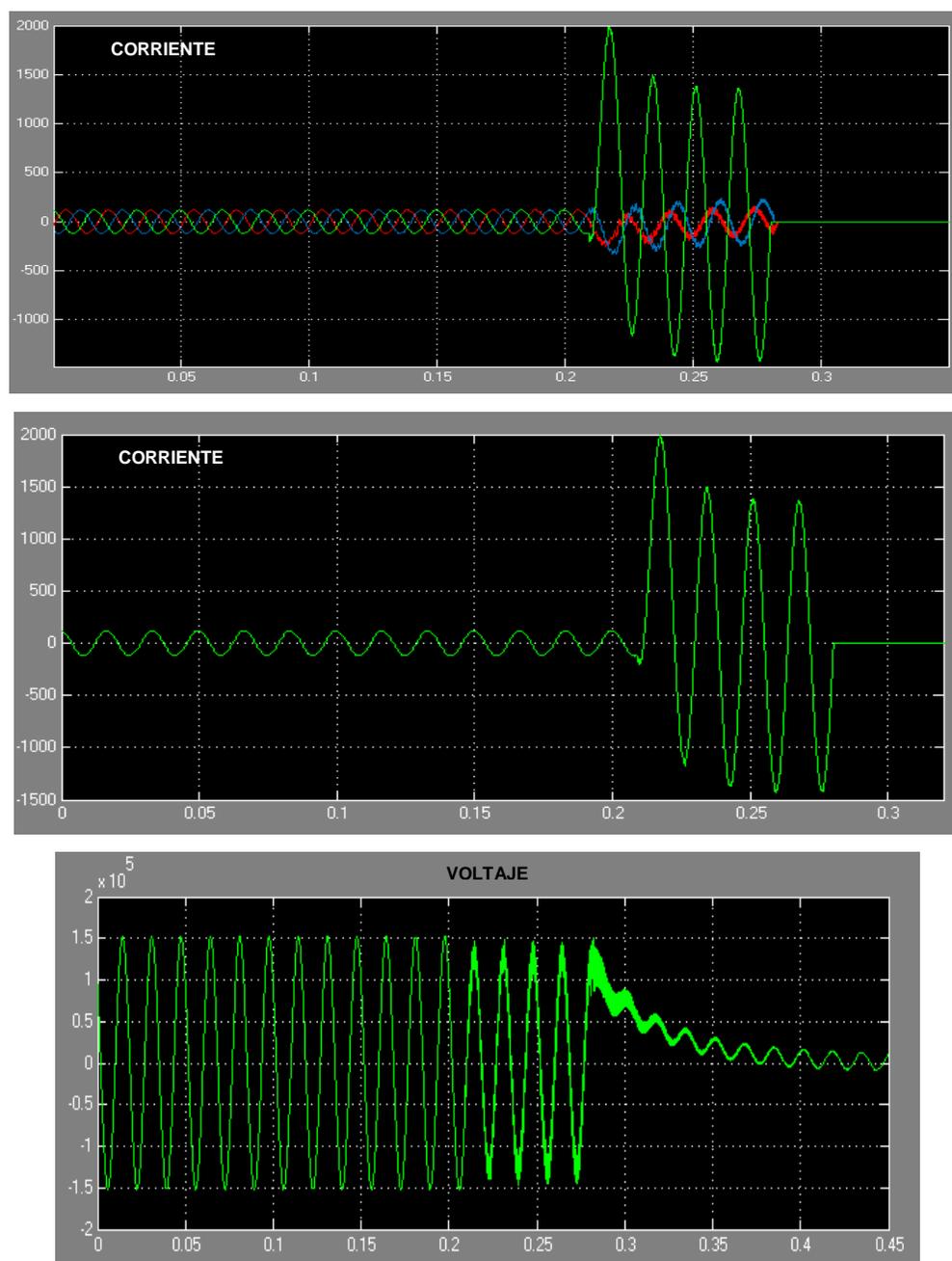
A continuación se presentan las gráficas vistas por el relevador y el simulado, de acuerdo a la oscilación frente a la falla monofásica (Línea-Tierra) medido del lado de la SE JUD.



**FIG. 5.16** Comparación de Corriente y Voltaje del Relevador con el Simulink.

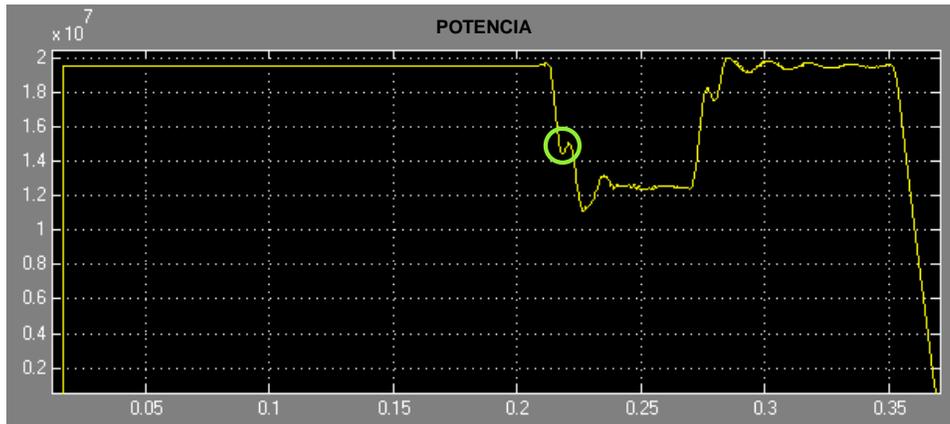
De acuerdo al análisis teórico realizado en el capítulo 4 se obtiene el dato del primer pico de corriente de falla con el valor de 4,089.23 A, en la simulación se tiene el valor de 4,235 A y lo captado por el relevador con un valor de 4,200 A, observando que de los dos procesos de análisis concuerdan con lo detectado ante la falla.

Al tener el estudio del efecto provocado por la falla de L-T medida en JUD, se procede en observar la oscilación en el punto de medición del lado de LVD ante esta contingencia. Mostrando a continuación las siguientes gráficas.



**FIG. 5.17** Fenómeno Medido del lado de la SE LVD.

Se observa que ante la falla manifestada en la Línea de Transmisión 93000 repercute a la estabilidad que interconecta la SE LVD a la SE JUD. Por lo cual se muestra una pérdida de 5.3 MW de generación eólica en LVD, mostrando en la siguiente gráfica tal comportamiento.

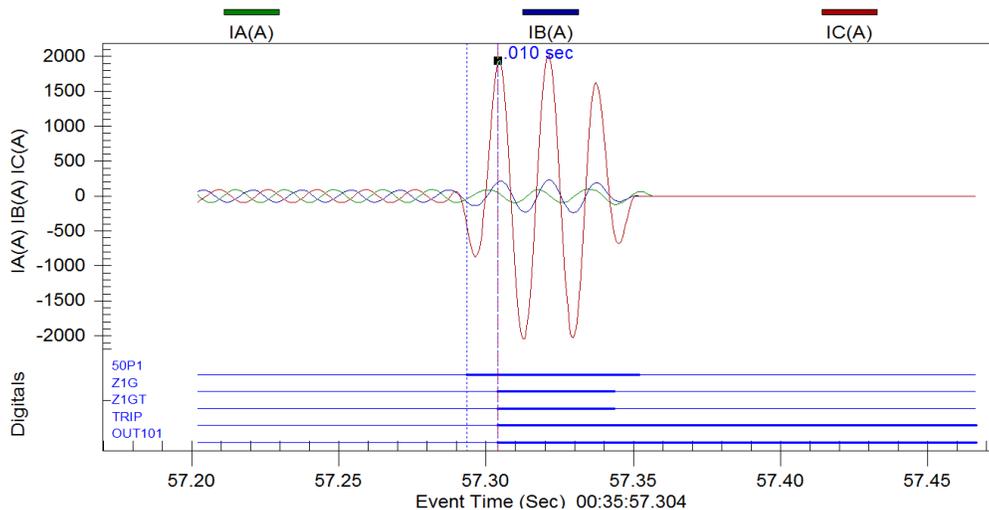


**FIG. 5.18** Oscilación Provocada en la Generación LVD.

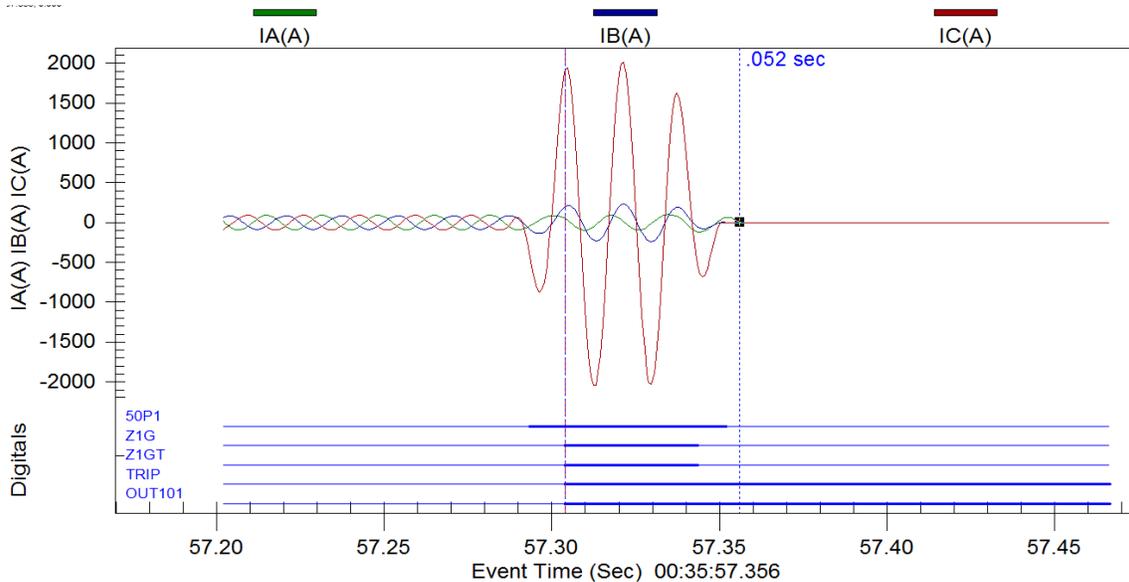
De acuerdo con los datos obtenidos, se procede a verificar el cumplimiento del Código de Red en la SE LVD, mostrando a continuación la descripción de esto.

Referente al reporte emitido por la Zona de Transmisión Istmo de este evento, proporciona información del tiempo estimado para liberar correctamente la falla, del cual es requerido para examinación con el Código de Red.

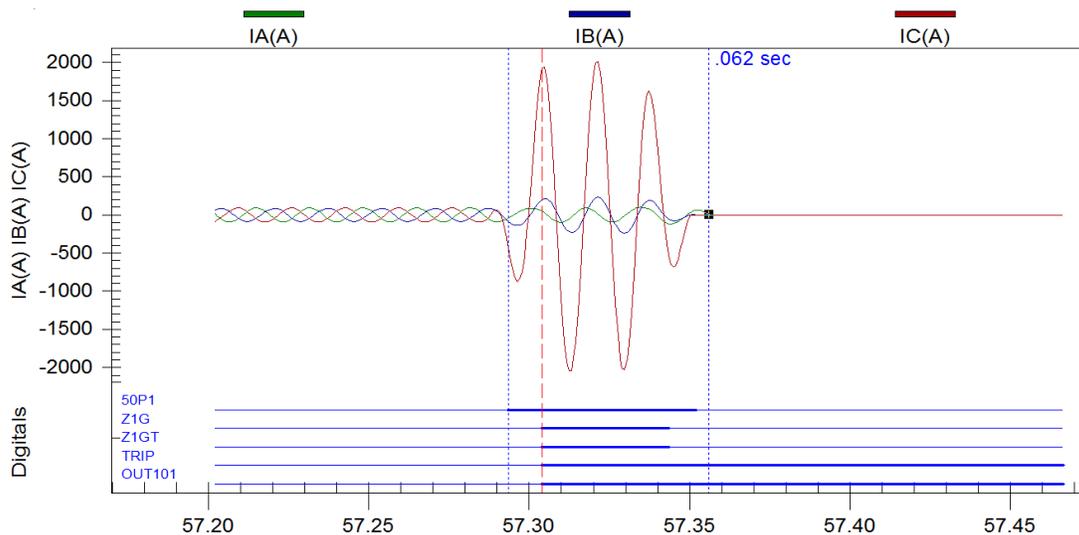
Tiempo de operación de protección y liberación de falla en la LT JUD-93000-JUI.



**FIG. 5.19** Tiempo de Disparo de la 21G con Valor de 10 Milisegundos.



**FIG. 5.20** Tiempo de Apertura del Interruptor a Extinción de Corriente, 52 ms.



**FIG. 5.21** Tiempo Total de Liberación de Falla con Valor de 62 ms.

En cuanto al Código de Red menciona que una vez liberada la falla, el sistema eléctrico recuperara el 80% de la tensión en un tiempo de 1s, del inicio de falla, con la participación de todos los elementos conectados al sistema eléctrico.

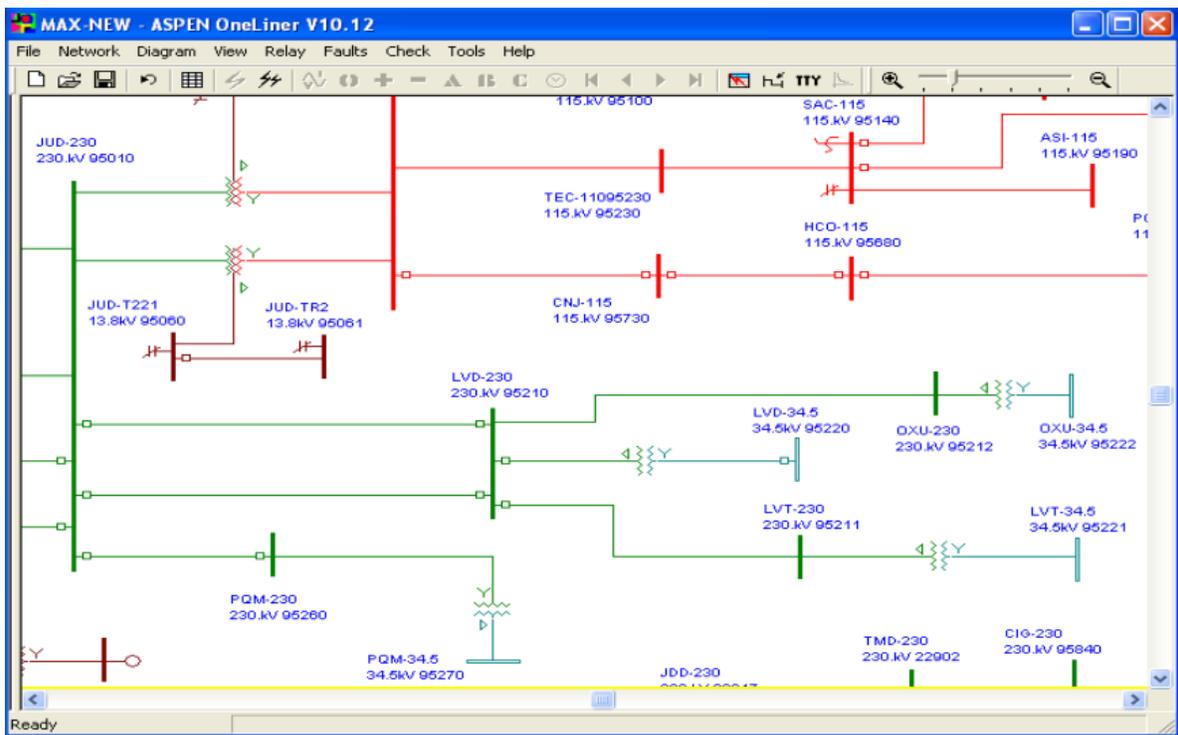
Y dentro de la misma sección de operación ante fallas externas o en el punto de interconexión eólica, deberá tener la capacidad de permanecer conectada al Sistema sin perder estabilidad ante fallas transitorias externas, durante el tiempo máximo de liberación de la falla, soportando el abatimiento de la tensión ocasionado por la misma. (100 ms para el estudio en niveles de tensión de 230 KV).

Concluyendo que la SE LVD en estudio de esta contingencia, la falla fue liberada correctamente en un tiempo de 62 milisegundos (desde el inicio hasta la apertura del interruptor), cumpliendo con los tiempos permisibles de 100 milisegundos que establecen las reglas generales de interconexión y por ende se tiene la recuperación de la tensión en el bus de Juchitán Dos con un tiempo de 100 milisegundos donde es permisible un tiempo de 1 segundo.

Por lo que respecta a la pérdida de la generación eólica de LVD, este no procede en el cumplimiento a las reglas generales de interconexión para fuentes de energías renovables (Código de Red), puesto que no cuenta con sistema para operar con transitorios, es decir, ante el abatimiento de tensión.

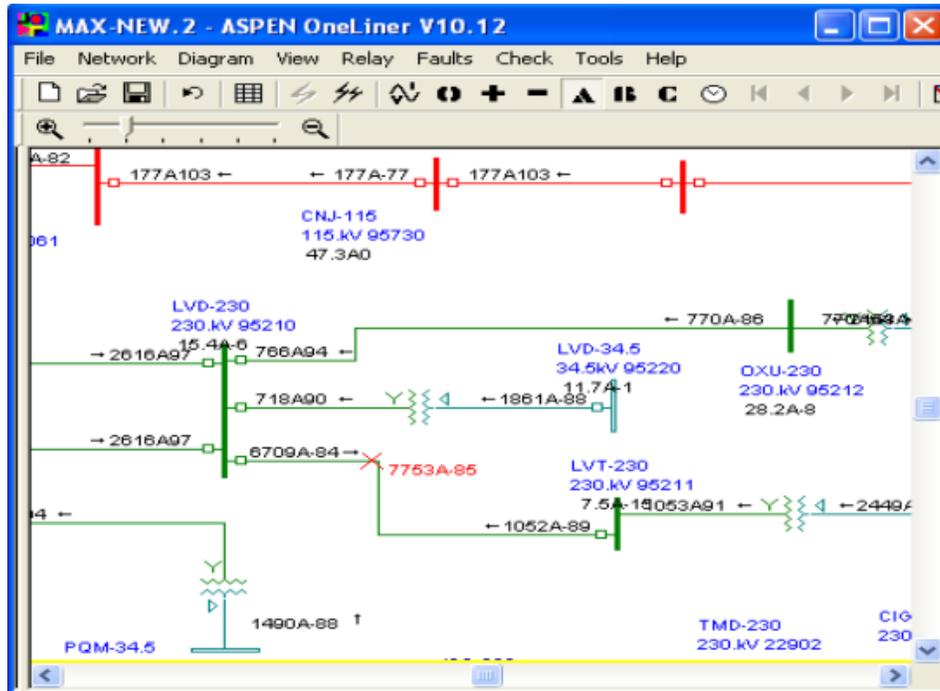
### 5.3 Revisión de Coordinación de Protecciones en LVT-LVD por Fallas Transitorias

La revisión de coordinación de equipo de protección tiene como finalidad de previsualizar fallas y definir los tiempos de operación para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección.

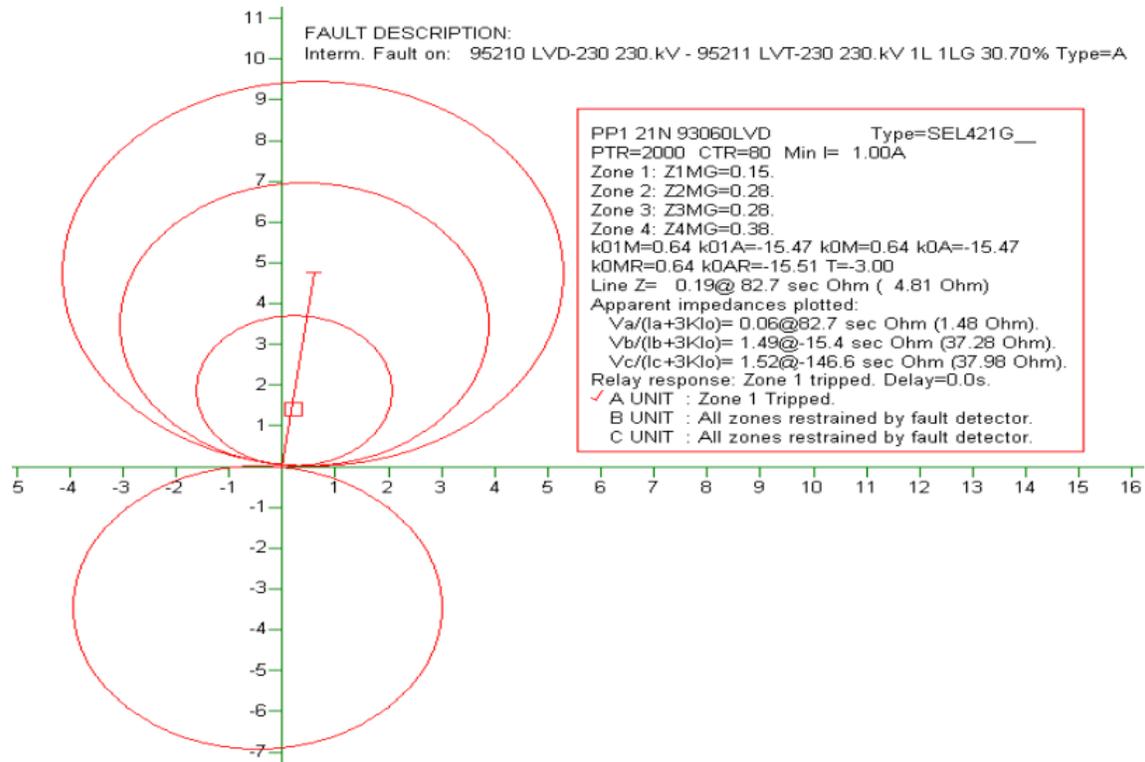


**FIG. 5.22** Red en Estudio (LVD-93060-LVT).

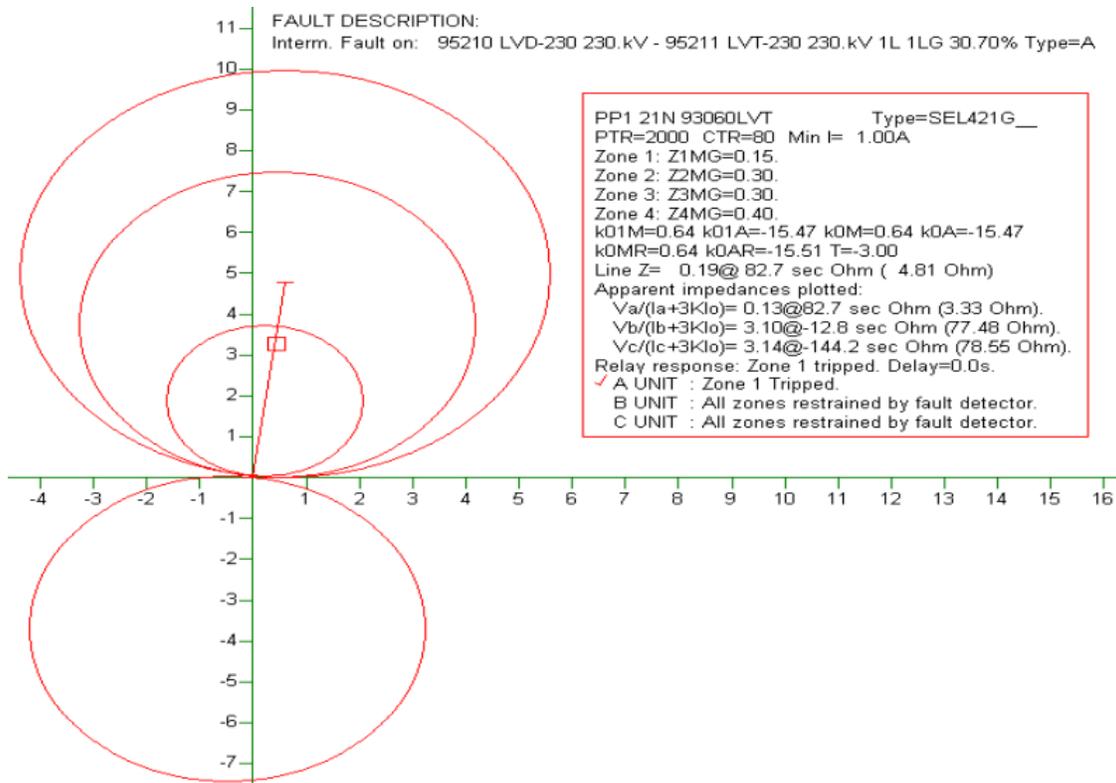
De acuerdo al primer estudio de falla clasificada como Monofásica, se procede a simular mediante el programa de Corto Circuito Aspen la falla en la línea A con tierra en 30.7% a distancia de la SE LVD, teniendo presente el valor de 7,753 amp de corriente de falla en estudio transitorio.



**FIG. 5.23** Cortocircuito en la Línea A-Tierra

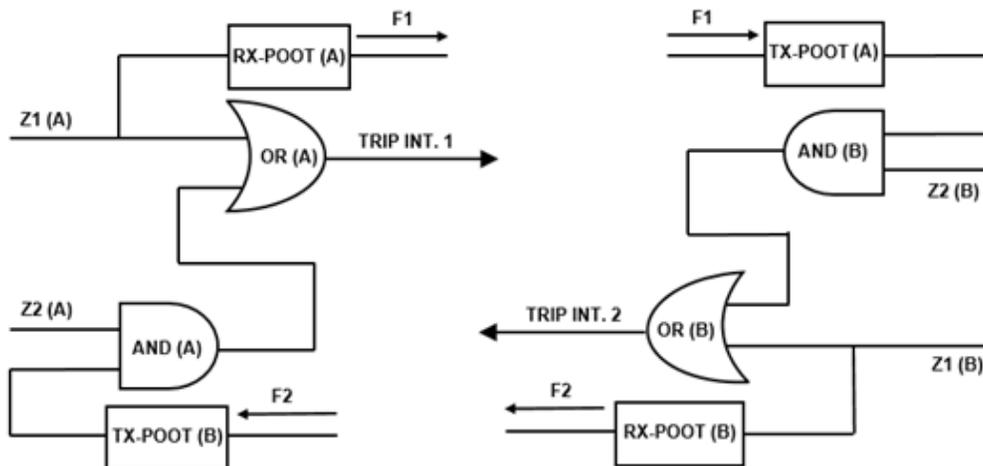


**FIG. 5.24** Grafica R-X en Operación del 21/21N Lado de la SE LVD.

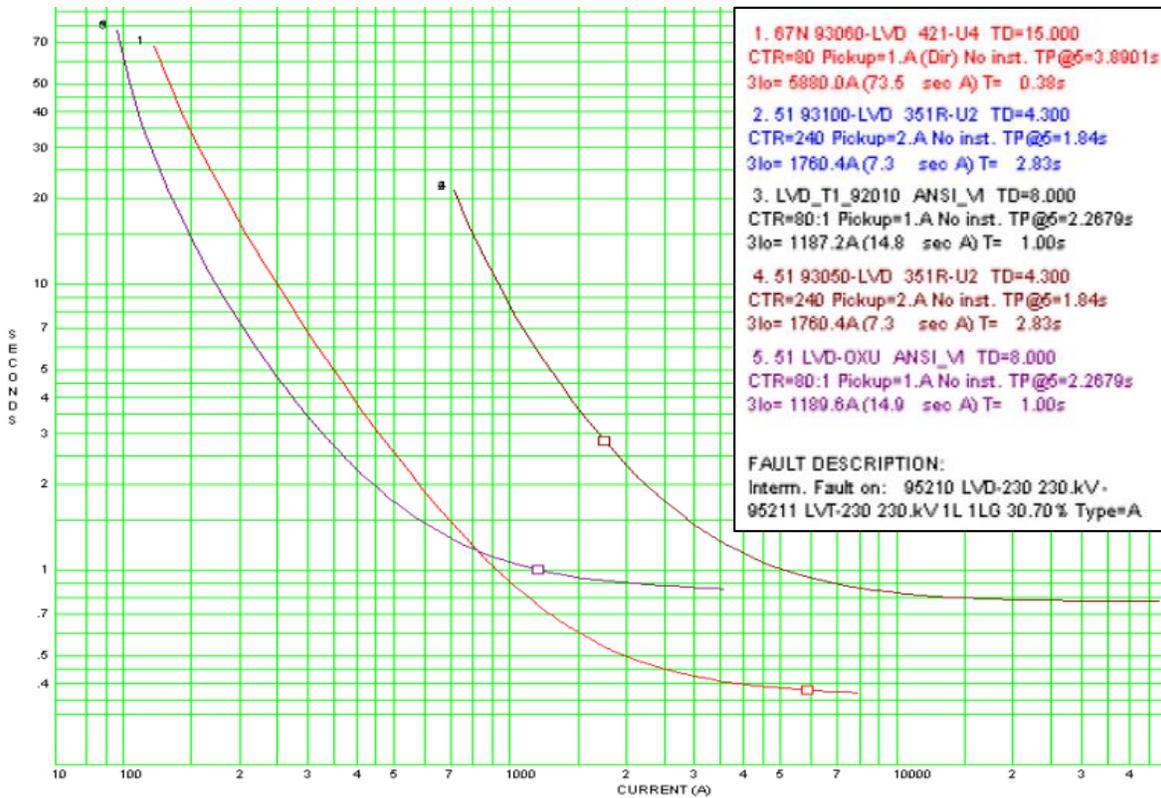


**FIG. 5.25** Grafica R-X en Operación del 21/21N Lado de la SE LVT.

Se observa en la gráfica R-X del 21/21N de la SE LVD disposición de actuación ante la falla monofásica con disparo instantáneo respecto a ser detectado en la Zona 1 a coordinación del 80% de acuerdo a los Criterios de Ajustes para Esquemas de Protección de Líneas de Transmisión. Se toma en cuenta el caso en que la Zona 1 no se active, la Zona 2 actuaría con disparo sin retardo de tiempo por medio de la comparación del POTT (Disparo Transferido Permisivo de Sobre-alcance), del cual se requiere observación del 21/21N de la SE LVT.



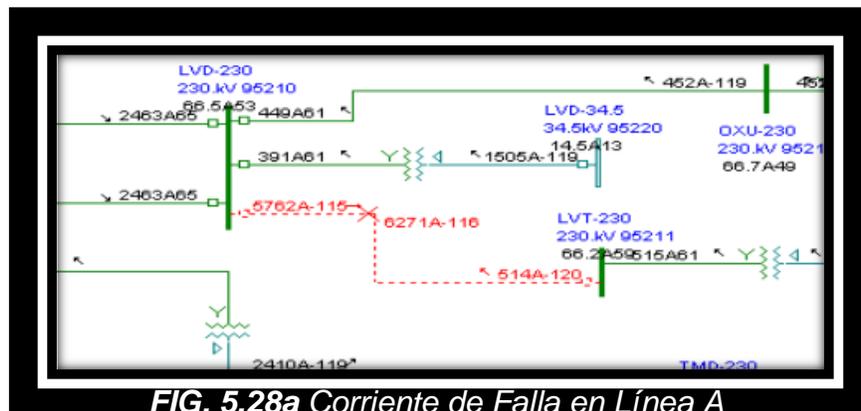
**FIG. 5.26** Principio de Operación del POTT.

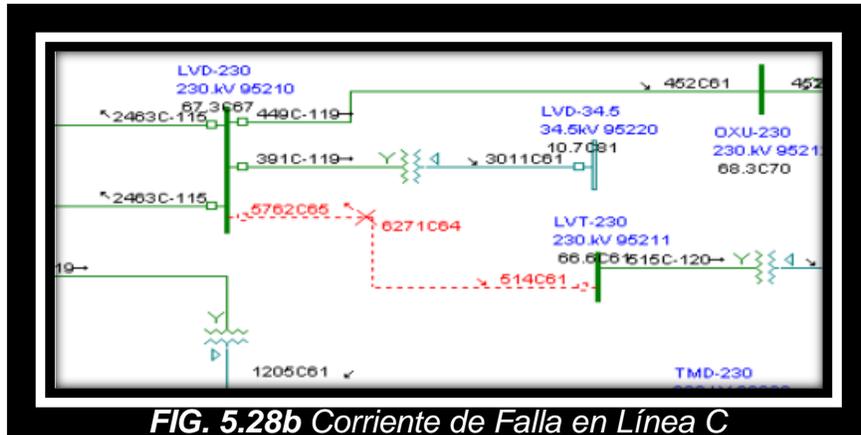


**FIG. 5.27** Curva de Operación de Equipos de Protección.

En la verificación de coordinación del equipo de protección de respaldo 67N en la LT 93060, se observa que actúa ante la falla con un tiempo de 0.38 segundos dado el caso que la PP1 21/21N no opere, cumpliendo el tiempo de respaldo con el margen de coordinación no menor a 200 milisegundos y asegura el libramiento de la falla.

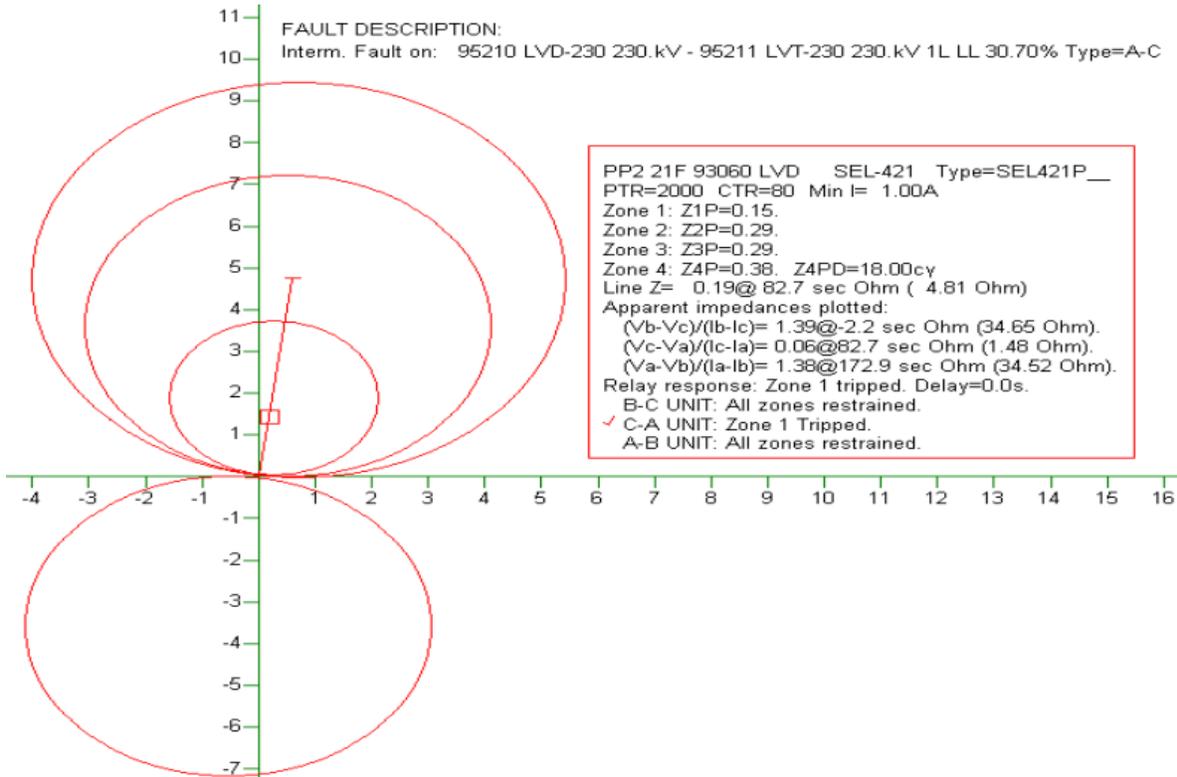
En el segundo estudio de falla es clasificada como Bifásica, que respecta en las líneas A y C con 30.7% de distancia a la SE LVD, teniendo un valor de 6,271 amp de corriente de falla entre fases.





**FIG. 5.28b** Corriente de Falla en Línea C

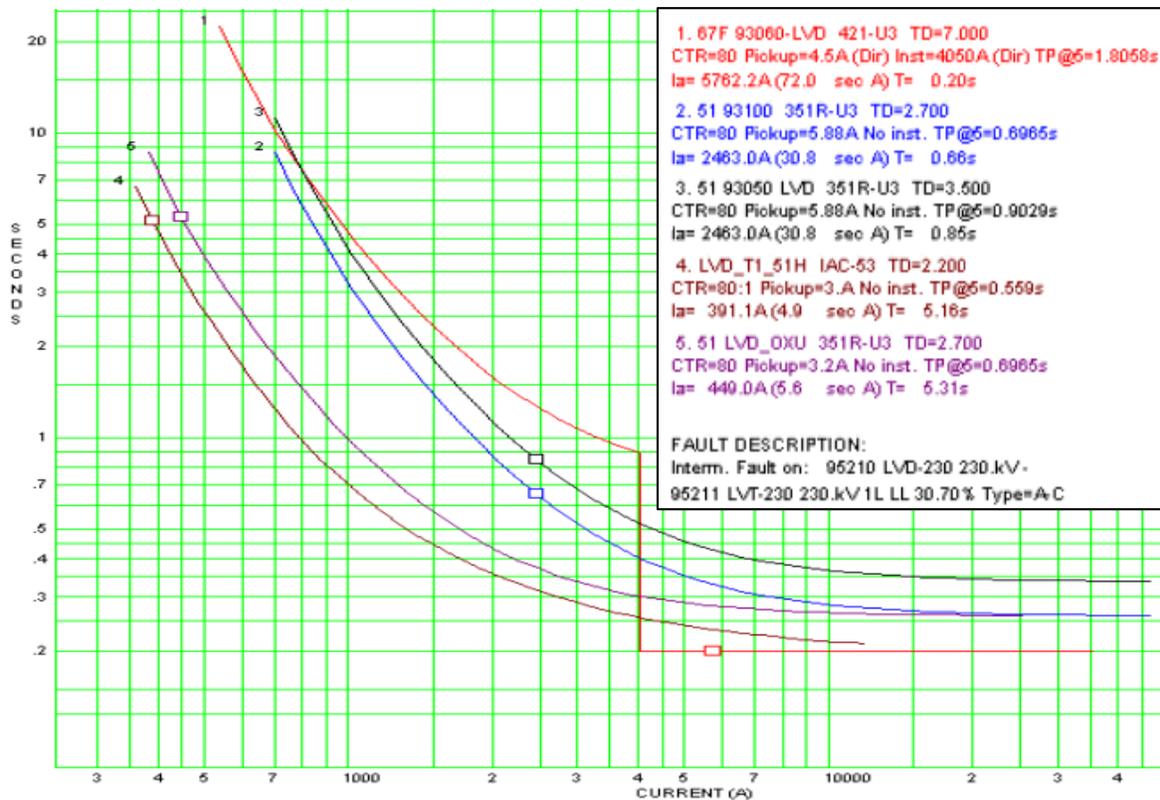
A continuación se mostrara la gráfica R-X del relevador de distancia 21F ante la falla Bifásica situado en la línea 93060.



**FIG. 5.29** Grafica R-X en Operación del 21F Lado de la SE LVD.

La revisión de coordinación del PP2 21F visualiza la falla en la Zona 1 activando el DRT instantáneo (Disparo y Recierre Tripolar), evitando daños severos y restableciendo la estabilidad del sistema. La Zona 4 es ajustada con retardo de operación a 18 ciclos (300 ms) ya que la Zona 2 y 3 cuentan con canales de comunicación POTT acelerando la operación de liberación de falla.

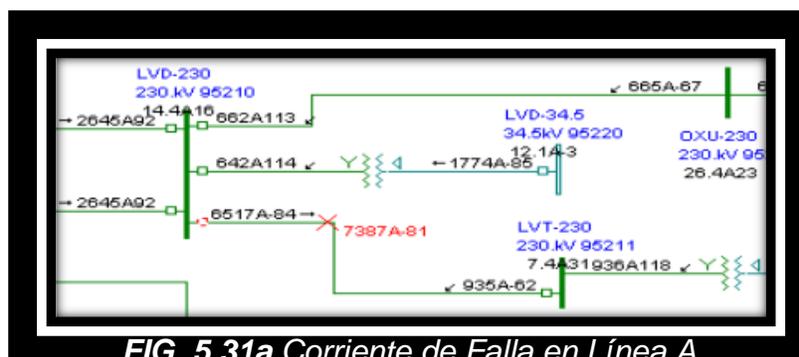




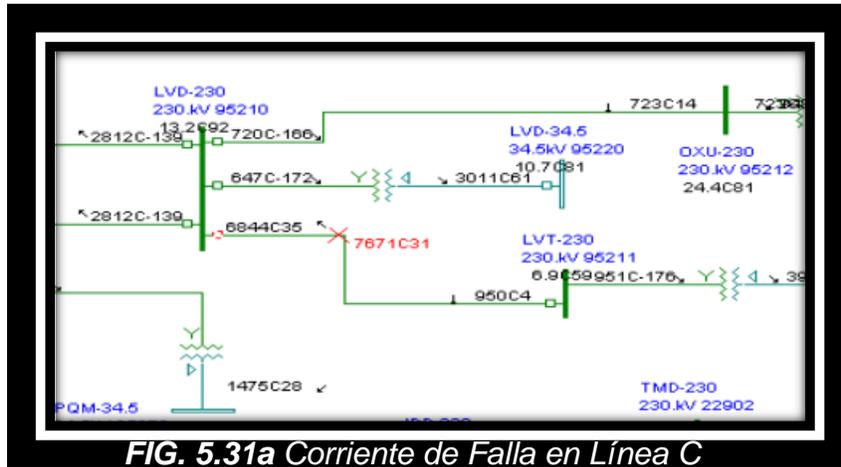
**FIG. 5.30** Tiempo de Operación de los Relés.

Se observa en el equipo de protección 67F en la LT 93060 su activación ante esta perturbación con un tiempo de 0.20 segundos cumpliendo el tiempo de operación para fallas bifásicas entre 100 ms y 200 ms. En el caso que la PP2 21F y PR 67F de la SE LVD no visualizara la ocurrencia del evento, se procedería en desconectarlo por las protecciones vecinas, como el 51 del 93050 y el 51 del 93100 operando dentro de un margen de 600 ms y 900 ms evitando la propagación del evento a la SE JUD y al Sistema en General.

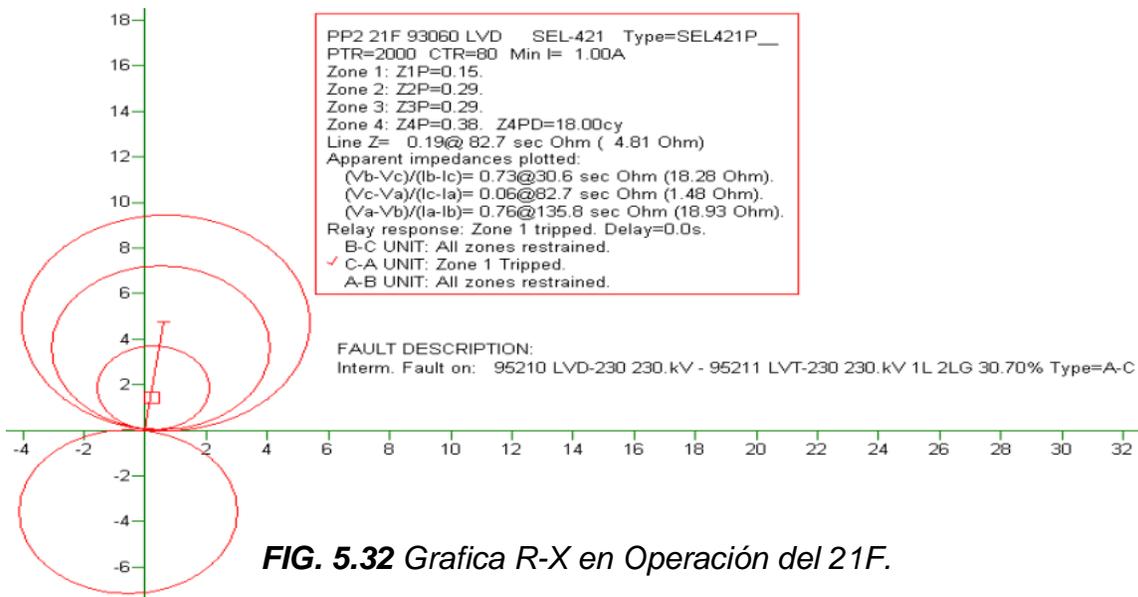
El tercer caso estudiado es la falla Bifásica con tierra, presentado en la misma distancia que los casos anteriores.



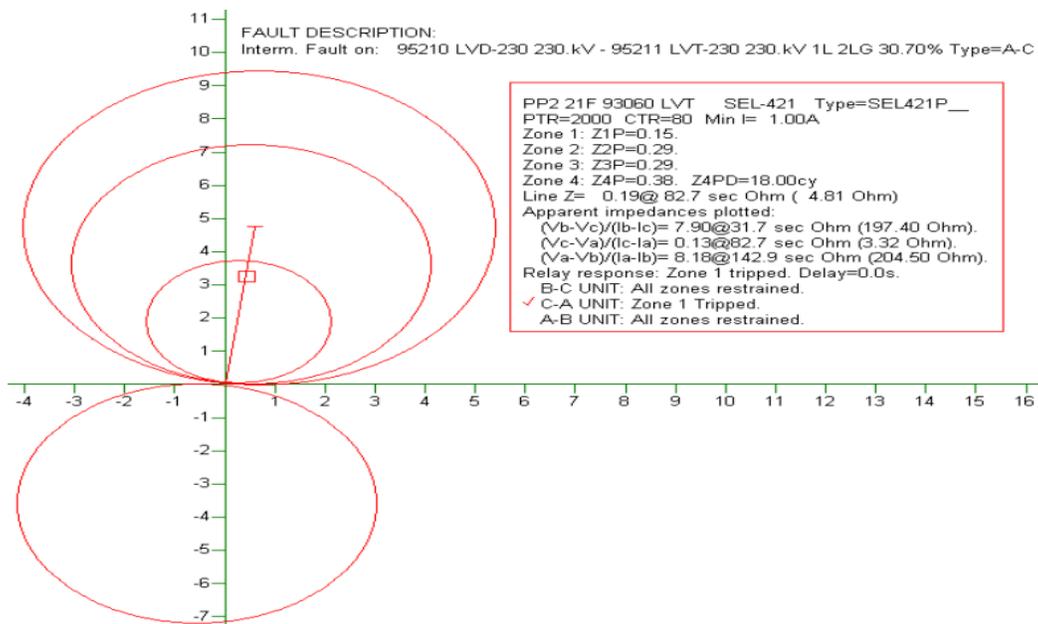
**FIG. 5.31a** Corriente de Falla en Línea A



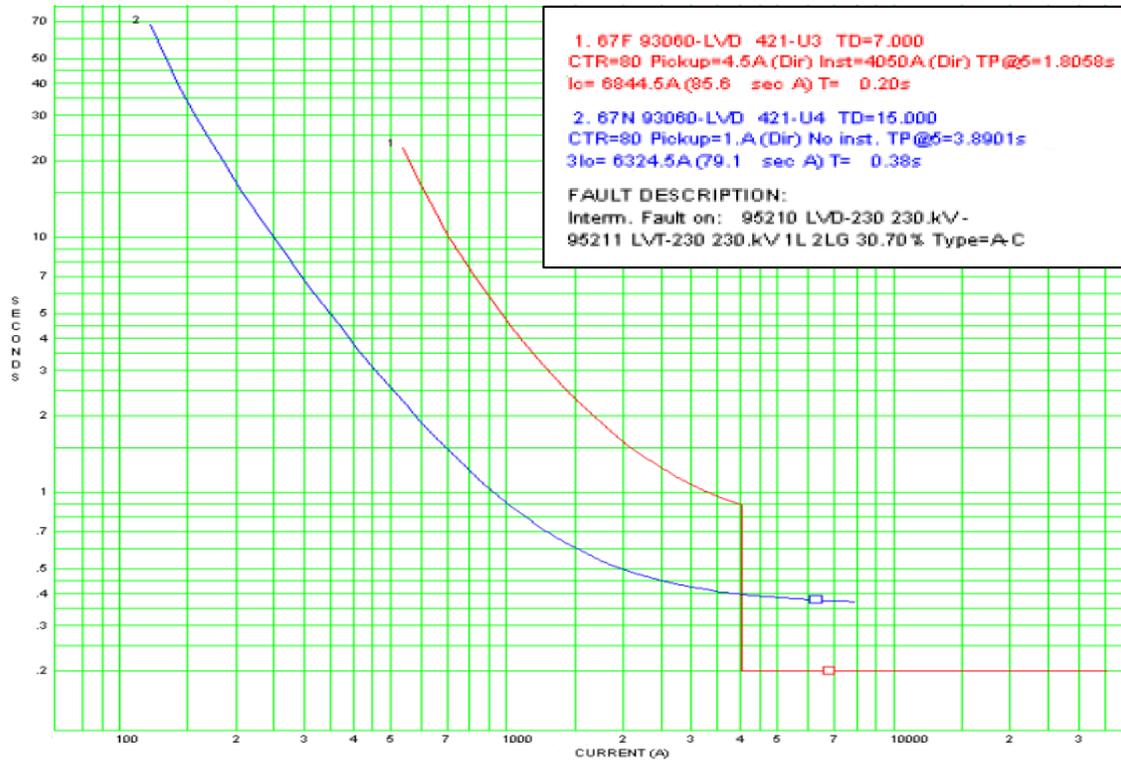
**FIG. 5.31a** Corriente de Falla en Línea C



**FIG. 5.32** Grafica R-X en Operación del 21F.



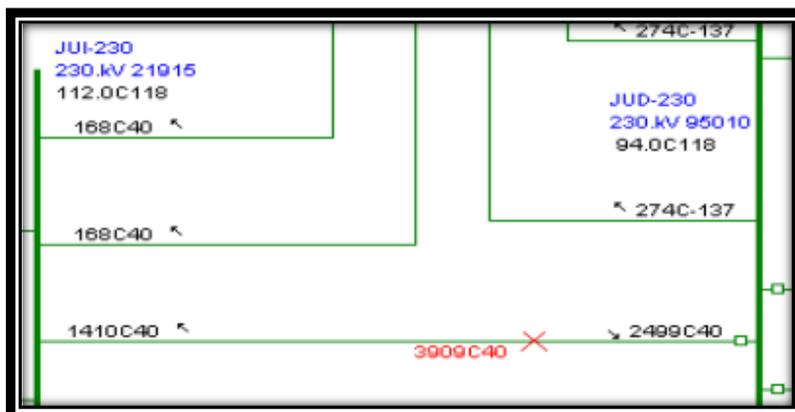
**FIG. 5.33** Grafica R-X en Operación del 21F lado de la SE LVT.



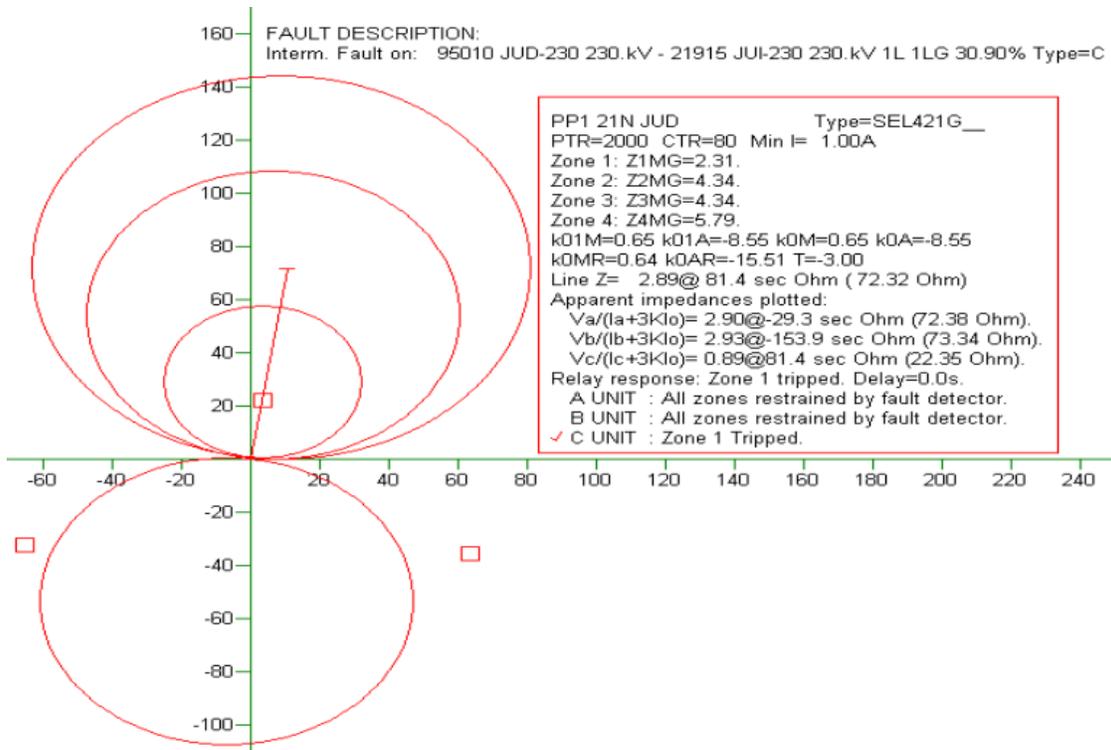
**FIG. 5.34** Curva de Operación de los Equipos de Protección 67N y 67F.

La coordinación del equipo de protección PP2 21F se da el arreglo del 80% cumpliendo los criterios de ajuste para esquemas de protección, por lo que se observa ante la falla el disparo instantáneo. Con el análisis de comportamiento de los PR 67F y 67N estos percatan la falla bifásica con tierra, teniendo en mayor respuesta a la protección de sobrecorriente direccional entre fases actuando con 0.38 segundos y efectuando el DRT si el caso del 21F estuviera en bloqueo, manteniendo el margen de coordinación no menos a 200 ms.

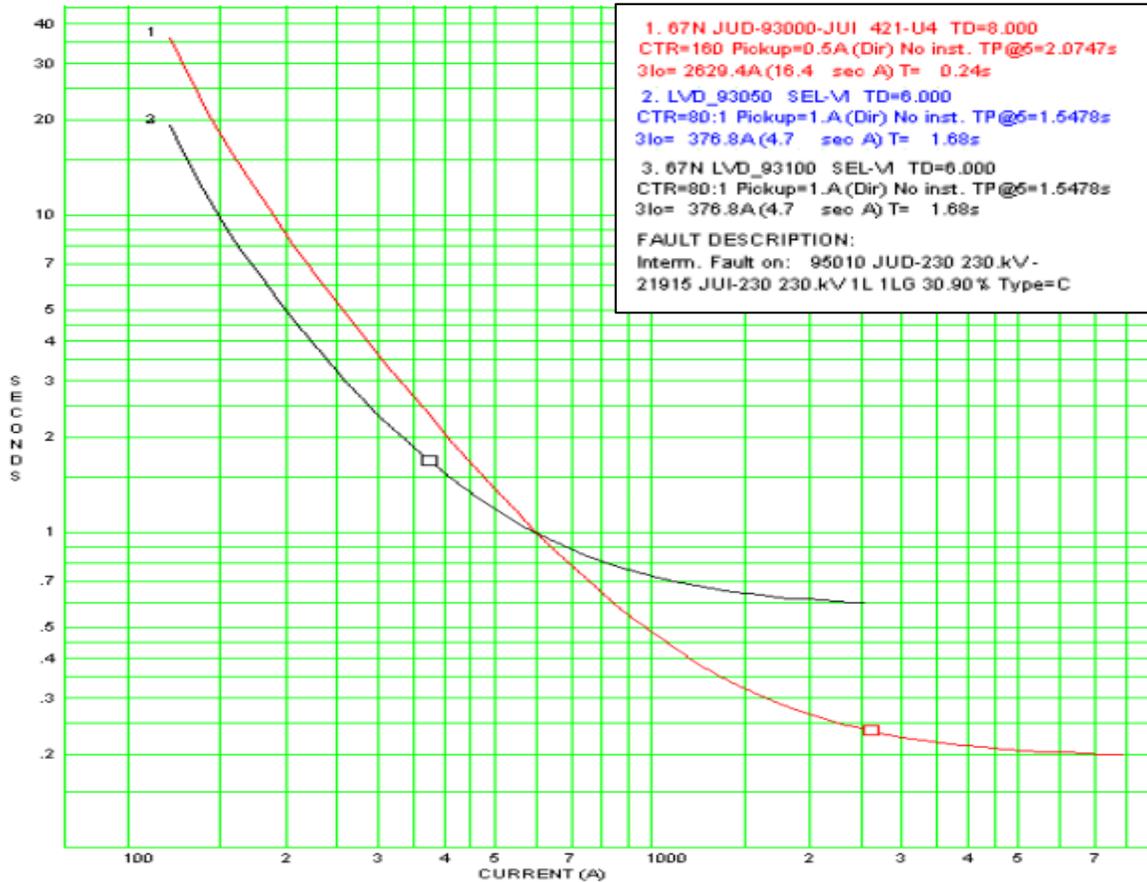
## 5.4 Revisión de Coordinación de Protecciones en JUI-JUD



**FIG. 5.35** Falla Monofásica Presente en la LT 93000



**FIG. 5.36** Intervención del PP1 21/21N en LT 93000.



**FIG. 5.37** Comportamiento de los Equipos de Protección de Respaldo 67N.

La coordinación respecto a la falla ocurrida en la línea de transmisión 93000, se observa que la actuación del PP1 21/21N dispara instantáneamente realizando el DRM (Disparo y Recierre Mopolar) en la línea C estando en el alcance de la Zona 1 en ajuste del relé. Se contempla la verificación de coordinación a los equipos de respaldo donde el punto de enfoque es aliviar y no afectar a la SE LVD, previendo si el PP1 presentará bloqueo, el 67N actué en la liberación de la falla, teniendo del lado de JUD un tiempo de activación en 0.24 s, cumpliendo con los criterios y márgenes de coordinación de las protecciones y por ende los PR 67N del lado de LVD visualizarían la perturbación operando en 1.68 s dado el caso que el 67N del JUD no opere.



## Conclusiones

Un Sistema Eléctrico de Potencia consiste en plantas generadoras para obtener dicha energía que consumen las cargas, al igual de red de transmisión y de distribución para transportar a los puntos de consumo la energía necesaria. Por lo tanto, la planificación, el diseño y la operación del SEP requieren de estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad.

Cumpliendo como primer punto, el modelar la Red Eléctrica en el programa de Matlab y diseñar los diagramas unifilares en el programa Aspen, proporcionándolo como herramienta a la CFE para visualizar el comportamiento de fallas en los puntos abarcados en el proyecto, teniendo los resultados de simulación en el capítulo 5.

Asimismo logrando satisfacer el monitoreo; con los análisis teóricos evaluados para LVD, descritos en el capítulo 4, y con la simulación de cada una de las perturbaciones en la Línea de Transmisión; con finalidad a describir, el comportamiento de la Subestación Eléctrica La Venta Dos ante contingencias. Por ende, se realizó la verificación del cumplimiento, respecto a las condiciones de operación con el Código de Red, para ser de soporte a análisis posteriores de CFE.

Se cumple como segundo punto, la verificación de coordinación de operación de los equipos de protección, dentro de los rangos específicos de JUI-93000-JUD y LVD-93060-LVT, estando descritas en el capítulo 5, con finalidad de reportar a la Zona Istmo el análisis efectuado y la selección apropiada, para operar a los equipos de protección correspondientes a la liberación de la falla estudiado en este proyecto, de igual manera dar a conocer, el tiempo en restablecer el suministro de energía eléctrica.

Concluyendo que en general, se logró cumplir con el objetivo del proyecto, dando a conocer el desarrollo teórico para evaluar y aportando el diseño detallado del modelo, para monitorear la SE LVD respecto a su operación y sus equipos de protecciones.



## Referencias Bibliográficas

- [1] C. F. Electricidad, Curso de Protección para Técnicos, Módulo II y III, Celaya Guanajuato, Abril 2005.
- [2] C. F. Electricidad, «Gerencia Regional de Transmisión Sureste,». Available: [pk000.cfmex.com/cfe/](http://pk000.cfmex.com/cfe/). [Último acceso: Agosto-Diciembre 2016].
- [3] L. R. Lozano, Operación y Puesta en Servicio de Instalaciones de Energía Eólica, Asturlet: Editorial Paraninfo, 2013.
- [4] V. G. S. Tellez, Sistemas de Generación Eólica Recursos, Tecnologías y Normalización, Ciudad de México, 2011.
- [5] R. G. Román, Diseño y Cálculo Preliminar de la Torre de un Aerogenerador, Madrid, 2005.
- [6] C. G. Chevez, Implementación del Recierre Tripolar en la Línea de Transmisión de 115Kv Malpaso-Mezcalapa a través de Esquemas Digitales, Juchitán Oaxaca: Instituto Tecnológico del Istmo, Febrero 2000.
- [7] M. S. R. Alanis, Protección de Sistemas Eléctricos de Potencias, Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León, Julio 2005.
- [8] J. J. G. William D. Steveson, Análisis de Sistemas de Potencia, U.S.A: McGraw-Hill, 1996.
- [9] S. R. Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, Colombia Manizales: Primera Edición.
- [10] Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Nacional, 2007.
- [11] Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional., Septiembre 2001.
- [12] J. L. M. R. Antonio Gómez Exposito, Sistemas Eléctricos de Potencias Problemas y ejercicios resueltos, Madrid: Pearson Educación, 2003.
- [13] J. Schlabbach, Short-circuit Currents, London: Six Hills Way, 2005.
- [14] Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Cables de Potencia., 2014.



## ANEXO A

### Arreglo de Diagramas Unifilares.

---



## **A.1 Interpretación de Diagramas Unifilares**

El diagrama unifilar es aquel que muestra las conexiones entre dispositivos, componentes, partes de un circuito eléctrico o un sistema de circuitos, representado mediante símbolos.

### **A.1.1 Barra Sencilla**

Son subestaciones que constan solamente de una barra para cada tensión por lo que no ofrecen mayor grado de flexibilidad de operación, ya que una falla en barra produce la salida total, por lo que se procura que tengan la capacidad de poder ser seccionadas a través de cuchillas. El mantenimiento en ellas se dificulta al poder transferir el equipo, su utilización es principalmente en subestaciones de uso rural, ver figura A.1.

### **A.1.2 Barra Sencilla con Barra de Transferencia**

Son subestaciones que constan de dos barras para cada tensión, por lo que ofrecen mayor grado de flexibilidad de operación, ya que una falla en barras produce la salida total, por lo que se procura que tengan la capacidad de poder ser seccionadas a través de cuchillas. Su utilización es principalmente en subestaciones de distribución, ver figura A.2.

### **A.1.3 Barra de Transferencia con Interruptor de Transferencia**

Son subestaciones cuyo arreglo resulta más flexible ya que cuentan con interruptor de transferencia, por lo que para darles mantenimiento a cualquier bus o interruptor no se requiere interrumpir el servicio. Aquí la barra principal es la única permanentemente energizada y solo al librar algún interruptor se energiza la barra de transferencia. Este arreglo es ampliamente usado en subestaciones reductoras.

### **A.1.4 Doble Barra con Interruptor de Transferencia**

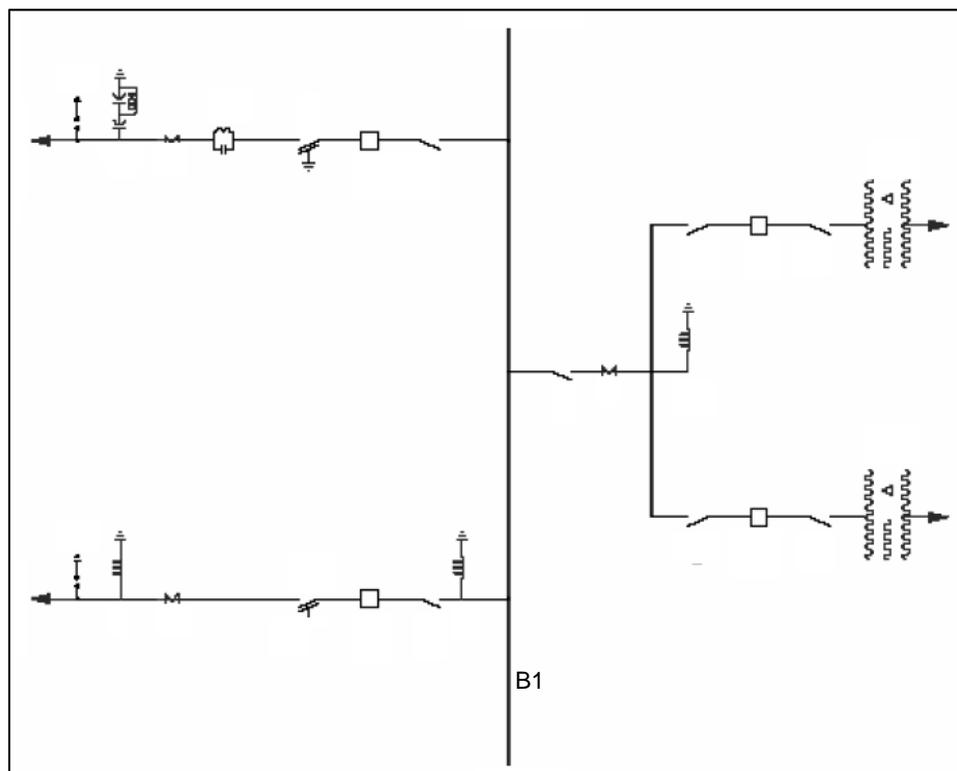
Este arreglo utiliza la flexibilidad de conexión a través de cuchillas a la barra de preferencia (B1 o B2), además de contar generalmente con interruptor de amarre de barras.

Adicionalmente se cuenta con otra barra para transferir el circuito que requiera de mantenimiento. Normalmente es esta aplicación se encuentra con circuitos dobles a los mismos destinos, lo que permite distribuir la energía en cada barra, ver figura A.3.

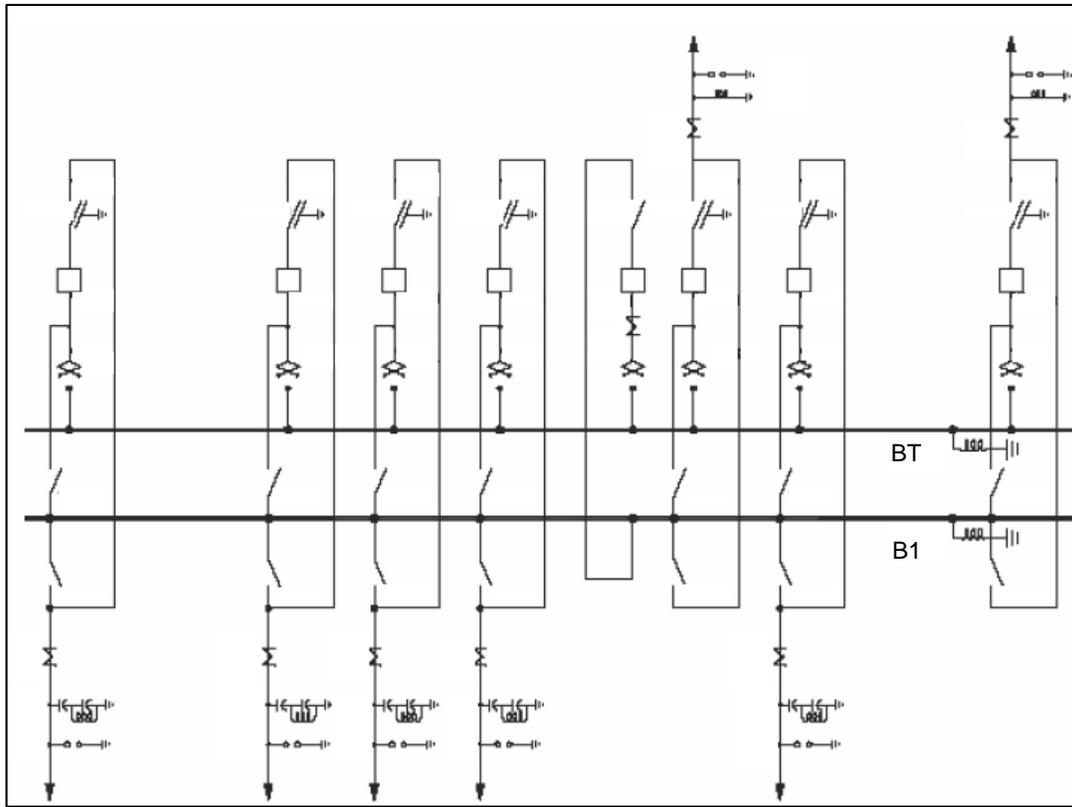
En caso de disturbio este arreglo permite, por la re participación de cargas, mantener una barra energizada y ocupar la de transferencia al mismo tiempo para un solo alimentador.

### A.1.5 Doble Barra con Doble Interruptor

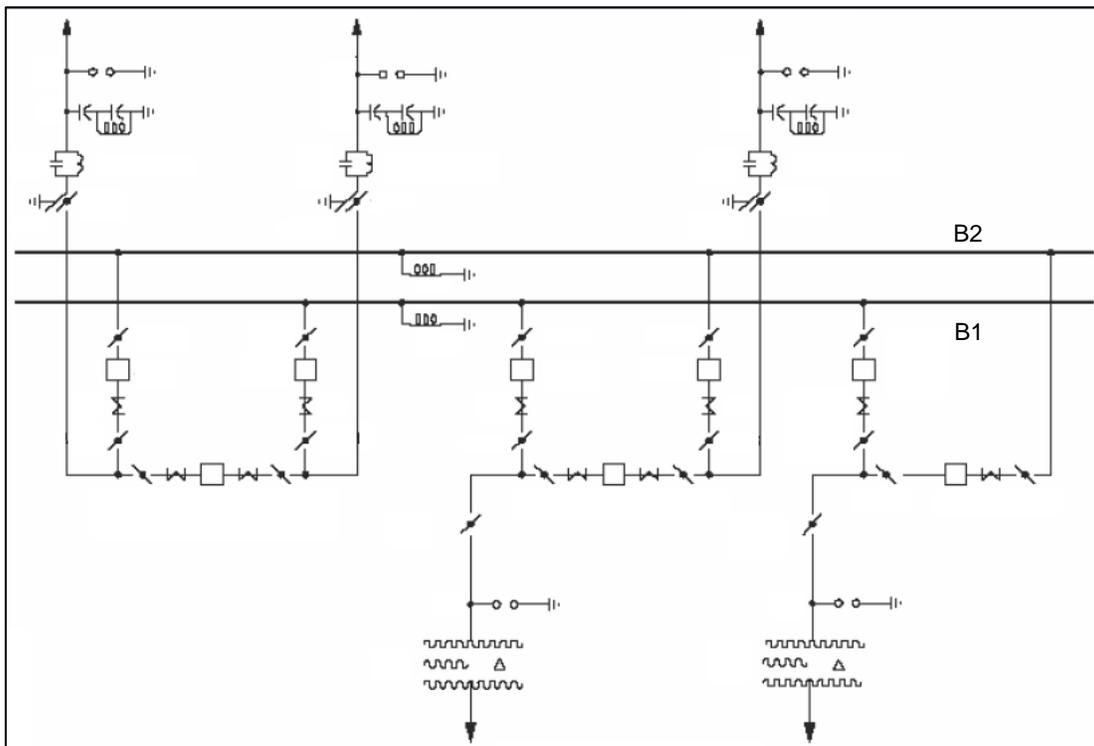
Sin duda este arreglo resulta la mejor opción en cuanto a flexibilidad y confiabilidad se refiere, utilizándose en aquellos casos en donde la continuidad es muy importante, tanto en condiciones de falla como en mantenimiento. Su nombre se refiere a que cada circuito cuenta con dos interruptores propios permanentemente energizados y conectados a barras distintas, tiene duplicidad de equipo (interruptores, cuchillas, transformadores de instrumentos, etc.), por lo que no requieren barra, ni equipo de transferencia, ver figura A.4.



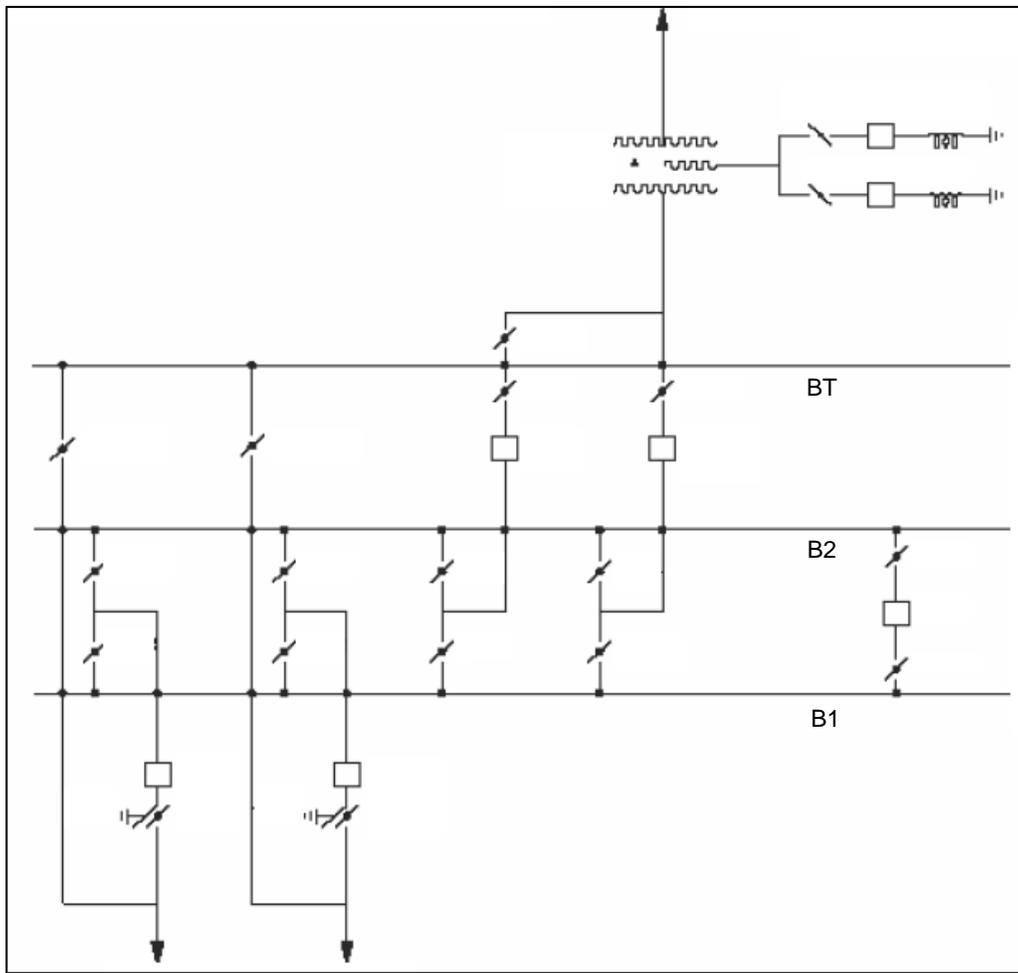
**FIG. A.1** Arreglo de Barra Sencilla.



**FIG. A.2** Arreglo de Barra Principal y de Transferencia.



**FIG. A.3** Arreglo de Interruptor y Medio.



**FIG. A.4** Arreglo de Doble Barra con Interruptor y Barra de Transferencia.

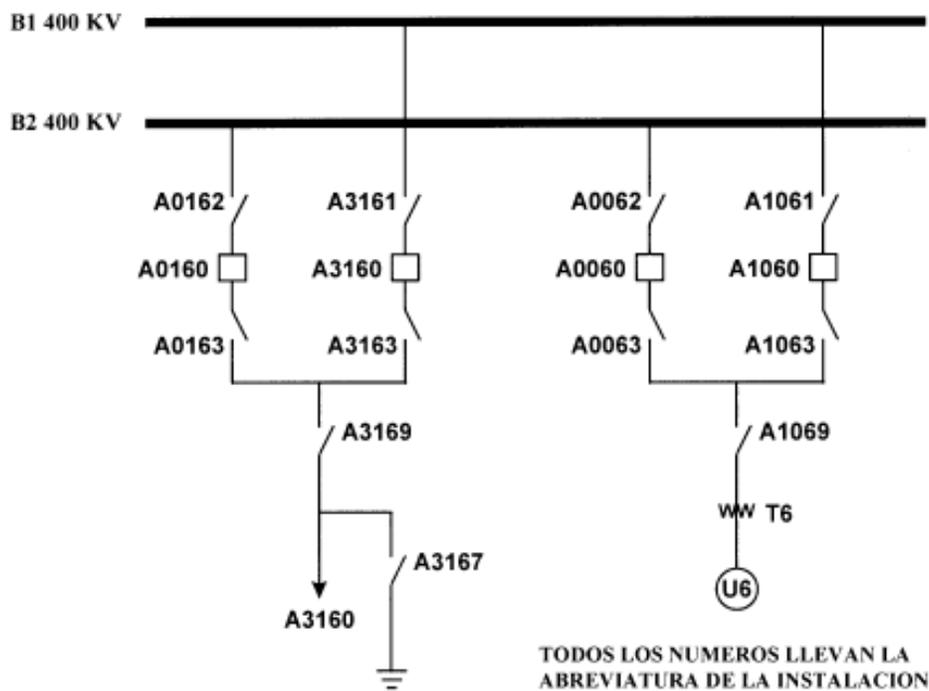
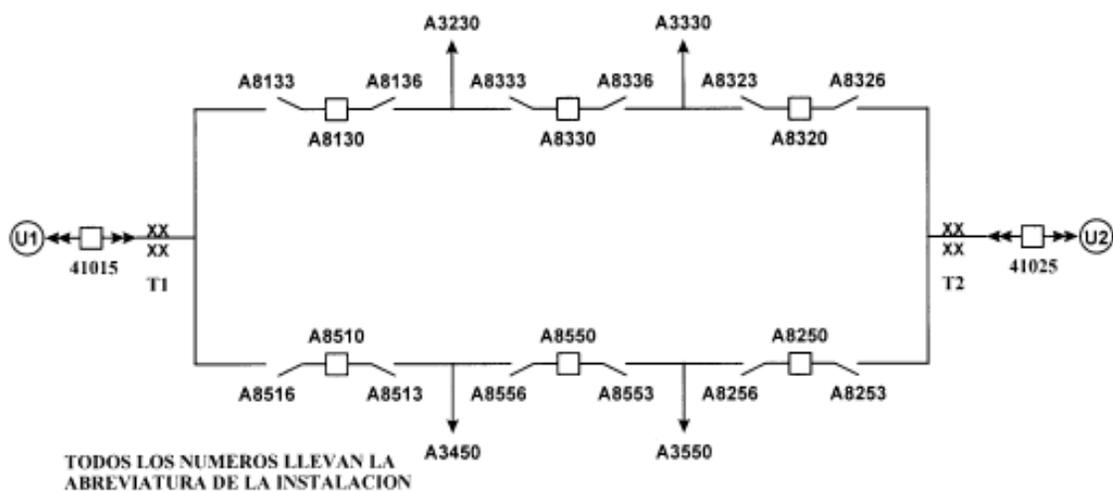
## ANEXO B

### Nomenclaturas en Diagramas Unifilares.

---







**FIG. B.2** Diagrama Unifilar de la SE de 400KV con su Correspondiente Nomenclatura.

## ANEXO C

### Comandos de Aspen One Liner.

---



## C.1 ¿Qué es One Liner?

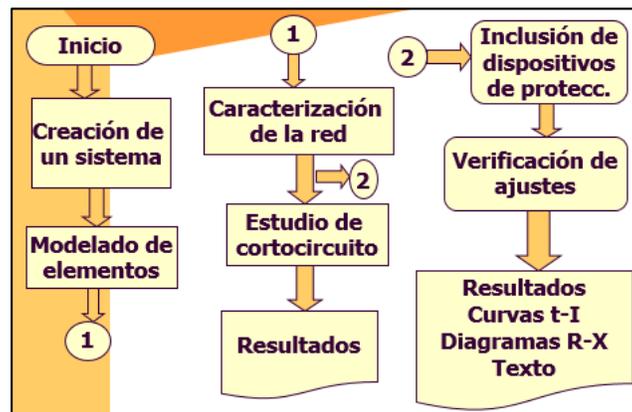
Es un programa que permite realizar cálculos de cortocircuito en:

- Buses específicos ejecutando fallas.
- En todo el sistema.
- En forma simultánea.

Asimismo, permite el ajuste y la verificación de la coordinación de protecciones. Las características principales están:

- Ambiente totalmente gráfico.
  - Para editar la red.
  - Para hacer análisis
  - Para mostrar los resultados.
- Cuenta con bases de datos de dispositivos de protección tanto de sobrecorriente como de distancia.

Flujo grama básico de One Liner.



**FIG. C.1** Diagrama de Acciones de One Liner.

El programa se opera en base a diferentes menús, cada uno de ellos contiene comandos mediante los cuales se realizan las acciones.

- Files.- manejo de archivos e impresiones.
- Network.- edición de los elementos de la red.
- Diagram.- características del dibujo.

- View.- opciones de ayuda para mejor visualización de la red.
- Relay.- edición de los relés.
- Fault.- simulación de fallas.
- Check.- verificación de coordinación de protecciones.



**FIG. C.2** Barra de Menús.

El contenido dentro de cada menú se describe a continuación.

**Menú Network.** Se puede editar, modificar o definir las características de los elementos de la red, este está compuesto por diversos comandos, los cuales son:

Properties	Permite ver las características de cada elemento al seleccionarlo con el mouse.
Browser	Muestra todos los elementos que componen al sistema, clasificándolos por: su tipo, nivel de voltaje y área.
New	Crea un nuevo elemento en la red, cuando se está iniciando una nueva, lo más conveniente es crear primero los buses.
Delete	Elimina un elemento de la red, cuando se aplica a buses, se borra todo lo que esté conectado a ellos.
Restore	Re-establece algún elemento que haya sido borrado por error.
Take out of service	Saca de servicio los elementos que sean seleccionados, no los elimina de la base de datos, solamente no los considera para el estudio.
Put in service	Re-establece el equipo para ser considerado en el estudio.
Split bus	Divide el bus en dos partes.

Merge bus	Dos buses pueden ser unidos en uno solo, siempre y cuando los dos tengan el mismo voltaje nominal
Inser tap bus	Crea un bus que será utilizado en el estudio para dividir la línea en segmentos.
Mutual coupling	Permite editar o bien modificar los parámetros de un grupo mutuamente acoplado de secuencia 0.
System statistics	Muestra en forma resumida en la pantalla, el tipo y número de elementos que componen el sistema.
Outage List	Crea un listado de todos los elementos que han sido eliminados de la red o bien, sacados de servicio.
Network report	Crea un archivo, el cual muestra la estadística del sistema.
Boundary equivalent	Calcula el equivalente de Thévenin para 1 o más buses y lo guarda en un archivo.

**Menú Diagram.** Mediante las opciones de este menú se establecen las características del diagrama unifilar.

Options	<p>Define características como son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diagrama en B/N o a color</li> <li>- Unidades de tiempo (relevadores)</li> <li>- Símbolo de Transformadores</li> <li>- Ocultar Nombres de buses Tap</li> <li>- Tamaño de la letra / Unidad de longitud</li> </ul>
KV color mode	Permite establecer un condigo de colores para cada nivel de tensión.
Place buses	Cuando se abre un archivo, se requiere colocar los elementos del sistema, se coloca cada bus y este va estableciendo a los buses, ramas y elementos que tienen conexión directa con él.

Hide bus	Oculto los buses seleccionados y los elementos que están conectados en ellos.
Show/Hide área	Oculto y/o muestra área completas del diagrama unifilar
Bus symbol shorter or longer	Alarga o acorta el tamaño de los buses.
Insert branch kink	Se pueden hacer quiebres en la forma de las líneas de transmisión y ajustarlas a la forma deseada.

One Liner permite realizar cálculos de corto-circuito considerando:

- Un solo bus en cada simulación.
- Fallas por lote (en todo el sistema).

Editar, analizar y coordinar:

- Protecciones de sobrecorriente; fase y de fase a tierra.
- Protecciones de distancia; fase y de fase a tierra.

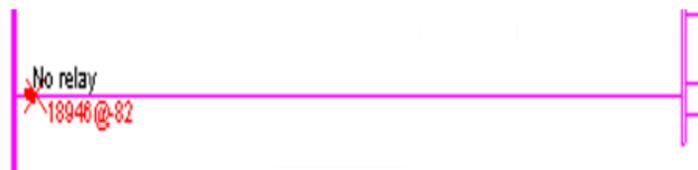
**Menú relays.** Para One Liner los relevadores implica cualquier dispositivo de protección de sobrecorriente: este incluye relevadores, restauradores y fusibles; y de distancia: en ambos casos se tienen dispositivos de fase y de fase a tierra.

**Menú faults.** Mediante este menú se especifican las características de las fallas a aplicar, las cuales pueden ser, en bus o en línea.

Tipos de fallas; de fase a tierra, entre dos fases, de dos fases a tierra y entre tres fases.

Si la falla es en línea se tienen las opciones:

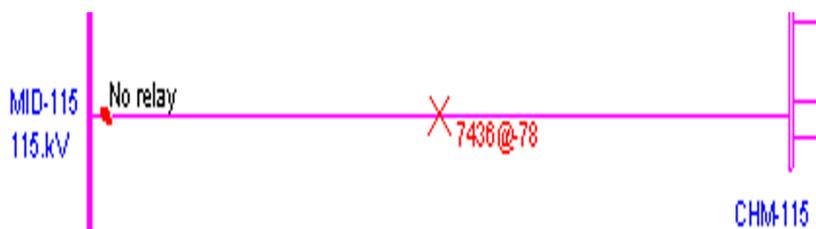
Close in.- una falla a la salida de la línea (falla en apartarrayos).



**FIG. C.3** *Falla en la Salida de la Línea.*

Intermediate fault.- Una falla en un porcentaje de una línea de transmisión.

Intermediate fault with end open.- Falla a la mitad de la línea con el extremo final abierto.



**FIG. C.4** *Falla en un Porcentaje en la Línea.*

Options.- Mediante esta opción se ajustan los parámetros que afectan al estudio de corto-circuito. Se especifica el voltaje de pre-falla a considerar:

- Flat voltaje
- Flat voltaje generator
- Power flow solution

Ignorar las cargas, elementos en derivación y cambiadores de fase. Multiplicadores de los generadores con respecto a la especificada.

**Menú Check.** Mediante los parámetros de este menú se verifica la coordinación entre los relevadores que han sido especificados como pares de coordinación.

Verifica coordinación entre relevadores de sobre corriente tanto de fase como de fase a tierra.

Verifica coordinación entre relevadores de sobrecorriente y distancia solo en fase.

Verifica el mínimo pick up.

Verifica los tiempos de apertura de los relevadores.

## ANEXO D

### Diagrama Operativo de la Zona Istmo.

---



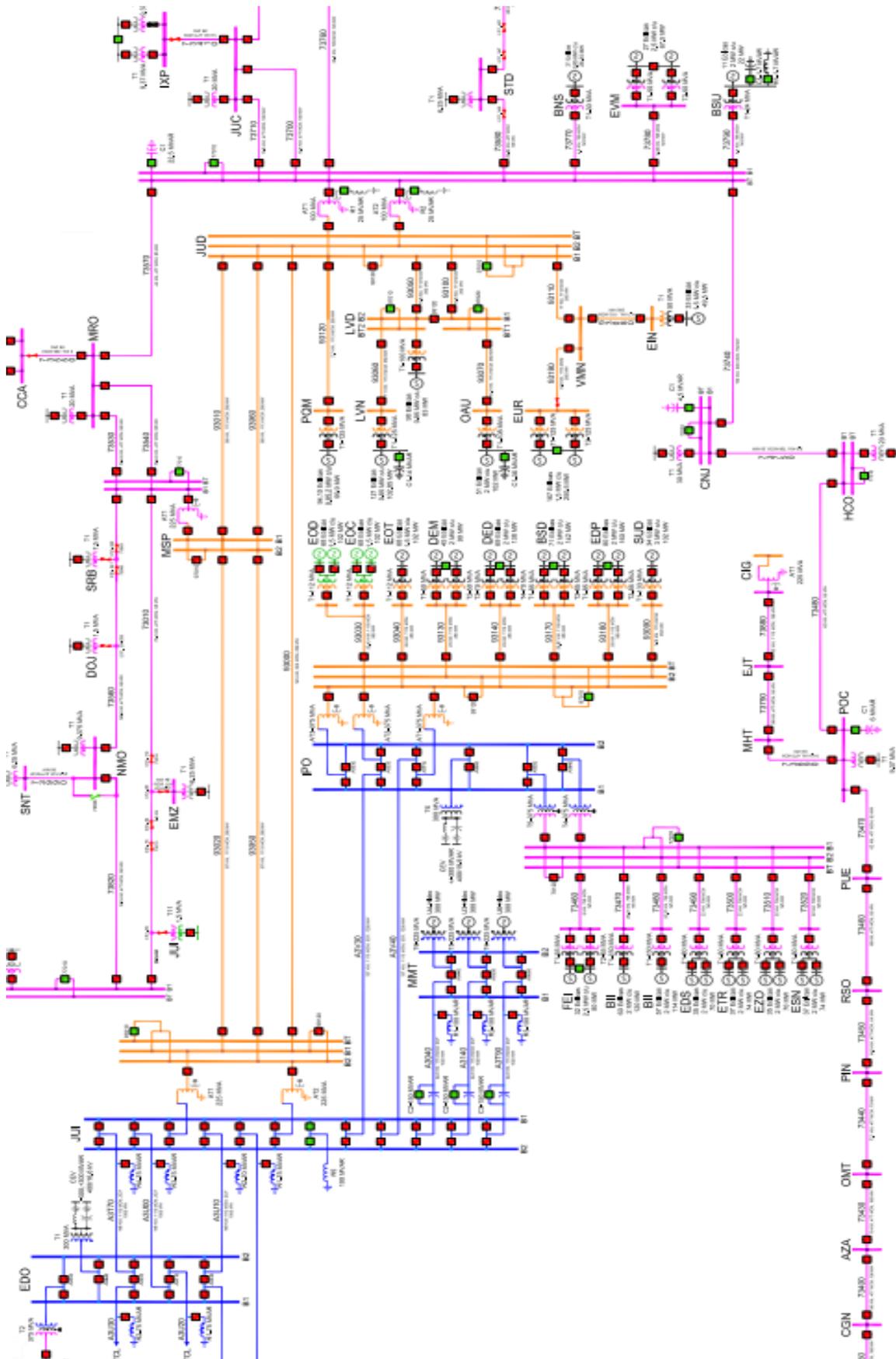


FIG. D.1 Diagrama Operativo.



## ANEXO E

### Números de Relevadores Establecidos por la Norma IEEE C37.2-1979.

---



<b>ANSI</b>	<b>DESCRIPCION</b>
1	Elemento maestro
2	Relevador de arranque o cierre, con retardo
3	Relevador de comprobación o de bloqueo condicionado
4	Contactador maestro
5	Dispositivo de paro
6	Interruptor de arranque
7	Interruptor de ánodo
8	Interruptor de circuito de control
9	Dispositivo de inversor
10	Selector de secuencia de unidades
11	Reservado para aplicación futura
12	Dispositivo de sobre velocidad
13	Dispositivo de velocidad síncrona
14	Dispositivo de baja velocidad
15	Dispositivo para comparar y conservar velocidad o frecuencia
16	Reservado para aplicación futura
17	Dispositivo de descarga
18	Dispositivo acelerador o desacelerador
19	Contacto o elevador de transición de arranque a marcha
20	Válvula operada eléctricamente
21	Relevador de distancia
22	Interruptor igualador
23	Dispositivo regulador de temperatura
24	Relevador Volts/Hertz
25	Dispositivo de sincronización o de verificación de sincronismo
26	Dispositivo térmico de aparatos
27	Relevador de bajo voltaje
28	Detector de flama
29	Contactador de desconexión
30	Relevador indicador o alarma visual
31	Dispositivo para excitación independiente
32	Relevador direccional de potencia, (potencia inversa)
33	Conmutador de posición
34	Dispositivo de secuencia accionado por motor
35	Dispositivo para operar escobillas o para poner en cortocircuito anillos colectores
36	Dispositivo de polaridad
37	Relevador de baja corriente o baja potencia
38	Dispositivo de protección de chumacera
39	Reservado para aplicación futura
40	Relevador del campo de excitación
41	Interruptor del campo de excitación
42	Interruptor de marcha normal
43	Dispositivo manual de transferencia o selector
44	Relevador de secuencia de arranque de una unidad
45	Reservado para aplicación futura



46	Relevador de corriente para secuencia negativa o desequilibrio de fases
47	Relevador de voltaje de secuencia de fases
48	Relevador de secuencia incompleta
49	Relevador térmico de maquinas o transformadores
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente
51	Relevador de sobrecorriente alterna con retardo de tiempo
52	Interruptor de potencia de corriente alterna
53	Relevador excitador o de generador de corriente directa
54	Interruptor de alta velocidad para corriente directa
55	Relevador de factor de potencia
56	Relevador de aplicación de campo
57	Dispositivo para poner en cortocircuito o a tierra
58	Relevador de falla de encendido de rectificador
59	Relevador de sobre voltaje
60	Relevador de equilibrio de voltajes
61	Relevador de equilibrio de corrientes
62	Relevador de paro o apertura, con retardo
63	Relevador de presión o flujo de líquidos o gases
64	Relevador para protección a tierra de un equipo
65	Regulador de velocidad
66	Dispositivo contador o espaciador de operaciones para ajuste de posición
67	Relevador direccional de sobrecorriente alterna
68	Relevador de bloqueo de disparo o recierre
69	Dispositivo de control permisivo
70	Reóstato accionado mecánicamente
71	Conmutador de nivel
72	Interruptor de corriente de directa
73	Contactador de resistencia de carga
74	Relevador de alarma
75	Mecanismo de cambio de posición
76	Relevador de sobrecorriente de corriente directa
77	Transmisor de pulsos
78	Relevador que mide el angulo de fase entre corrientes o entre voltajes
79	Relevador de recierre de corriente alterna
80	Conmutador de flujo
81	Relevador de frecuencia
82	Relevador de recierre de corriente directa
83	Relevador automático de control selectivo o de transferencia
84	Mecanismo de operación
85	Relevador receptor de un sistema de ondas portadoras o de hilo piloto
86	Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual
87	Relevador de protección diferencial
88	Motor o grupo motor-generador auxiliar
89	Cuchillas operadas eléctricamente
90	Dispositivos de regulación
91	Relevador direccional de voltaje y de potencia
92	Relevador direccional de voltaje
93	Contactador cambiador de campo
94	Relevador de disparo libre
95-99	Se usara únicamente para aplicaciones específicas de instalaciones donde ninguno de los números asignados del 1-94 resulten adecuados.

**Tabla. E.1** Descripción de Relevadores por la Norma ANSI.

## Acrónimos

**ACOR**; Área de Control Oriental.  
**CA**; Corriente Alterna.  
**CD**; Corriente Directa.  
**CE LVD**; Central Eléctrica La Venta Dos.  
**CFE**; Comisión Federal de Electricidad.  
**DAC**; Disparo Automático de Carga.  
**DAG**; Disparo Automático de Generación.  
**DDSE**; División de Distribución Sureste.  
**DRM**; Disparo y Recierre Monopolar.  
**DRT**; Disparo y Recierre Tripolar.  
**GRTSE**; Gerencia Regional de Transmisión Sureste.  
**IPO**; Ixtepec Potencia.  
**IRNT**; Interconexión de la Red Nacional de Transmisión.  
**JUD**; Juchitán Dos.  
**LT**; Línea de Transmisión.  
**LVD**; La Venta Dos.  
**LVT**; La Venta Tres.  
**MDCC**; Modelo de Dirección de Calidad y Competitividad.  
**MEM**; Mercado Eléctrico Mayorista.  
**OUA**; Oaxaca Uno.  
**PIE**; Productores Independientes de Energía.  
**PMU**; Medición Sincronizada de Fasores.  
**POTT**; Disparo Transferido Permisivo de Sobre-alcance.  
**PP**; Protección Primaria.  
**PR**; Protección de Respaldo.  
**P.U**; Por Unidad  
**RNT**; Red Nacional de Transmisión.  
**RTE**; Red de Transmisión Eléctrica.  
**SE**; Subestación Eléctrica.  
**SE LVD**; Subestación Eléctrica La Venta Dos.  
**SEP**; Sistema Eléctrico de Potencia.  
**SEN**; Sistema Eléctrico Nacional.  
**TC's**; Transformador de Corriente.  
**TP's**; Transformador de Potencial.  
**ZI**; Zona Istmo.  
**ZTI**; Zona de Transmisión Istmo.

