

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**“COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE 34,5 KV DE LA S/E LUISA CÁCERES DE
ARISMENDI INCORPORANDO LA S/E EL MANGLILLO SENECA,
ESTADO NUEVA ESPARTA”**

REALIZADO POR:

Br Rodrigo Daniel Marval Marval

Trabajo de Grado Presentado Ante la Universidad de Oriente Como
Requisito Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, Junio 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE 34,5 KV DE LA S/E LUISA CÁCERES DE
ARISMENDI INCORPORANDO LA S/E EL MANGLILLO SENECA,
ESTADO NUEVA ESPARTA”**

Rodrigo Daniel Marval Marval

Nombre del Estudiante

Firma

Revisado y Aprobado por:

Ingeniero Melquíades Bermúdez.

Asesor Académico

Firma

Ingeniero Jesús Hernández

Asesor Industrial

Firma

Barcelona, Junio 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**“COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE 34,5 KV DE LA S/E LUISA CÁCERES DE
ARISMENDI INCORPORANDO LA S/E EL MANGLILLO SENECA,
ESTADO NUEVA ESPARTA”**

JURADO:

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Prof. Melquíades Bermúdez
Asesor Académico

Prof. Manuel Maza
Jurado Principal

Prof. Hernán Parra
Jurado Principal

Barcelona, Junio 2010

RESOLUCIÓN

Enunciado del Artículo 41

Artículo 41º: “Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento de Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A mi madre Yudelis Marval por cuidar que nunca me faltara nada y por el apoyo que siempre me brindó en todo los momentos difíciles en el camino del logro de este proyecto

A mi padre Juan Marval por darme siempre todo lo que necesité y la confianza incondicional que depositó en mí.

A mis hermanas, Romina y María, por ser las mejores hermanas del mundo, aunque yo nunca sé lo demuestre.

A mi novia, Hely Navarro, por el gran amor que me ha dado.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios por haberme dado la vida, todo lo que he conseguido.

A mi madre y a mi padre por apoyarme incansablemente y por siempre guiarme por el camino indicado para lograr esta meta.

A mis dos hermanas María y Romina, por estar allí en el momento que se necesitaron.

A mi novia, Hely Mar Navarro, por ser lo más bello que Dios me ha dado, por su constancia, por su gran ayuda y el inmenso amor que nos tenemos.

A mi familia que de una forma u otra me ayudaron a lograr esto.

A mis amigos que conseguí en la UDO: Karina Mancilla, Simón (mon), Carlos Hernández, Juan Diego Martínez, Cesar Rengel (sonrisa), Eduardo Carrasco, José Romero (Ilanero), Antonio García (el cuñado), José Antonio que me ayudaron en los momentos difíciles.

A la señora Karelia por ser tan especial.

A todos mis compañeros de estudio en especial: Victoria Romero, Yasisterh, Al, Luis Moncho, Jesaisas, Gabriel Hernández (el flaco), Virgilio por brindarme su compañía a la hora de estudiar.

Al Ing. Melquiades Bermúdez por su ayuda como tutor y como amigo.

A todos los profesores por su excelencia a la hora de impartir sus conocimientos.

Al departamento de electricidad que fue en su momento una segunda casa para mí.

Al Ing. Jesús Hernández por su ayuda prestada como asesor.

Al Ing. Mao Crespo por su ayuda oportuna prestada en la empresa.

A la empresa SENECA por brindarme la oportunidad de realizar este proyecto en sus instalaciones.

A todos muchas GRACIAS....

RODRIGO DANIEL MARVAL MARVAL

VII

CONTENIDO

Contenido

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS	VI
CONTENIDO	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	13
ÍNDICE DE TABLAS.....	13
RESUMEN	18
CAPITULO 1: Descripción de la Empresa.....	19
1.1 Introducción	19
1.2 Misión	20
1.3 Valores corporativos	20
1.3.1 Ética y conducta impecables.....	20
1.3.2 Satisfacción del cliente.....	20
1.3.3 Productividad	20
1.3.4 Desarrollo de los empleados	21
1.3.5 Seguridad	21
1.3.6 Crecimiento y desarrollo del negocio	21
1.4 Estructura organizativa	22

1.4.1 Dirección de administración y finanzas.	22
1.4.2 Dirección de operaciones técnicas.....	23
1.4.3 Dirección de generación.	23
1.4.4 Dirección comercial.....	23
1.4.5 La Dirección Comercial es apoyada por:	24
1.4.6 Dirección de legal y relaciones corporativas	24
1.5 Planteamiento del Problema	25
1.6 OBJETIVOS.....	27
1.6.1 Objetivo general	27
1.6.2 Objetivos Específicos:.....	27
Capítulo 2 Descripción del sistema.....	28
2.1 Descripción del Sistema.	28
2.1 Subestación Conejeros.....	30
2.2 Subestación Boca de Río.....	33
2.3 Subestación Las Hernández.....	35
2.4 Subestación Aeropuerto.	37
2.5 Subestación El Manglillo.....	39
2.6 Impedancias de los conductores.....	39
CAPÍTULO 3: Estudio de cortocircuito	48
3.1 Aspecto General del Corto Circuito.....	48
3.1.1 Los Generadores:.....	50
3.1.2 Motores Síncronos:	51
3.1.3 Motores de Inducción:	51

3.2 Alimentación de la Fuente de Suministro de la Red:	52
3.2.1 Reactancia en las Máquinas Rotatorias:	52
3.3 Corriente de Cortocircuito Simétrica y Asimétrica:	54
3.3.1 Tipo de falla	55
3.3.2 Fallas Simétricas:	55
3.3.3 Fallas Asimétricas:	56
3.3.4 Bus infinito	56
3.4 Simulación en Etap	56
3.4.1 Escenario 1 de simulación: condiciones normales de operación:	59
3.4.2 Escenario 2 de simulación:	64
3.4.3 Escenario 3 simulación:	69
3.4.4 Escenario 4 de simulación:	74
3.4.5 Escenario 5 de simulación:	79
3.4.6 Escenario 6 de simulación:	84
CAPITULO 4: FLUJO DE CARGA	89
4.1 Aspectos generales de flujo de carga	89
4.2 Barra de carga:	92
4.3 Barra de voltaje controlado:	92
4.4 Barra de referencia ó de compensación:	92
4.5 Simulación de flujo de carga	93
4.5.1 Escenario 1 de simulación:	93
4.5.2 Escenario 2 de simulación:	96

4.5.3 Escenario 3 de simulación:.....	98
4.5.4 Escenario 4 de simulación:.....	100
Capitulo 5: Coordinación de protecciones.....	102
5.1 Características funcionales de los sistemas de protección:.....	103
5.1.1 Confiabilidad:.....	103
5.1.2 Selectividad:.....	103
5.1.3 Estabilidad:.....	103
5.1.4 Sensibilidad:.....	103
5.1.5 Velocidad o rapidez:.....	104
5.2 Dispositivos de protecciones contra las fallas.....	104
5.3 Relevadores y características de la protección.....	105
5.3.1 Tipos de Relés.....	105
5.3.2 Relés de atracción de armadura.....	105
5.3.3 Relés de inducción.....	106
5.3.4 Relés electrónicos o numéricos.....	106
5.3.5 Relé de sobrecorriente con retardo de tiempo (51).	106
5.3.6 Relé instantáneo 51.....	107
5.4 Curva de daño de transformadores.....	108
5.5 Coordinación por tiempo.....	108
5.6 Coordinación por corriente.....	109
5.7 Zona de protección.....	109
5.8 Procedimientos para la realización de coordinación de protección.	110

5.8.1 Criterios para la realización de la coordinación.	111
5.8.2 Relé de fase.	112
5.8.3 Relé de tierra.	112
5.9 Cálculos para la coordinación de protecciones.	115
5.9.1 Coordinación subestación las hernández.	117
5.9.2 Coordinación subestación aeropuerto.	119
5.9.3 Coordinación subestación Luisa Cáceres.	123
5.10 Coordinación de relé de tierra.	125
5.10.1 Coordinación a tierra subestación las hernández.	125
5.10.2 Coordinación subestación aeropuerto.	126
5.10.3 Coordinación subestación luisa caceres.	128
CONCLUSIONES.	142
RECOMENDACIONES.	144
BIBLIOGRAFÍA.	146
ANEXOS.	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS A-1.	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS A-2.	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS A-3.	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS A-4.	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS A-5.	¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Diagrama unifilar subestación Conejeros, SENECA 2008 .	32
Figura 2.2. Diagrama unifilar S/E Boca de Rio, SENECA 2008.	34
Figura 2.3. Diagrama unifilar S/E las Hernández, SENECA 2008	36
Figura 2.4. Diagrama unifilar S/E Aeropuerto, SENECA 2008	38
Figura 3.1 Casos de fallas.....	49
Figura 3.2. Aporte de las reactancias vs periodo en el que ocurren.....	54
Figura 3.3 Oscilograma de corriente de corto circuito	55
Figura 3.4 Diagrama unifilar en el simulador ETAP.....	58
Figura 3.5 Simulación cortocircuito trifásico condición normal. ETAP ..	60
Figura 3.6 Simulación cortocircuito monofásico condición normal. ETAP	61
Figura 3.7 Simulación cortocircuito trifásico escenario 2.ETAP	65
Figura 3.8 Simulación cortocircuito monofásico escenario 2.ETAP.....	66
Figura 3.9 Simulación cortocircuito trifásico escenario 3.ETAP	70
Figura 3.10 Simulación cortocircuito monofásico escenario 3.ETAP ...	71
Figura 3.11 Simulación cortocircuito trifásico escenario 4.ETAP	75
Figura 3.12 Simulación cortocircuito monofásico escenario 4.ETAP ...	76
Figura 3.13 Simulación cortocircuito trifásico escenario 5 .ETAP	80
Figura 3.14 Simulación cortocircuito monofásico escenario 5.ETAP ...	81
Figura 3.15 Simulación cortocircuito trifásico escenario 6.ETAP	85
Figura 3.16 Simulación cortocircuito monofásico escenario 6.ETAP ...	86
Figura 4,1 Flujo de carga máxima demanda condición normal.ETAP....	1
Figura 4.2 Flujo de carga mínima demanda condición normal. ETAP ..	96
Figura 4.3 Simulación ETAP.	98
Figura 5.1. Dispositivos de protección a base de relevadores	104
Figura 5.2 curvas características de relé de sobrecorriente	107
Figura 5.3 zona de protección.	110

Figura 5.4 Diagrama unifilar circuito 2 S/e Luisa Cáceres de Arismendi	116
Figura 5.5 Diagrama unifilar S/E Las Hernández.	117
Figura 5.6 Diagrama unifilar S/E Aeropuerto.	120
Figura 5.7 Diagrama unifilar S/E LCA.	123

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Características de los Generadores que integran la planta Luisa Cáceres.....	29
Tabla 2.2. Características de la generación distribuida planta Luisa Cáceres	30
Tabla 2.3. Características de los circuitos de 13.8 kv de S/E Conejeros	31
Tabla 2.4: Características de los circuitos de 13.8 Kv de S/E Boca de Rio.	33
Tabla 2.5: Características de los circuitos de 13.8 Kv de S/E Las Hernández	35
Tabla 2.6: Características de los circuitos de 13.8 Kv de S/E Aeropuerto.	37
Tabla 2.7: Características de los circuitos de 13.8 Kv de S/E El Manglillo	39
Tabla 2.8 Datos de la líneas (Impedancia en <i>PU</i>) en base 100 MVA y 34.5 KV	43
Tabla 2.9 Datos de los transformadores de la S/E: Luisa Cáceres (Subtransmision).....	44
Tabla 2.10 Datos de los transformadores de la S/E: Aeropuerto	45
Tabla 2.11 Datos de los transformadores de la S/E: Boca de Rio.....	45
Tabla 2.11 Datos de los transformadores de la S/E: Las Hernández ...	46
Tabla 2.12 Datos de los transformadores de la S/E: Conejeros.....	46
Tabla 2.13 Datos de los transformadores de la S/E: El Manglillo.....	47
Tabla 3.1 Resultado cortocircuito trifásico condición normal.....	62
Tabla 3.2 Resultados cortocircuito monofásico condición normal.....	63
Tabla 3.3 Resultados cortocircuito trifasico escenario 2.....	67

Tabla 3.4 Resultados cortocircuito monofasico escenario 2.....	68
Tabla 3.5 Resultados cortocircuito trifásico escenario 3.....	72
Tabla 3.6 Resultados cortocircuito monofásico escenario 3.....	73
Tabla 3.7 Resultados cortocircuito trifásico escenario 4.....	77
Tabla 3.8 Resultados cortocircuito monofásico escenario 4.....	78
Tabla 3.9 Resultados cortocircuito trifásico escenario 5.....	82
Tabla 3.10 Resultados cortocircuito monofásico escenario 5.....	83
Tabla 3.11 Resultados cortocircuito trifásico escenario 6.....	87
Tabla 3.12 Resultados cortocircuito monofásico escenario 6.....	88
Tabla 4.1 Flujo de carga máxima demanda.	1
Tabla 4.2 Flujo de carga mínima demanda.	1
Tabla 4.3 Resultados demanda minina	1
Tabla 4.4 Resultados demanda máxima	1
Tabla 5.1 IEC Curvas-constantes por tiempo características de sobre corriente.....	115
Tabla 5.2 Ajuste y coordinación de protecciones de fase S/E Boca de Rio.	130
Tabla 5.3 Ajuste y coordinación de protecciones de tierra S/E Boca de Rio.	131
Tabla 5.4 ajustes y coordinación de protección de fase S/E Aeropuerto.	132
Tabla 5.5 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E Aeropuerto.	133
Tabla 5.6 ajustes y coordinación de protección de fase S/E conejeros	134
Tabla 5.7 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E conejeros.	135
Tabla 5.8 ajustes y coordinación de protección de fase S/E Las Hernández.	136

Tabla 5.9 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E Las Hernández.	137
Tabla 5.10 ajustes y coordinación de protección de fase S/E Manguillo.	138
Tabla 5.11 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E Manguillo.	139
Tabla 5.12 ajustes y coordinación de protección de fase S/E Luisa Cáceres de Arismendi.....	140
Tabla 5.13 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E Luisa Cáceres de Arismendi.....	141

RESUMEN

El descubrimiento de la energía eléctrica marcó el comienzo de la edad moderna, la cual se necesita en la mayoría de las actividades que realiza el hombre, siendo esta de vital importancia para el desarrollo humano. Lo que lleva a que el servicio se mantenga constante, para logra esto es necesario las protecciones en el sistema de potencia.

El objetivo principal de este trabajo es realizar la coordinación de relé de protección de sobrecorriente en el sistema de 34,5 kV de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi, para esto es necesario hacer una descripción del sistema, obtener los niveles de corto circuito utilizando un Paquete computacional, y obtener los niveles de tensión en las distintas barras que integran el sistema, mediante un flujo carga.

Capítulo I: Descripción de la Empresa

1.1 Introducción

El Estado Nueva Esparta, conformado por tres islas: Margarita, Coche y Cubagua, reconocido actualmente como uno de los mejores sitios turísticos del país por sus preciosas playas, clima y calidez de su gente, constituyendo así un sistema turístico con una alta calidad, el cual necesita poseer de buenos servicios como son: agua, aseo y electricidad, este último de una forma u otra facilita el desarrollo de los demás servicios, por ello se exige que este sea de alta calidad.

Un sistema eléctrico de potencia debe poseer las siguientes partes fundamentales:

- a- Centrales de generación
- b- Subestaciones de generación
- c- Líneas de transmisión
- d- Subestaciones de distribución
- e- Cargas o consumidores
- f- Sistemas de protección

Esta última aunque no menos importante a veces no es tomada en cuenta como parte fundamental de los sistemas de potencia, al poseer una buena coordinación de protección en un sistema se puede lograr la calidad de servicio deseada.

Reseña de Seneca

1.2 Misión

Proveer servicios energéticos buscando soluciones que satisfagan las necesidades de nuestros clientes, apoyándonos en la ética, tecnología y desarrollo de nuestro personal y proveedores, optimizando los recursos y resultados, a fin de promover el bienestar y crecimiento de la comunidad.

1.3 Valores corporativos

1.3.1 Ética y conducta impecables

Todos los empleados de SENECA interactuarán con sus clientes, reguladores, funcionarios públicos, vendedores y compañeros de trabajo con el más alto nivel de ética y conducta.

1.3.2 Satisfacción del cliente

SENECA se esforzará constantemente en darle a sus clientes la mejor atención y calidad en los productos. SENECA escuchará las preocupaciones de sus clientes y reguladores a fin de adaptar el negocio para entregar un producto con nuestras expectativas de mercado.

1.3.3 Productividad

Uno de los retos que debe asumir la empresa en busca de su permanente crecimiento y desarrollo es lograr los niveles óptimos de productividad, que hagan del negocio una actividad eficiente, eficaz y

rentable. Esto asegura además, el cumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades con su personal, sus clientes y la comunidad en general.

1.3.4 Desarrollo de los empleados

La compañía tiene la obligación de entrenar y capacitar a sus empleados, a fin de alcanzar un nivel de trabajo competente y motivado. Las políticas de la compañía, procedimientos y programas deben ser flexibles y efectivos, Para que a los empleados que tengan el entusiasmo de contribuir tanto con el éxito de la compañía como con el crecimiento personal, les sea dada la oportunidad de crear valor y desarrollar su creatividad.

1.3.5 Seguridad

SENECA establecerá condiciones de trabajo para la prestación del servicio eléctrico que brinden seguridad a sus empleados y al público en general con la más alta consideración. Estaremos conscientes constantemente y actuaremos de acuerdo a las normas de seguridad, sentido común y a las disposiciones de política general para la conservación del medio ambiente.

1.3.6 Crecimiento y desarrollo del negocio

Creemos en el vínculo innegable entre el éxito de la compañía y el éxito de la comunidad a la que servimos. Nos esmeraremos en mejorar la calidad de nuestros servicios y el medio ambiente del negocio en general, a fin de atraer nuevos negocios y expandir los existentes, para promover el desarrollo económico de la comunidad neospartana.

1.4 Estructura organizativa

La estructura de SENECA está encabezada por la DIRECCION GENERAL, la cual es la responsable de la dirección y administración de todos los recursos disponibles, para la consecución de los objetivos de la Empresa.

La Dirección General es apoyada y asesorada por 5 áreas que guardan estrecha relación entre sí, siendo tan importantes unas como otras ya que de su buen funcionamiento depende la estabilidad de toda la Compañía.

1.4.1 Dirección de administración y finanzas.

Es el área que registra y controla todas las operaciones financieras, contables, y administrativas de la Empresa, observando el uso adecuado de los recursos económicos y la mejor prestación de servicios al personal y soporte interno a todas las áreas de la empresa. La Dirección de Administración y Finanzas está conformada por las siguientes Gerencias:

- Gerencia de Administración
- Gerencia de Finanzas
- Gerencia de Compras y Logística
- Gerencia de Recursos Humanos
- Gerencia de Tecnología Informática y Telecomunicaciones.
- Gerencia de Seguridad Industrial

1.4.2 Dirección de operaciones técnicas

Es la encargada de evaluar integralmente el comportamiento del sistema eléctrico del Estado al igual que de la formulación de políticas en materia de distribución y mantenimiento. Valida estadísticas e indicadores relacionados con el sistema eléctrico (Distribución, Generación y Transmisión). Evalúa desarrollos tecnológicos, costos, recuperación de materiales y equipos, etc.

La dirección está conformada por las siguientes áreas:

- Gerencia de Operaciones y Mantenimiento.
- Departamento de Calidad de Producto y Servicio.
- Departamento de Ingeniería y Obras.

1.4.3 Dirección de generación.

Es la responsable del gerenciamiento de las plantas tanto en la operación como en el mantenimiento de éstas, para asegurar la producción de energía con la demanda que requiera la Isla, cumpliendo para esto con las leyes del medio ambiente y las normas internas y externas de Seguridad Industrial.

1.4.4 Dirección comercial.

Es la responsable de proveer un servicio comercial de calidad a los clientes, así como, de satisfacer las expectativas y necesidades del mismo, mejorar la gestión financiera y lograr que los clientes perciban que las tarifas reflejan costos de una gestión empresarial eficiente que satisface sus requerimientos de servicios comerciales.

1.4.5 La Dirección Comercial es apoyada por:

- Gerencia de Atención al Cliente.
- Gerencia de Mercadeo Corporativo.
- Gerencia de Crédito y Cobranza.

Además, cuenta con Oficinas Comerciales en las siguientes localidades:

- Porlamar.
- La Asunción.
- Juan Griego.
- Coche.
- Boca del Río.
- Villa Rosa.
- Pampatar.

1.4.6 Dirección de legal y relaciones corporativas

Es la responsable de mantener las actividades de la Empresa dentro del marco legal establecido y realiza todos los trámites requeridos por la legislación vigente, es responsable, además, de proyectar, fortalecer y cuidar la imagen de la empresa, a través de los medios masivos de comunicación y de campañas encaminadas a apoyar el afianzamiento de la imagen de la Empresa y sus relaciones con la comunidad.

Esta Dirección está conformada por:

- Gerencia de Asuntos Legales.
- Coordinación de Comunicación y Relaciones con la Comunidad.

1.5 Planteamiento del Problema

La planta Luisa Casares de Arismendi, SENECA, está ubicada en la vía al Silguero sector MACHO MUERTO en la costa sur de la isla de Margarita, estado Nueva Esparta.

El sistemas eléctrico del estado Nueva Esparta obtiene su energía mediante esta planta, la cual está provista de 9 turbogeneradores que suma 200 MW a un nivel de 13.8 KV, 6 bloques de generación distribuida con una capacidad de 57 MW en total y se conecta al sistema eléctrico interconectado de CADAFE mediante el cable submarino que aporta 60 MW a un nivel de trasmisión de 115KV.

En la planta Luisa Cáceres Arismendi existen tres sistemas: uno de distribución a 13.8 KV, un sistema de transmisión a 115 KV y uno de subtransmisión a 34,5 KV, el cual es el objeto de este estudio.

Debido al aumento de la carga asociado a este sistema de subtransmisión y los problemas de tensión, la empresa en el año 2006 instaló un transformador en la salida de 34.5 Kv hacia la subestación Conejeros.

Desde el 2007 se comenzaron a instalar bloques de generación distribuida en las subestaciones Boca de Río, Las Hernández y la planta Luisa Caceres, aumentado así los niveles de generación.

En la actualidad la península de Macanao presenta bajo nivel de tensión y una creciente demanda en el suministro eléctrico debido a los proyectos turísticos y habitacionales que se encuentran proyectados, por ello se llevará a cabo la construcción de la nueva subestación de 34,5 KV en El Manglillo, en la península de Macanao

Debido a estos cambios en el sistema de 34,5 KV de la S/E Luisa Cáceres de Arismendi y para el buen funcionamiento del sistema eléctrico es necesario:

Contar con un sistema protección que sea altamente selectivo, confiable y seguro; para ello es necesario realizar ajuste en las protecciones que permita bajo cualquier condición de falla el pronto aislamiento de las misma, el despeje del equipo o zona de falla; logrando así mantener continuidad y calidad en el servicio de energía eléctrica.

El proyecto consiste en realizar la coordinación de las protecciones para que sean altamente selectivas y confiables. Es necesario obtener el flujo de carga, así como los niveles de corriente de cortocircuito del sistema de 34.5 Kv de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi, para ello se utilizará el paquete computacional ETAP 5.0.3. Al tener estos resultados se podrá realizar los ajustes en los equipos de protección.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo general

Realizar la coordinación de protección de sobrecorriente del sistema de 34,5 KV de subestación Luisa Cáceres de Arismendi de SENECA, tomando en cuenta la incorporación de la subestación El Manglillo.

1.6.2 Objetivos Específicos:

1. Describir el sistema eléctrico 34,5 KV de la S/E Luisa Cáceres de Arismendi y subestaciones asociadas con la incorporación de la Subestación El Manglillo.

2. Recopilar los datos técnicos de los distintos elementos y equipos que constituyen el sistema de 34,5 KV de subestación Luisa Cáceres de Arismendi.

3. Obtener el flujo de carga mediante el uso del paquete computacional ETAP 5.0.3. de las subestaciones Conejero, Las Hernández, Boca de Rio, Aeropuerto y El Manglillo.

4. Obtener los niveles de corto circuito mediante el uso del paquete computacional ETAP 5.0.3 de las subestaciones Conejero, Las Hernández, Boca de Rio, Aeropuerto y El Manglillo.

5. Calcular los ajustes para los equipos de protección para una selectiva y eficiente coordinación de los mismos.

Capítulo II Descripción del sistema

2.0 Descripción del Sistema.

El sistema eléctrico de la isla de Margarita, es operado por la Empresa SENECA (sistema eléctrico de Nueva Esparta compañía anónima) filial de la Electricidad de Caracas, está dividido en tres sistemas: transmisión 115 kV, sub-transmisión a 34.5 kV y un sistema de distribución a 13,8 kV.

Estos tres sistemas se encuentran anillados en conjunto, lo que permite que el sistema sea más confiable y se encuentre respaldado.

La planta Luisa Cáceres de Arismendi cuenta con 9 unidades turbogeneradoras las cuales suministran 200 Mw, unido a esto 4 bloques de generación distribuida con una capacidad de 57 Mw en total. El estado Nueva Esparta al ser un estado insular no tiene la capacidad para asumir toda su demanda eléctrica, debido a esto este sistema se conecta al sistema eléctrico interconectado nacional mediante el cable submarino con una capacidad instalada de 100 Mw, aunque en la actualidad solo aporta 60 Mw, dicho conductor proviene desde Casanay con una línea doble de 51 km de longitud a la subestación Chacopata II pasando luego por un cable sublacustre de 4.5 km de longitud hasta la subestación Chacopata I, partiendo hacia la isla de Margarita a un nivel de tensión de 115 kV.

En la tabla 2.1 se presentaran las características de los generadores que integran la planta:

Tabla 2.1. Características de los Generadores que integran la planta Luisa Cáceres.

Características De Generadores que integran la planta luisa Cáceres.					
GENERADOR	MARCA	TIPO	VOLTAJE	FP	CONEXIÓN NEUTRO
	MODELO		CAPACIDAD	FRECUENCIA	
TG10,TG11	G.E.E.PE	Dual Gas/Diesel	13.8 KV	0.8	Y-Resistor
	PG-6561B		52.5 MVA	60 HZ	12-30 seg
TG9	G.E.E.PE	Dual Gas/Diesel	13.8 KV	0.9	Y-Resistor
	MS5001P		24.4 MVA	60 HZ	205-1 Min 1:0.8 □
TG8	G.E	Dual Gas/Diesel	13.8 KV	0.85	Y-Resistor
	MS5001P		28.529 MVA	60 HZ	205-1 Min 1:0.8 □
TG5,TG6,TG7	HITACHI	Dual Gas/Diesel	13.8 KV	0.85	Y-Resistor
	MS5001P		30.313 MVA	60 HZ	205-1 Min 1:0.8 □
TG3,TG4	AEG-KANIS	Dual Gas/Diesel	13.8 KV	0.8	Y-Resistor
	MS5001P		32 MVA	60 HZ	4-2000 □

Al sistema de Luisa Cáceres también se le anexa los 4 bloques de generación distribuidas los cuales presentan las siguientes características:

Tabla 2.2. Características de la generación distribuida planta Luisa Cáceres

Generación distribuida MTU					
TIPO	MARCA	MVA	FP	KA	N°POLOS
	MODELO	KV	HZ	RPM	
DIESEL	MARELLI	2,36	0,8	2,838	4
	SERIE 4000	0.48	60	1800	

El sistema de 34.5 kV de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi el cual es objeto de estudio posee 5 subestaciones, de las cuales El Manglillo se encuentra en proceso de construcción, estas son:

1. Conejeros
2. Boca de Rio
3. Las Hernández
4. Aeropuerto
5. El Manglillo

En la subestación Luisa Cáceres de Arismendi el sistema de 34,5 se encuentra conformado por tres transformadores: T.R 13, T.R 14 y T.R. 15 los cuales se conectan a la barra de 115 kv proveniente del interruptor H1310 y a la barra principal de 34.5 kv.

2.1 Subestación Conejeros.

Esta se encuentra alimentada por la salida tres de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi, a través del transformador T.R 15. De la barra asociada a este transformador parte una línea de transmisión aérea con

conductor 4/0 ASCR con una longitud de 4 Km, y por una línea aérea con conductor 4/0 ACSR de longitud 8.3 Km, proveniente de la subestación Los Robles. Estas líneas conectan a los transformadores TR-1 y TR-2 con una capacidad de 20 Mva cada uno, de esta subestación se derivan nueve circuitos de distribución los cuales tienen las siguientes características:

Tabla 2.3. Características de los circuitos de 13.8 kv de S/E Conejeros
Características de los circuitos de 13.8 kv de S/E Conejeros

Circuitos		Longitud [Kmts]	Conductor	Capacidad Instalada [KVA]	Demanda Máxima [Amp]
°N	Nombre				
1	Calle Maneiro	9,98	AAAC 4/0	5135	187,24
2	Calle Marcano	5,87	AAAC 4/0	8168	136
3	Av Fco Fajardo	13	AAAC 4/0	7395	169
4	Piache	6,61	AAAC 4/0	3895	298,56
5	Mercado	10	Cu 2/00	6870	193,6
9	Macho muerto	8,74	AAAC 4/0	3212,5	212
10	Los Cocos	14,9	AAAC 4/0	9627,5	244
11	El valle	11	AAAC 4/0	5817,5	257
12	La Comarca	20	AAAC 4/0	14437,5	213

Los seccionadores, normalmente, se encuentran en posición abiertos. En la figura 2.1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación Conejeros, y se observa que los seccionadores se encuentran en la posición normalmente abiertos.

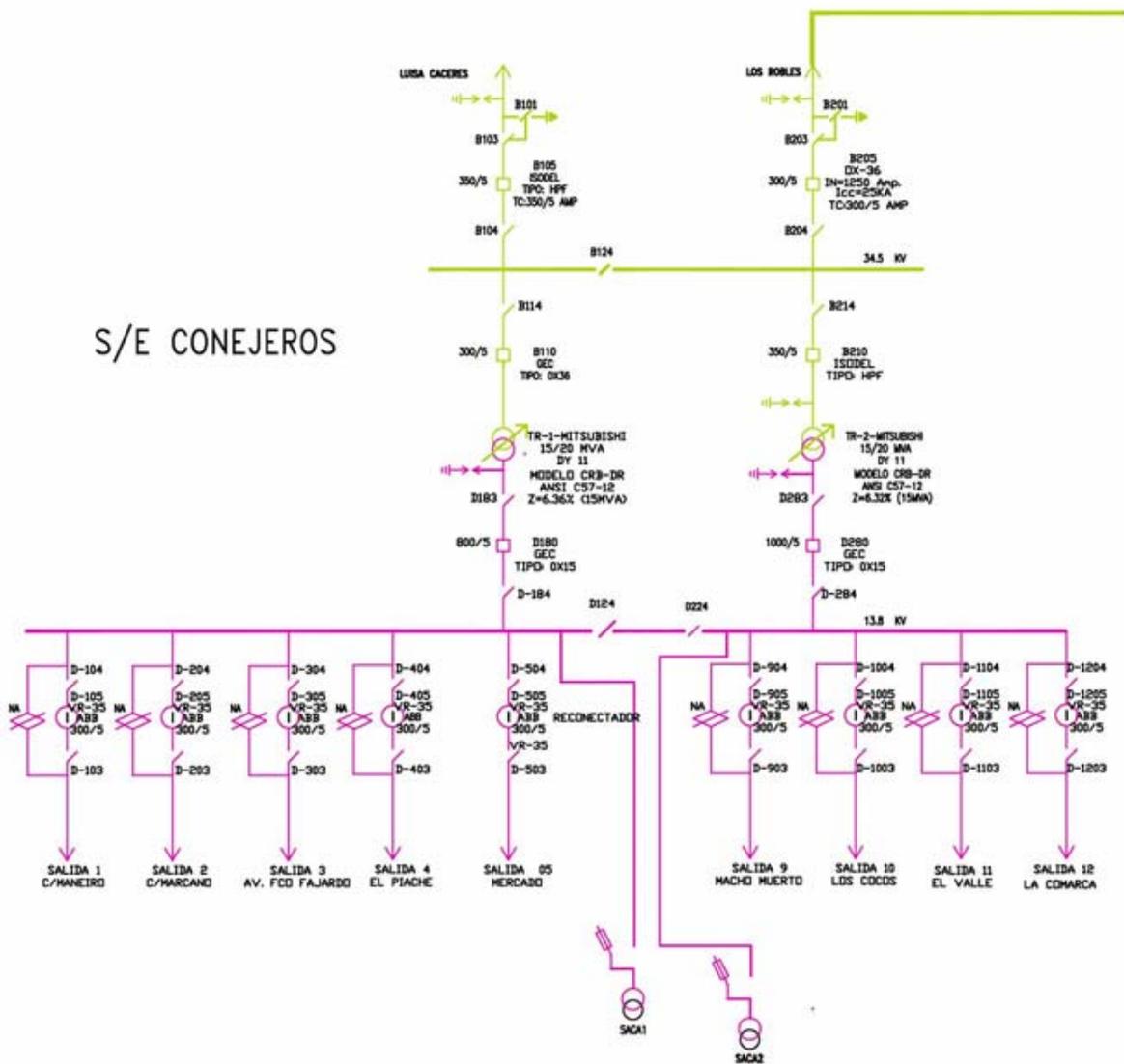


Figura 2.1. Diagrama unifilar subestación Conejeros, SENECA 2008

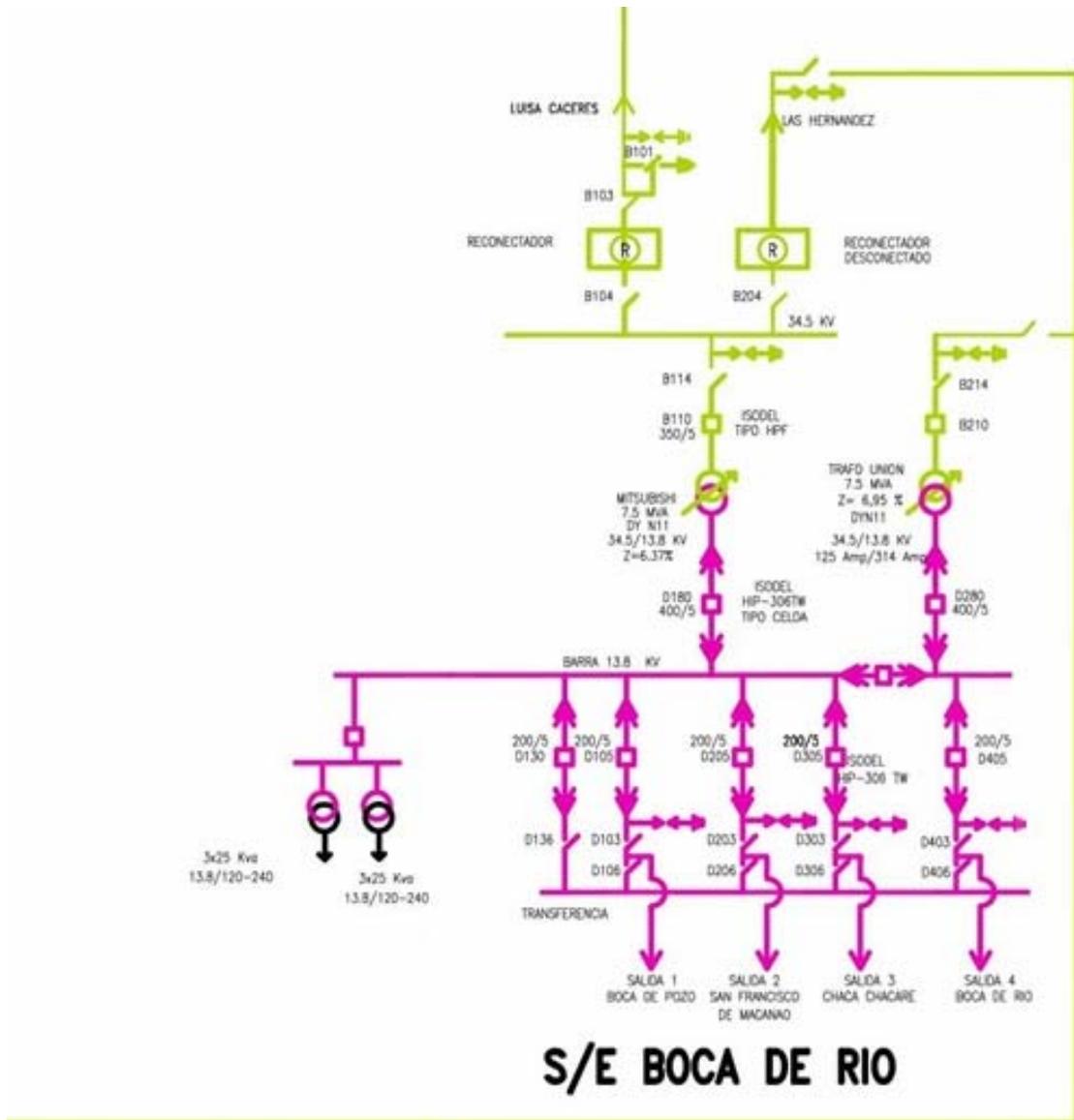
2.2 Subestación Boca de Río.

De la salida 3 de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi parte una línea de transmisión aérea a 34.5 Kv, simple terna, con conductor 350 MCM ACAR, con una longitud de 40.5 km, la cual alimenta a 2 transformadores de 34.5/13.8 Kv, de 7,5 Mva cada uno, en la S/E Boca de Río, se derivan 4 circuitos cuyas características son las siguientes:

Tabla 2.4: Características de los circuitos de 13.8 Kv de S/E Boca de Río.

Características de los circuitos de 13.8 kv de S/E Boca De Río					
Circuitos		Longitud [Kmts]	Conductor	Capacidad Instalada [KVA]	Máxima Demanda [Amp]
°N	Nombre				
1	Boca de Pozo	48.5	AAAC 4/0	6776.5	164
2	SFco de Macanao	40.45	AAAC 4/0	1425	179
3	Boca de Río	38.26	AAAC 4/0	9012.5	266
4	Chacachacare	29.03	AAAC 4/0	6025	220

Los transformadores que operan en esta subestación se mantienen unidos por un interruptor normalmente cerrado como se muestra en la figura 2.2.



20 Kms. Cu # 2/0

Figura 2.2. Diagrama unifilar S/E Boca de Rio, SENECA 2008.

2.3 Subestación Las Hernández.

Esta subestación es alimentada desde la salida 2 de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi por una línea de transmisión aérea, de terna sencilla con un conductor 4/0 ACSR, la cual tiene una longitud de 22 Km, además se conecta a la subestación Boca de Rio, donde se cierra el anillo que forma el sistema de 34.5 kV, mediante una línea aérea con conductor de cobre 2/0, con una longitud de 20 Km.

Esta subestación fue construida para operar con dos transformadores, pero en la actualidad solo existe uno en servicio con una capacidad de 7.5 Mva, de esta barra se derivan cinco circuitos los cuales presentan las siguientes características:

Tabla 2.5: Características de los circuitos de 13.8 Kv de S/E Las Hernández

Características de los circuitos de 13.8 kv de S/E Las Hernández					
Circuitos		Longitud [Kmts]	Conductor	Capacidad Instalada [KVA]	Demanda Máxima [Amp]
°N	Nombre				
1	Camino Real	3.45	AAAC 4/0	2371	51
2	Pto.Int El Guamache	30.9	AAAC 4/0	5055	102
3	El Guamache	12.5	AAAC 4/0	2713	91
4	Pta. De Piedra	15.56	AAAC 4/0	9660	259
5	Las Hernández	19.9	AAAC 4/0	2780	265

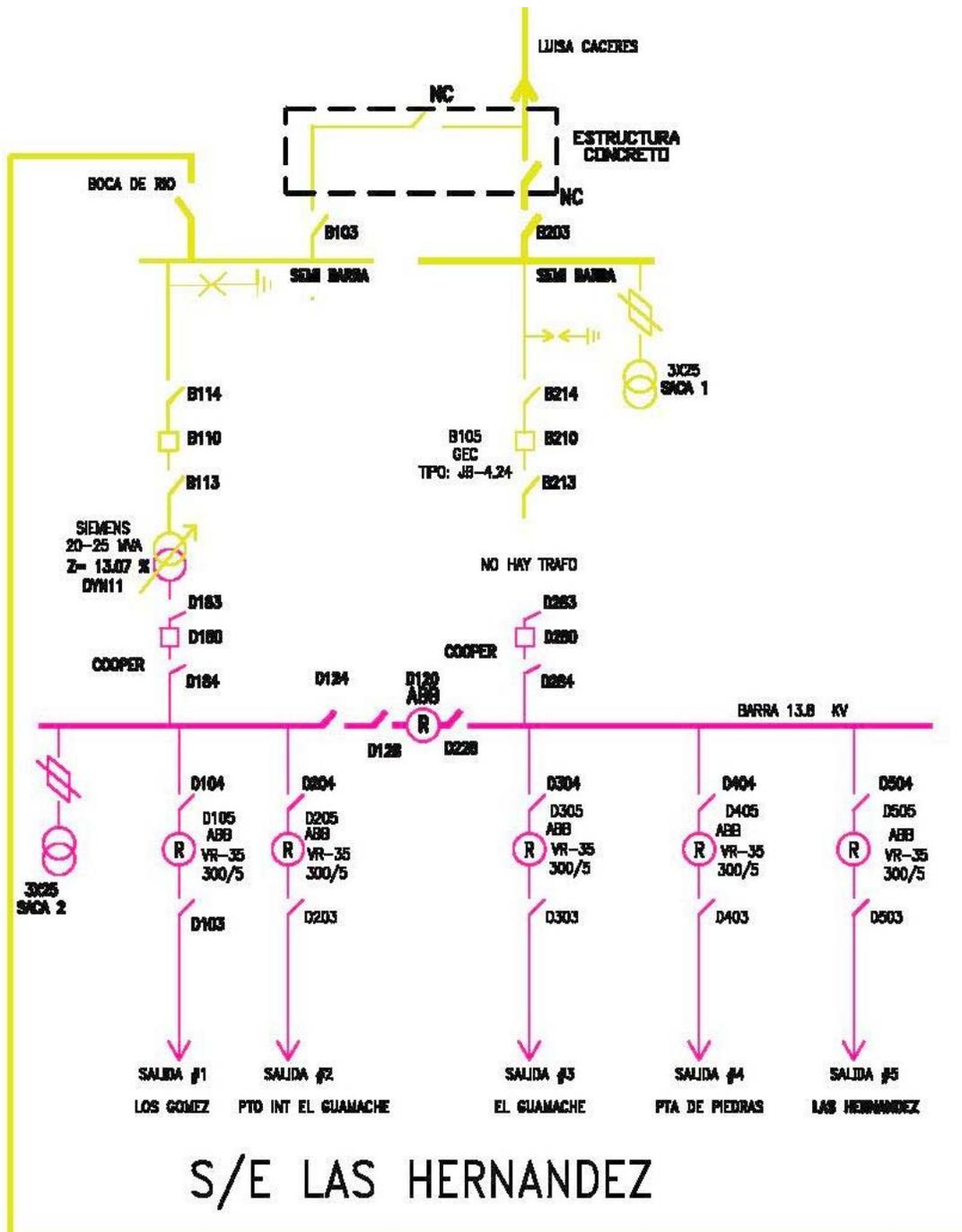


Figura 2.3. Diagrama unifilar S/E las Hernández, SENECA 2008

2.4 Subestación Aeropuerto.

La subestación Aeropuerto presenta la particularidad de ser alimentada por dos partes, es decir, con dos líneas de transmisión distintas: provenientes de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi una de la salida 2, con una longitud de 17.3 km y la otra de la salida 3, con una longitud de 29.3 Km. De esta subestación se derivan cuatro circuitos con las siguientes características:

Tabla 2.6: Características de los circuitos de 13.8 Kv de S/E Aeropuerto.

Características de los circuitos de 13.8 kv de S/E Aeropuerto					
Circuitos		Longitud [Kmts]	Conductor	Capacidad Instalada [KVA]	Máxima Demanda [Amp]
°N	Nombre				
1	Areopuerto	0.8	AAAC 4/0	7000	81
2	Av Aropuerto	39.4	Cu 2/0	7587	71
3	Base Aérea	1	AAAC 4/0	600	333
4	Los Bagres	27.3	AAAC 4/0	7940	258

Esta subestación posee dos transformadores uno de 10 MVA y otro de 7.5 MVA con relación de transformación 34.5/13.8 Kv, los cuales operan en su condición normal por separados; es decir el seccionador de acople B124 se encuentra normalmente abierto.

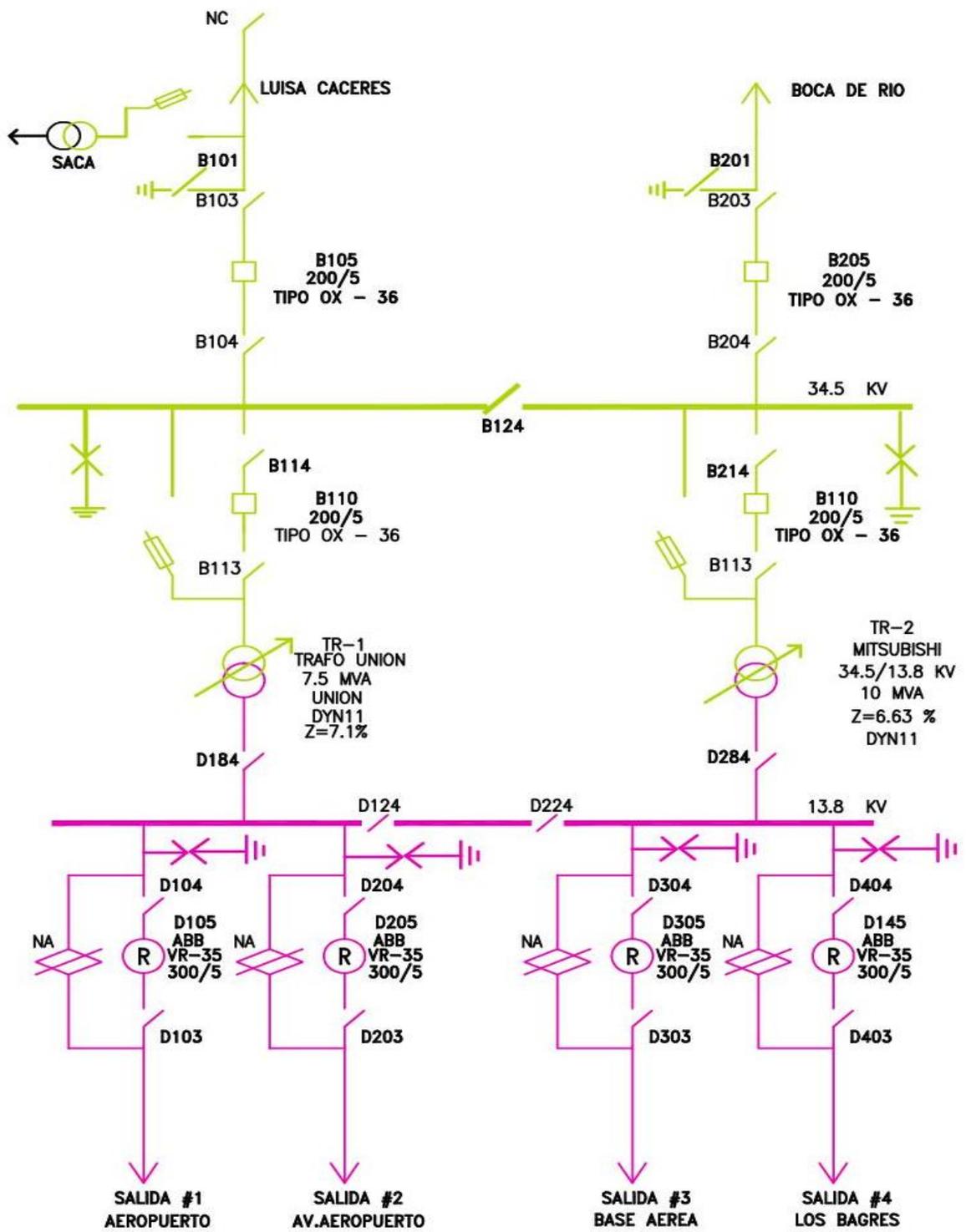


Figura 2.4. Diagrama unifilar S/E Aeropuerto, SENECA 2008

2.5 Subestación El Manglillo

De la subestación Boca de Río, la cual está energizada de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi, parte una línea aérea de 34.5 KV con una longitud de 20.2 km, conductor 4/0 ACSR hasta la población El Manglillo. En esta subestación operará un transformador de 7.5 Mva. De la misma se derivaran dos circuitos de 13.8 KV, los cuales presentan las siguientes características:

Tabla 2.7: Características de los circuitos de 13.8 Kv de S/E El Manglillo

Características de los circuitos de 13.8 kv de S/E Manglillo					
Circuitos		Longitud [Kmts]	Conductor	Capacidad Instalada [KVA]	Demanda Máxima [Amp]
°N	Nombre				
1	Boca de Río	38.26	AAAC 4/0	6025	130
2	Salida dos	29.03	AAAC 4/0	6025	150

Esta subestación todavía está en construcción, no se encuentra en los planos de la empresa.

2.6 Impedancias de los conductores

El cálculo de la impedancia de los conductores se realizará empleando las fórmulas y criterios presente en el "ELECTRICAL TRANSMISION AND DISTRIBUCION REFERENCE BOOKS" De la WESTINGHOUSE, dichas formulas son:

$$Z_1 = Z_2 = ra + j(X_a + X_d) \text{ } (\Omega/\text{fase} * \text{milla}) \quad [2-1]$$

$$Z_0 = r_a + r_e + j(X_a + X_e - 2X_d) \text{ (}\Omega/\text{fase * milla)} \quad [2-2]$$

$$X'_1 = X'_2 = X'_a + X'_d \text{ (}M\Omega * \text{fase * milla)} \quad [2-3]$$

$$B_1 = B_2 = \frac{1}{X'_1} \text{ (Mhos)} \quad [2-4]$$

$$X'_0 = X'_a + X'_e - 2X'_d \text{ (}M\Omega * \text{fase * milla)} \quad [2-5]$$

$$B_0 = 1/X'_0 \text{ (Mhos)} \quad [2-6]$$

$$DMG = \sqrt[3]{d_{AB} * d_{BC} * d_{CA}} \text{ ft} \quad [2-7]$$

Donde

DMG: distancia media geométrica para líneas trifásica (Por medio de este valor determinamos X_d y X'_d), en pies.

$Z_1=Z_2$: Impedancia de secuencia positiva y negativa ($\Omega/\text{fase * milla}$).

r_a : Resistencia del conductor de fase en ($\Omega/\text{fase * milla}$).

X_a : Reactancia inductiva del conductor en ($\Omega/\text{fase * milla}$) a un pie de espaciamiento.

X_d : Reactancia inductiva del conductor en ($\Omega/\text{fase * milla}$) por factor de espaciamiento.

Z_0 : impedancia de secuencia cero en ($\Omega/\text{fase * milla}$).

r_e : resistencia inductiva de secuencia cero en ($\Omega/\text{fase * milla}$).

X_e : reactancia inductiva de secuencia cero en $(\Omega/\text{fase} * \text{milla})$.

$X'_1=X'_2$: Reactancia capacitiva de secuencia positiva y negativa $(M\Omega/\text{fase} * \text{milla})$.

X'_0 : Reactancia capacitiva de secuencia cero en $(M\Omega/\text{fase} * \text{milla})$.

$B_1=B_2$: Susceptancia capacitiva de secuencia positiva y negativa $(Mhos)$.

B_0 : Susceptancia capacitiva de secuencia cero $(Mhos)$.

X'_a : Reactancia capacitiva del conductor en $(M\Omega/\text{fase} * \text{milla})$ a un ft de espaciamiento.

X'_d : Reactancia capacitiva del conductor en $(\Omega/\text{fase} * \text{milla})$ por factor de espaciamiento.

X'_e : reactancia capacitiva de secuencia cero en $(\Omega/\text{fase} * \text{milla})$.

En el anexo A1 se dan los valores tabulados de los parámetros: $r_a, X_a, X_d, r_e, X_e, X_a, X'_d, r'_e, X'_e$, y las configuración de las líneas de transmisión del sistema.

Una vez determinada la impedancia de las líneas $(\Omega/\text{fase} * Km)$ y con la información de las longitudes de las líneas, se determina la impedancia en Ω , con la impedancia en Ω de las líneas se calcula el valor por unidad (pu)

de las impedancias referidas a una base de 100 MVA y 34,5 Kv; para este cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z(pu) = \frac{Z(Linea)\Omega}{Zbase} \quad [2-8]$$

Donde

$$Zbase = \frac{Z(kvbase)^2}{MVAbase} \quad [2-9]$$

En la tabla 2.8 siguiente se muestran los valores por unidad de las características de los conductores.

Tabla 2.8 Datos de la líneas (Impedancia en *PU*) en base 100 MVA y 34.5 KV

Datos de la líneas (Impedancia en <i>PU</i>) en base 100 MVA y 34.5 KV				
Desde (Barra)	Hasta (Barra)	Distancia [KMTS]	Secuencia Positiva y Negativa	Secuencia cero
Nombre	Nombre			
1	2	51	Z=0.0559+j0.1898	Z ₀ =0.1836+j0.5634
BCNYOSC	BCHPT2		B =0.0257	B=0.01608
2	50	6	Z=0.0045+j0.009	Z ₀ =0.0017+j0.0129
BCHPT2	BCHPT1		B=0.013	--
*50	15	30	Z=0.0347+j0.0250	Z ₀ =0.0347+j0.02131
BCHPT1	BLCPRI		B=0.5719	--
24	100	21,3	Z=0.294+j0.881	Z ₀ =0.6125+j2.996
BLCSUBT3	BALBDR		B=0.000848	B=0.00048
100	200	19,3	Z=0.2667+j0.790	Z ₀ =0.554+j2.715
BALBDR	BBDRS/E1		B=0.000769	B=0.000435
100	102	8,3	Z=0.1925+j0.3079	Z ₀ =0.3171+j1.2972
BALBDR	BARPS/E1		B=0.000374	B=0.000239
23	101	12	Z=0.2784+j0.4452	Z ₀ =0.4584+j1.8756
BLCSUBT2	BALHNZ		B=0.000374	B=0.000223
101	104	5,3	Z=0.1229+j0.1964	Z ₀ =0.20246+j0.8284
BALHNZ	BARPS/E3		B=0.000239	B=0.000099
101	300	10	Z=0.232+j0.371	Z ₀ =0.382+j1.597
BALHNZ	BHNZS/E1		B=0.00045	B=0.000186
23	400	4	Z=0.0928+j0.1482	Z ₀ =0.1528+j0.6252
BLCSUBT2	BCNJS/E1		B=0.00018	B=0.000074
BBDRS	BMANGLILLO	20,2	0.46864+j0.74942	0.77164+j0.3226
			0.000904	0.0003757

En las tablas 2.9; 2.10; 2.11; 2.12; 2.13; se encuentran las características de los transformadores:

Tabla 2.9 Datos de los transformadores de la S/E: Luisa Cáceres (Subtransmision)

Datos de los transformadores de la S/E: Luisa Cáceres (Subtransmision)							
Transformador N°	Marca	Tipo	Clase	Voltaje	Capacidad MVA	Impedancia	conexión
							Grupo de conexión
TR13	Pauwels trafo	3φ	Sumergido en aceite	115/34,5	16/20	9,52%	Estrella/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Ynyno
TR14	mitsubishi	3φ	Sumergido en aceite	115/34,5	15/20	6,25%	Estrella/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Ynyno
TR15	Pauwels trafo	3φ	Sumergido en aceite	115/34,5	12	11,60%	Estrella/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Ynyno

Tabla 2.10 Datos de los transformadores de la S/E: Aeropuerto

Datos de los transformadores de la S/E: Aeropuerto							
Transformador N°	Marca	Tipo	Clase	Voltaje	Capacidad MVA	Impedancia	conexión
							Grupo de conexión
TR1	Mitsubishi	3φ	Sumergido en aceite	34,5/13,8	7,5	7,10%	Delta/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Dyn11
TR2	Pauwels	3φ	Sumergido en aceite	34,5/13,8	10	6,63%	Delta/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Dyn11

Tabla 2.11 Datos de los transformadores de la S/E: Boca de Rio

Datos de los transformadores de la S/E: Boca de Rio							
Transformador N°	Marca	Tipo	Clase	Voltaje	Capacidad MVA	Impedancia	conexión
							Grupo de conexión
TR1	Mitsubishi	3φ	Sumergido en aceite	34,5/13,8	7,5	6.37%	Delta/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Dyn11
TR2	Trafo union	3φ	Sumergido en aceite	34,5/13,8	7,5	6,95%	Delta/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Dyn11

Tabla 2.11 Datos de los transformadores de la S/E: Las Hernández

Datos de los transformadores de la S/E: Las Hernández							
Transformador Nº	Marca	Tipo	Clase	Voltaje	Capacidad MVA	Impedancia	conexión
							Grupo de conexión
TR1	Siemens	3φ	Sumergido en aceite	34,5/13,8	20-25	13.07%	Delta/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Dyn11

Tabla 2.12 Datos de los transformadores de la S/E: Conejeros

Datos de los transformadores de la S/E: Conejeros							
Transformador Nº	Marca	Tipo	Clase	Voltaje	Capacidad MVA	Impedancia	conexión
							Grupo de conexión
TR1	Mitsubishi	3φ	Sumergido en aceite	34,5/13,8	15-20	6.36%	Delta/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Dyn11
TR2	Mitsubishi	3φ	Sumergido en aceite	34,5/13,8	15-20	6,32%	Delta/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Dyn11

Tabla 2.13 Datos de los transformadores de la S/E: El Manglillo

Datos de los transformadores de la S/E: El manglillo							
Transformador N°	Marca	Tipo	Clase	Voltaje	Capacidad MVA	Impedancia	conexión
							Grupo de conexión
TR1	mitsubishi	3φ	Sumergido en aceite	34,5/13,8	7,5	6.37%	Delta/Estrella neutro sólidamente aterrado
							Dyn11

Capitulo III Estudio de cortocircuito

3.1 Aspecto General del Corto Circuito.

El cálculo de cortocircuito es esencial para realizar la coordinación o ajuste de protecciones este es el punto de partida para la coordinación. Dependiendo del tamaño y la complejidad de las instalaciones, se pueden hacer por métodos manuales simplificados, con la ayuda de calculadoras de bolsillo o bien empleando paquetes computacionales que permiten ser más precisos y facilitan la tarea del cálculo.

Se produce cortocircuito cuando entre los conductores de una línea o en sistemas con neutro puestos a tierra se unen o chocan provocando que ocurra un paso de corrientes entre ellos. Las causas que producen los cortocircuitos pueden ser de naturaleza mecánica o eléctrica entre éstas se pueden apreciar las siguientes:

- Sobretensión de origen atmosférico.
- Envejecimientos prematuros de los aislamientos.
- Falsos contactos y conexiones.
- Presencia de elementos corrosivos.
- Errores humanos.
- Humedad.
- Presencia de roedores

Al momento de ocurrir el cortocircuito se ocasiona corrientes de magnitudes muy elevadas, las cuales no solo afectan a él o los elemento donde ocurre, sino todo lo que esté conectado al punto de falla y la gravedad

del daño depende de la cercanía a la cual se tenga a ella, esto pueden generar tensiones bajas o nulas en el sistema lo cual afectaría el buen funcionamiento del servicio eléctrico. Al no ser atendida a tiempo, esta falla puede ocasionar muchos problemas como la destrucción parcial o total de cualquier equipo como transformadores, barras entre otros.

Se pueden distinguir estos casos:

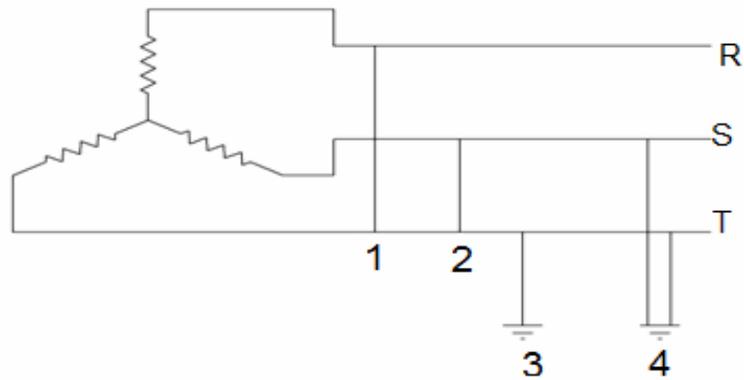


Figura 3.1 Casos de fallas.

1. Falta línea línea o trifásica.
2. Falta dos líneas.
3. Falta línea a tierra.
4. Línea a tierra devuelta por tierra.

Principalmente son de interés las fallas trifásicas de falla a tierra, considerando las condiciones del sistema que producen las corrientes de cortocircuito máxima, es decir el propósito de los cálculos de cortocircuito es:

1. Determinar el esfuerzo impuesto sobre los equipos de interrupción, tales como interruptores y fusibles.

2. Aplicar los resultados a los relevadores y dispositivos de protección.
3. Coordinar los dispositivos de protección.
4. Determinar los esfuerzos mecánicos y térmicos sobre cables, barras, ductos entre otros.
5. Determinar las características de operación de los grandes convertidores síncronos.
6. Determinar la mínima corriente de cortocircuito.

Un sistema eléctrico está constituido básicamente por fuentes productoras de energía, elementos de transformación, líneas de transmisión y redes de distribución así como los elementos de consumo (cargas) que eléctricamente hablando se pueden dividir en elementos activos (fuentes) y elementos pasivos (en general las impedancias de los distintos elementos) es decir se consideran como elementos activos o fuentes suministradoras de las corrientes de corto circuito a:

- ◆ Generadores
- ◆ Motores síncronos
- ◆ Motores de inducción
- ◆ Compañía suministradora de energía eléctrica.

3.1.1 Los Generadores.

Estos se encuentran acoplados a un primo-motores o turbinas los cuales generan el movimiento necesario para producir electricidad, estos se mantienen en movimiento cuando ocurre el cortocircuito en la instalación alimentada por el generador, al mantener excitado el campo esto produce

corrientes de elevada magnitud, cuyo nivel son limitados por la impedancia del generador y las impedancias asociadas al punto de falla.

3.1.2 Motores Síncronos:

Estos motores tienen un devanado de campo excitado por corriente directa y un estator por donde circula corriente alterna. Cuando se produce el cortocircuito el voltaje de éste decae provocando que el motor deje de entregar energía mecánica y se comienza a frenar; cuando esto está sucediendo el motor comienza a funcionar como un generador y entrega una corriente de corto circuito al punto de falla por varios ciclos después de haber ocurrido ésta, la magnitud de esta corriente depende de la impedancia del mismo generador y de la del sistema en el punto del cortocircuito.

3.1.3 Motores de Inducción:

Estos se comportan de forma muy similar a los motores síncronos, es decir mantienen la inercia al momento de ocurrir la falla. El campo en estos motores es producido por una fuente externa, al ocurrir el cortocircuito es como si hubiera sido removida pero el flujo en el rotor no puede decaer instantáneamente porque la corriente en un inductor no puede variar a cero instantáneamente, al seguir en movimiento esto aporta corriente de corto circuito al punto de falla hasta que desaparezca el flujo producido por el estator lo cual dura algunos ciclos, los niveles de estas corrientes depende de la impedancia del mismo y de la del sistema en el punto del cortocircuito que es aproximadamente igual a la de arranque con rotor bloqueado.

3.2 Alimentación de la Fuente de Suministro de la Red:

El suministro de energía eléctrica a las industrias, comercios y residencias se hace por lo general de una fuente externa, esto se hace en alta tensión y pasa a través del transformador de la subestación. La compañía suministradora en el punto de conexión a la industria, representa un equivalente de Thevenin de toda la red que se encuentra detrás, por lo que es en realidad una fuente importante de contribución de corriente de cortocircuito. La compañía suministradora es la encargada de proporcionar en el punto de conexión el valor de la potencia a la corriente de cortocircuito, como un valor equivalente de la red o sistema detrás de ese punto.

Son elementos pasivos o limitadores de las corrientes de cortocircuito, los siguientes:

- ◆ Las impedancias de las máquinas rotatorias (generadores, convertidores síncronos, motores síncronos y de inducción).
- ◆ Las impedancias de las líneas de transmisión, redes de distribución, transformadores y en general todo tipo de reactores y resistencias limitadoras.

3.2.1 Reactancia en las Máquinas Rotatorias.

Cuando un generador experimenta un cortocircuito en este se puede apreciar mediante un oscilograma tres periodos a los cuales les corresponde las siguientes reactancias.

- a) **Reactancia subtransitoria:** es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante en que ocurre el cortocircuito, determina el valor de la corriente que circula durante los primeros pocos ciclos después de la falla.

- b) **Reactancia transitoria:** esta reactancia determina la corriente que sigue al periodo cuando la reactancia subtransitoria decae. La reactancia transitoria es efectiva después de uno y medio ciclos, esto, dependiendo del diseño de la máquina.

- c) **Reactancia síncrona o permanente:** esta es la que determina la corriente que circula cuando se llega a la condición de estado permanente. No es efectiva hasta después de varios segundos de que ocurre el cortocircuito. Por lo que generalmente no se toma en cuenta para estos estudios.

En la figura 3.2 se muestra un oscilograma del aporte de cada una de las reactancias y el periodo en el cual ocurren

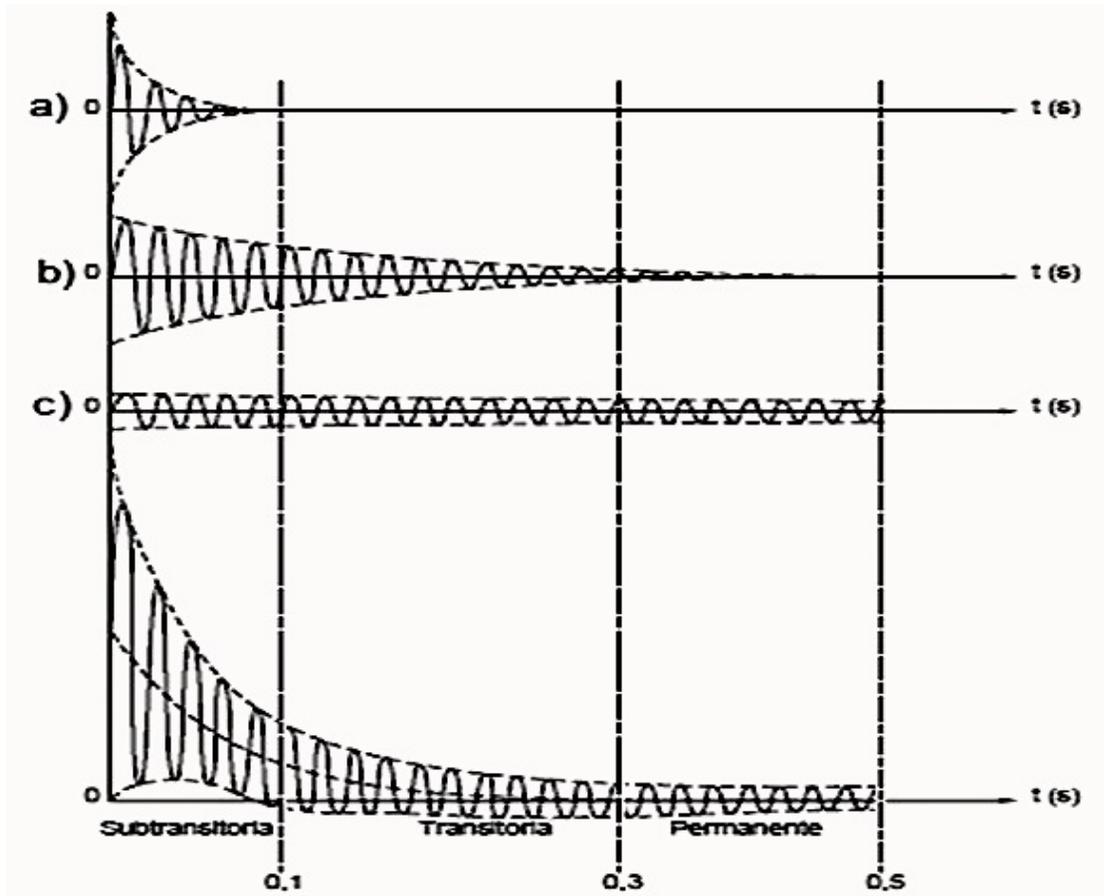


Figura 3.2. Aporte de las reactancias vs periodo en el que ocurren

3.3 Corriente de Cortocircuito Simétrica y Asimétrica:

Las palabras simétricas y asimétricas describen la forma de las ondas de corrientes alterna, alrededor de su eje cero. Si las envolventes de las picos de las ondas de corrientes son simétricos alrededor del eje cero, se les denomina envolventes de corrientes simétrica; si las envolventes no son simétricos alrededor del eje cero, se les denomina entonces envolventes de corrientes asimétricas. Las características de estas corrientes se pueden apreciar en la figura 3.3

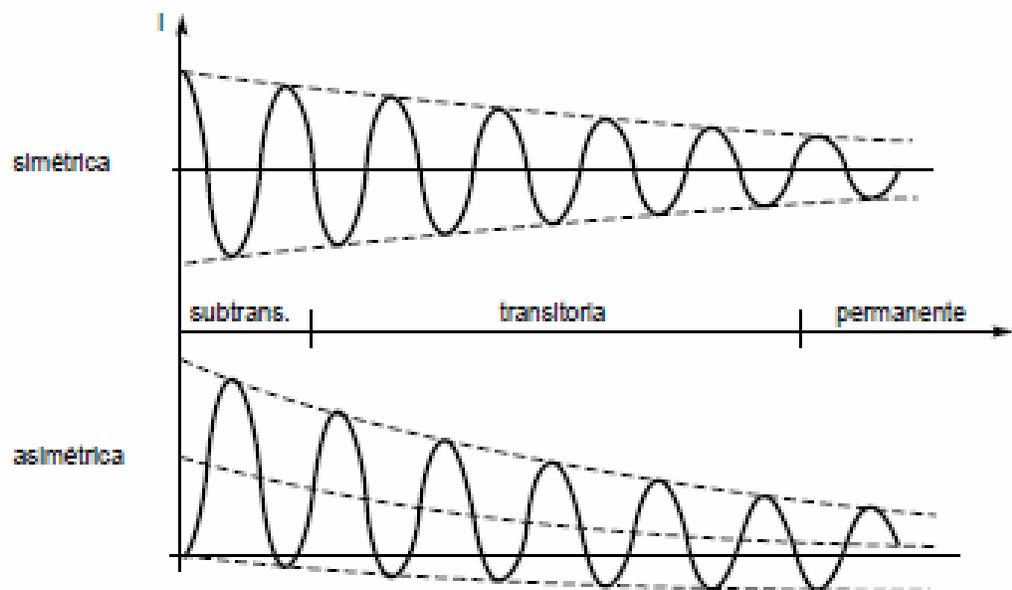


Figura 3.3 Oscilograma de corriente de corto circuito

3.3.1 Tipo de falla

Las fallas o cortocircuitos, que se pueden presentar en los sistemas eléctricos de potencias son las siguientes:

3.3.2 Fallas Simétricas.

Consiste en un cortocircuito simétrico que describe la condición en las que las tres fases se unen físicamente con un valor cero impedancia entre ellas. Aun cuando este tipo de falla no es la más frecuente en ocurrencia, resulta por lo general, la de mayor valor.

En términos generales, el cálculo de las corrientes estacionarias de un cortocircuito trifásico en una red equilibrada se puede desarrollar a partir de los métodos de análisis de circuitos eléctricos.

3.3.3 Fallas Asimétricas.

La mayoría de las fallas que ocurren en los sistemas de potencia, son las fallas asimétricas que consisten en cortocircuitos asimétricos, que originan desbalance entre las fases. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son: Fallas monofásicas o línea a tierra, fallas línea a línea y fallas doble línea a tierra.

3.3.4 Bus infinito

El bus infinito es una idealización de un sistema de potencia, el cual es tan grande que en él no varían ni el voltaje ni la frecuencia, siendo ideal la magnitud de las potencias activas o reactivas que se toman o suministran a él. Puede pensarse en el bus infinito como una máquina equivalente de grandes dimensiones, que nada que se haga sobre él puede causarle mucho efecto.

3.4 Simulación en Etap

El paquete computacional Etap es un software destinado al análisis de sistemas eléctricos de potencias, el cual posee varios módulos. En este capítulo utilizaremos el de cortocircuito.

Para cargar los valores del sistema o describir el mismo, gracias a que este simulador es bastante amigable se procede a dibujar el sistema colocando todos sus componentes, algunos elementos fueron remplazados por un equivalente que en principios arrojaría los mismos resultados, es decir las líneas de transmisión se trataron como impedancia tomando en cuenta sus valores característicos.

Este programa permite realizar el cálculo de cortocircuito según dos tipos de normas ANSI y IEC. Para mantener armonía con los criterios empleados en la empresa, los cálculos solo se realizaron tomando en cuenta la norma ANSI, aunque la variación entre normas no debería ser tan elevada, ya que en principio son lo mismo estudios y cálculos.

El estudio de cortocircuito, según la empresa, se pedía que se mantuviera cierta validez en el tiempo, debido a esto se empleó el criterio de bus infinito el cual fue explicado en párrafos anteriores.

Para la simulación se utiliza un elemento llamado "grid", el cual representa la empresa suministradora, que es quien limita el nivel de cortocircuito, en nuestro caso todos los generadores existentes en la planta Luisa Cáceres y el cable submarino el cual conecta este sistema con el nacional, en este elemento se cargó un valor de corriente y potencia de cortocircuito bastante elevado para cumplir con el criterio de bus infinito.

En la figura 3.4 se presenta el esquema representado en el simulador con los valores y elementos cargados en el simulador:

Para tomar en cuenta la situación más críticas se realizaron varios escenarios de simulación, en cada simulación se mostrará el resultado en forma del diagrama con todos los elementos y un reporte el cual genera el ETAP. Al realizar la corrida por cada condición hay un estudio de cortocircuito trifásico y uno monofásico a medio ciclo.

3.4.1 Escenario 1 de simulación: condiciones normales de operación:

- Tr13 y tr14 de la S/E Luisa Cáceres energizados operando en paralelo.
- El transformador TR1 de la S/E Conejeros está alimentado por el circuito 3 Conejeros de las S/E Luisa Cáceres.
- El transformador TR1 de la S/E Aeropuerto está alimento por el circuito 01 de la S/E Luisa Cáceres.
- El transformador TR2 de la S/E Aeropuerto está alimentado por el circuito 02 de la S/E Luisa Cáceres.
- El seccionador B124 (Barra 34.5 kV) de la S/E Aeropuerto abierto.
- El seccionador D224 (Barra 13.8 kV) de la S/E Aeropuerto abierto.

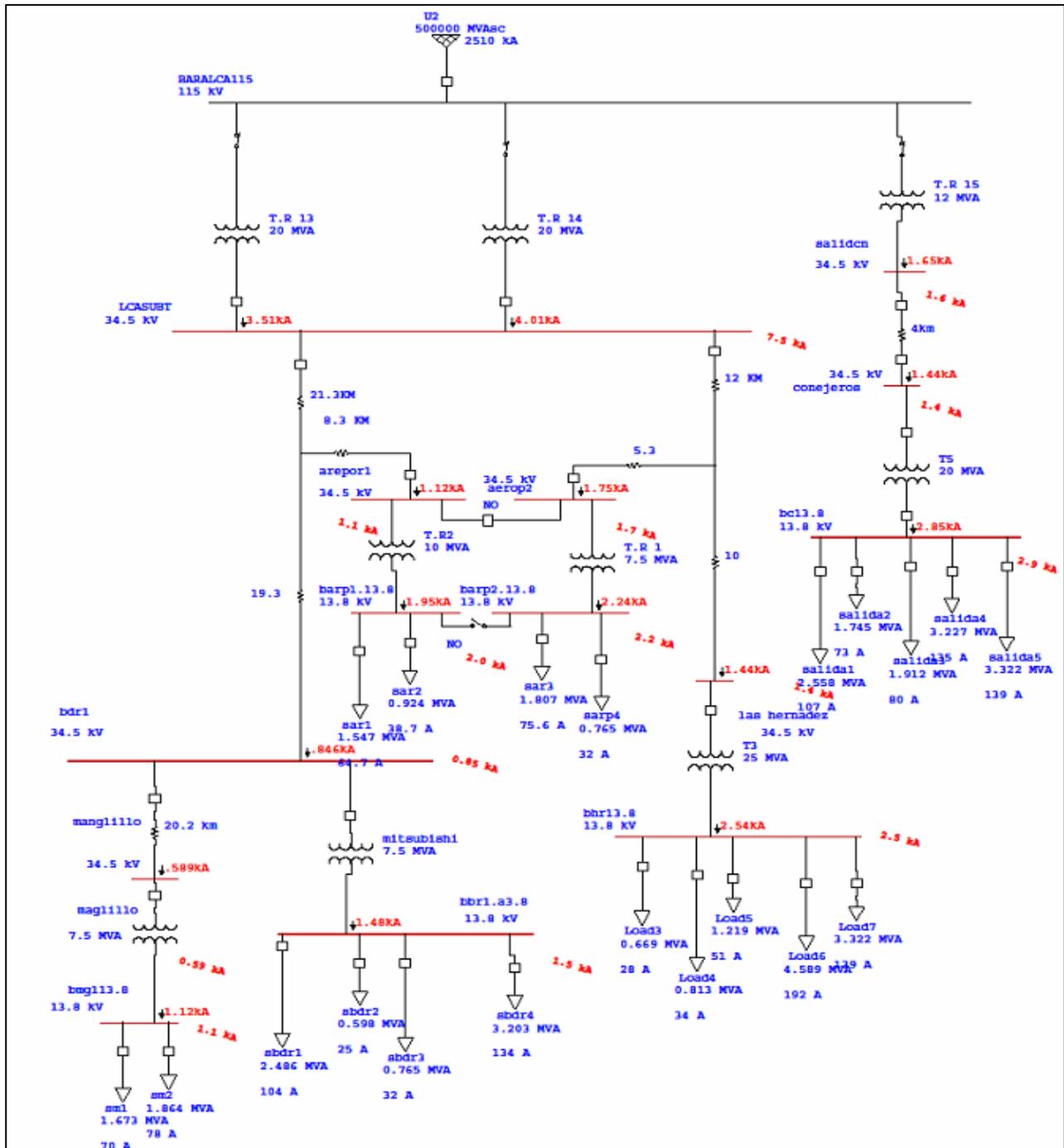


Figura 3.5 Simulación cortocircuito trifásico condición normal. ETAP

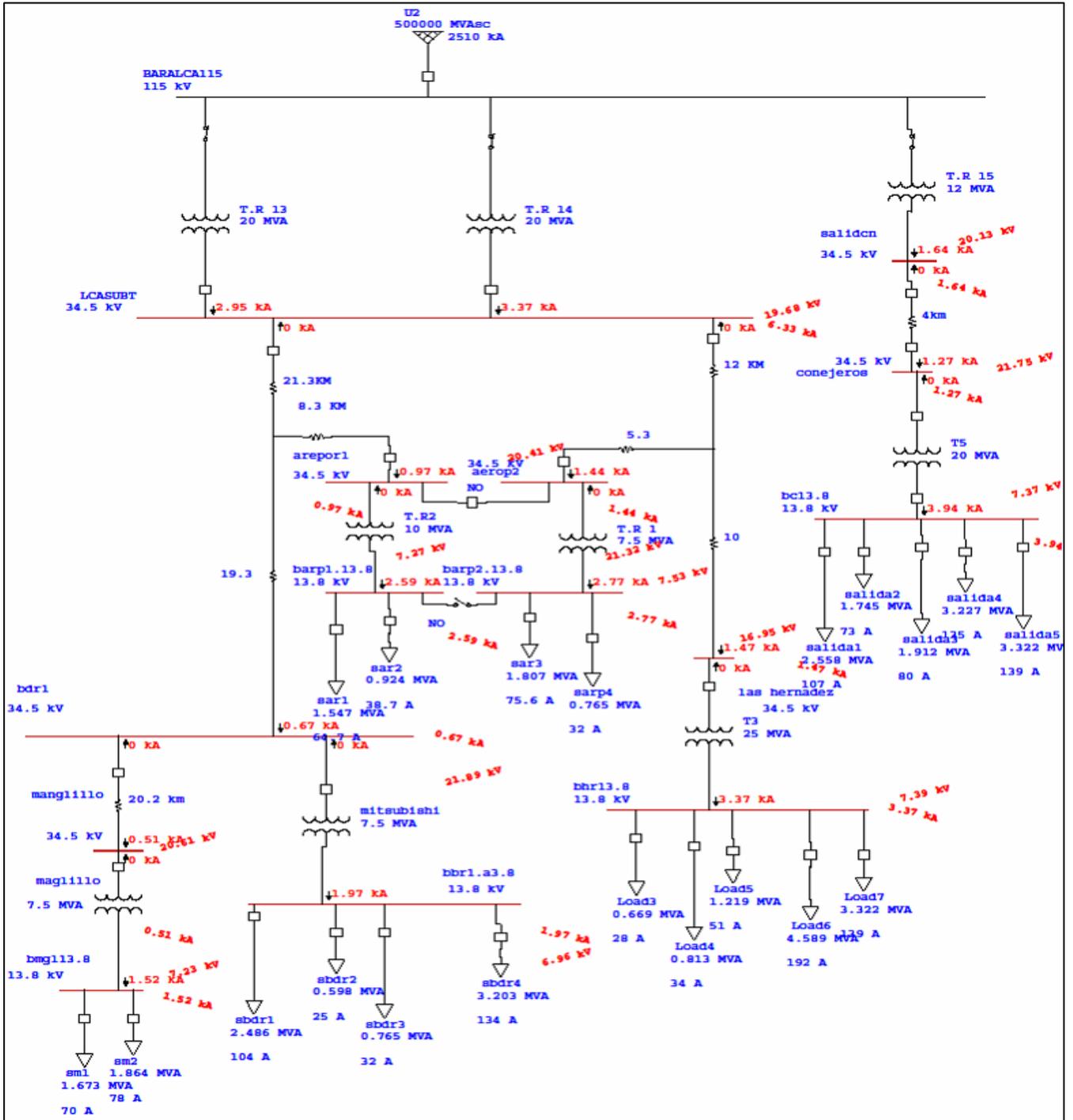


Figura 3.6 Simulación cortocircuito monofásico condición normal. ETAP

Reportes generados por el simulador ETAP.

Tabla 3.1 Resultado cortocircuito trifásico condición normal.

<u>Momentary Duty Summary Report</u>												
3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100% of the Bus Base Voltage)												
Bus		Device			Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Svmm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asvmm. kA rms	Asvmm. kA Crest	Svmm. kA rms	Asvmm. kA rms	Asvmm. kA Crest	
aerop2	34.500	aerop2	Bus	1.748	2.1	1.048	1.832	3.022				
arepor1	34.500	arepor1	Bus	1.118	2.8	1.103	1.234	2.103				
barp1.13.8	13.800	barp1.13.8	Bus	1.953	3.8	1.178	2.301	3.978				
barp2.13.8	13.800	barp2.13.8	Bus	2.237	3.8	1.174	2.625	4.538				
bbr1.a3.8	13.800	bbr1.a3.8	Bus	1.481	3.0	1.117	1.654	2.832				
bc13.8	13.800	bc13.8	Bus	2.854	9.2	1.417	4.043	6.900				
bdr1	34.500	bdr1	Bus	0.846	3.3	1.140	0.964	1.659				
bhr13.8	13.800	bhr13.8	Bus	2.536	2.9	1.110	2.814	4.806				
bmgl13.8	13.800	bmgl13.8	Bus	1.118	3.2	1.134	1.268	2.179				
conejeros	34.500	conejeros	Bus	1.438	8.1	1.385	1.992	3.412				
las hernandez	34.500	las Hernández	Bus	1.445	2.0	1.044	1.508	2.475				
LCASUBT	34.500	LCASUBT	Bus	7.527	18.6	1.558	11.724	19.634				
manglillo	34.500	manglillo	Bus	0.589	2.5	1.081	0.637	1.075				
salidcn	34.500	salidcn	Bus	1.648	18.6	1.558	2.568	4.300				

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.
 Protective device duty is calculated based on total fault current
 * Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability

Tabla 3.2 Resultados cortocircuito monofásico condición normal.

Short-Circuit Summary Report

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage

Bus ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
		Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
aerop2	34.50	0.754	-1.577	1.748	0.678	-1.272	1.441	1.365	0.653	1.514	-1.670	-0.122	1.675
arepor1	34.50	0.373	-1.054	1.118	0.388	-0.887	0.969	0.913	0.323	0.969	-1.105	0.057	1.107
barp1.13.8	13.80	0.493	-1.890	1.953	0.600	-2.524	2.594	1.637	0.427	1.691	1.273	2.320	2.646
barp2.13.8	13.80	0.574	-2.162	2.237	0.620	-2.698	2.769	1.872	0.497	1.937	1.562	2.282	2.766
bbr1.a3.8	13.80	0.467	-1.405	1.481	0.635	-1.865	1.971	1.217	0.405	1.283	-1.711	0.981	1.973
bc13.8	13.80	0.310	-2.837	2.854	0.410	-3.914	3.935	2.457	0.268	2.472	2.158	3.423	4.046
bdr1	34.50	0.245	-0.810	0.846	0.217	-0.629	0.665	0.701	0.212	0.733	-0.797	0.044	0.799
bhr13.8	13.80	0.823	-2.398	2.536	0.984	-3.220	3.367	2.077	0.713	2.196	1.508	3.143	3.486
bmg113.8	13.80	0.331	-1.068	1.118	0.418	-1.462	1.520	0.925	0.287	0.969	0.653	1.439	1.580
conejeros	34.50	0.177	-1.427	1.438	0.200	-1.250	1.266	1.236	0.153	1.245	-1.341	0.402	1.400
las hernandez	34.50	0.641	-1.295	1.445	0.869	-1.186	1.470	1.122	0.555	1.251	-1.646	-0.053	1.646
LCASUBT	34.50	0.404	-7.516	7.527	1.399	-6.170	6.326	6.509	0.350	6.518	-7.411	2.174	7.723
manglillo	34.50	0.216	-0.548	0.589	0.215	-0.461	0.508	0.475	0.187	0.510	-0.578	0.010	0.578
salidcn	34.50	0.089	-1.646	1.648	0.164	-1.636	1.645	1.426	0.077	1.428	-1.544	0.733	1.709

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

3.4.2 Escenario 2 de simulación:

- Tr13 y tr14 de las S/E Luisa Cáceres energizados operando en paralelo.
- los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Aeropuerto alimentados por el circuito 1 (Boca de Río) de la S/E Luisa Cáceres.
- Seccionador B124 (Barra 34.5kV) de las S/E Aeropuerto cerrado.
- Seccionador D224 (Barra 13.8kV) de la S/E Aeropuerto abierto.
- El transformador TR1 de la S/E Conejeros está alimentado por el circuito 03 (Conejeros) de la S/E Luisa Cáceres.

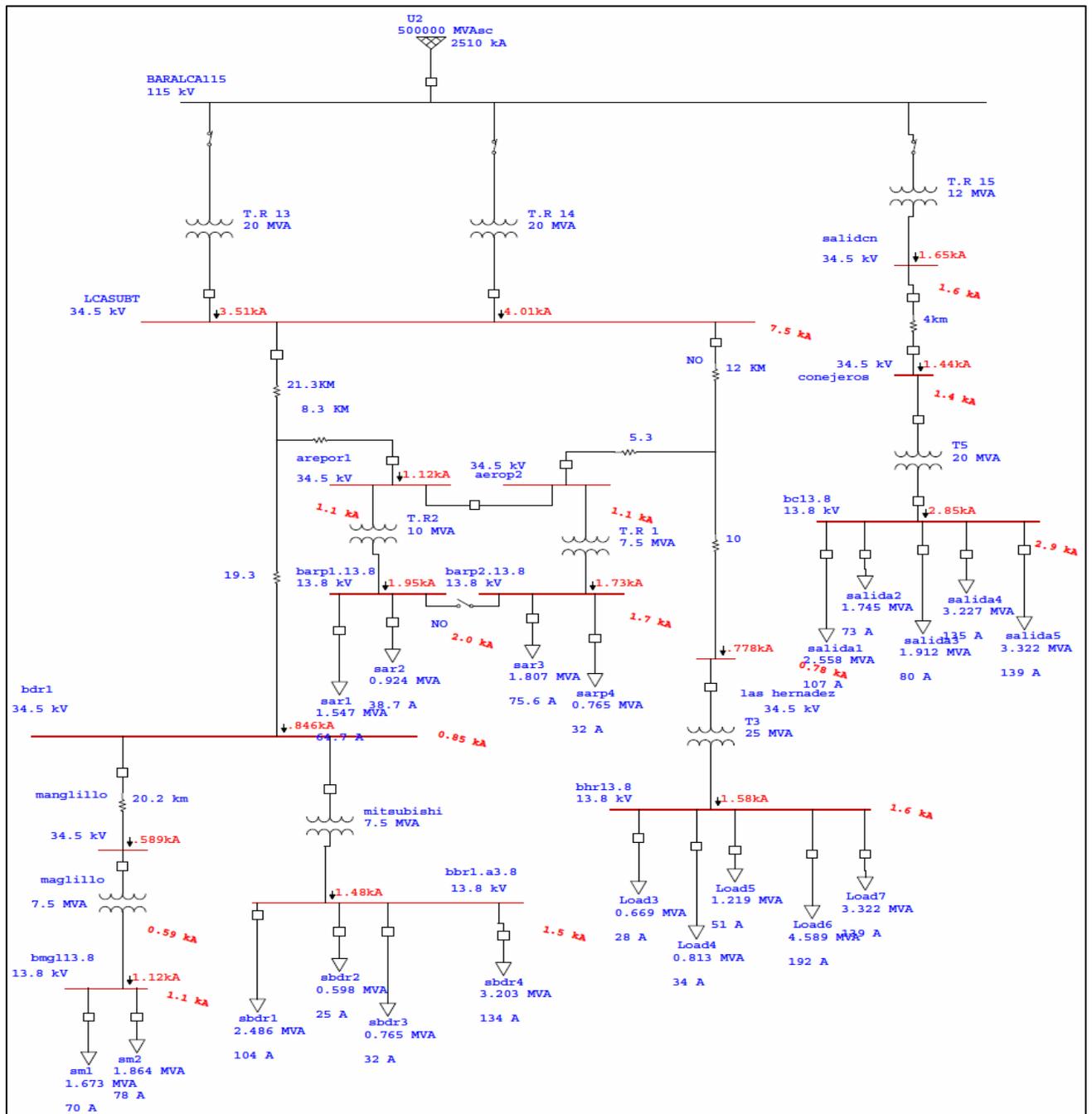


Figura 3.7 Simulación cortocircuito trifásico escenario 2.ETAP

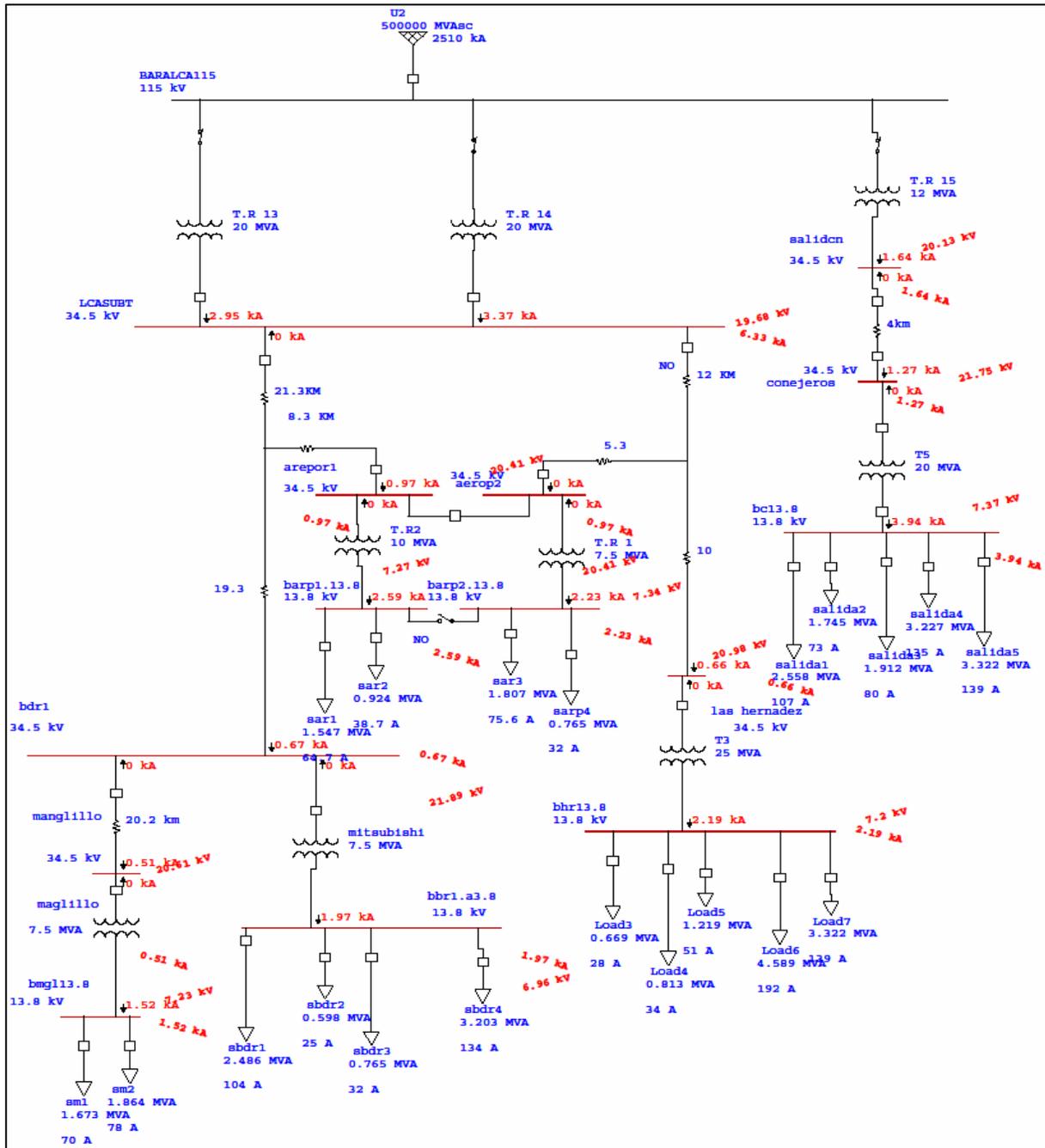


Figura 3.8 Simulación cortocircuito monofásico escenario 2.ETAP

Tabla 3.3 Resultados cortocircuito trifasico escenario 2.

<u>Momentary Duty Summary Report</u>												
3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)												
Bus		Device		Momentary Duty					Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	
aerop2	34.500	aerop2	Bus	1.118	2.8	1.103	1.234	2.103				
arepor1	34.500	arepor1	Bus	1.118	2.8	1.103	1.234	2.103				
barp1.13.8	13.800	barp1.13.8	Bus	1.953	3.8	1.178	2.301	3.978				
barp2.13.8	13.800	barp2.13.8	Bus	1.727	4.2	1.201	2.075	3.593				
bbr1.a3.8	13.800	bbr1.a3.8	Bus	1.481	3.0	1.117	1.654	2.832				
bc13.8	13.800	bc13.8	Bus	2.854	9.2	1.417	4.043	6.900				
bdr1	34.500	bdr1	Bus	0.846	3.3	1.140	0.964	1.659				
bhr13.8	13.800	bhr13.8	Bus	1.581	2.9	1.108	1.751	2.988				
bmgl13.8	13.800	bmgl13.8	Bus	1.118	3.2	1.134	1.268	2.179				
conejeros	34.500	conejeros	Bus	1.438	8.1	1.385	1.992	3.412				
las hernandez	34.500	las hernandez	Bus	0.778	2.3	1.066	0.829	1.388				
LCASUBT	34.500	LCASUBT	Bus	7.527	18.6	1.558	11.724	19.634				
manglillo	34.500	manglillo	Bus	0.589	2.5	1.081	0.637	1.075				
salidcn	34.500	salidcn	Bus	1.648	18.6	1.558	2.568	4.300				

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability

Tabla 3.4 Resultados cortocircuito monofasico escenario 2

<u>Short-Circuit Summary Report</u>														
1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents														
Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage														
Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	
aerop2	34.50	0.373	-1.054	1.118	0.388	-0.887	0.969	0.913	0.323	0.969	-1.105	0.057	1.107	
arepor1	34.50	0.373	-1.054	1.118	0.388	-0.887	0.969	0.913	0.323	0.969	-1.105	0.057	1.107	
barp1.13.8	13.80	0.493	-1.890	1.953	0.600	-2.524	2.594	1.637	0.427	1.691	1.273	2.320	2.646	
barp2.13.8	13.80	0.403	-1.680	1.727	0.468	-2.176	2.226	1.455	0.349	1.496	1.191	1.889	2.233	
bbr1.a3.8	13.80	0.467	-1.405	1.481	0.635	-1.865	1.971	1.217	0.405	1.283	-1.711	0.981	1.973	
bc13.8	13.80	0.310	-2.837	2.854	0.410	-3.914	3.935	2.457	0.268	2.472	2.158	3.423	4.046	
bdr1	34.50	0.245	-0.810	0.846	0.217	-0.629	0.665	0.701	0.212	0.733	-0.797	0.044	0.799	
bhr13.8	13.80	0.518	-1.494	1.581	0.672	-2.089	2.194	1.294	0.448	1.369	0.832	2.177	2.331	
bmg113.8	13.80	0.331	-1.068	1.118	0.418	-1.462	1.520	0.925	0.287	0.969	0.653	1.439	1.580	
conejeros	34.50	0.177	-1.427	1.438	0.200	-1.250	1.266	1.236	0.153	1.245	-1.341	0.402	1.400	
las bernas	34.50	0.305	-0.716	0.778	0.288	-0.590	0.657	0.620	0.265	0.674	-0.753	-0.015	0.753	
LCASUBT	34.50	0.404	-7.516	7.527	1.399	-6.170	6.326	6.509	0.350	6.518	-7.411	2.174	7.723	
mangillo	34.50	0.216	-0.548	0.589	0.215	-0.461	0.508	0.475	0.187	0.510	-0.578	0.010	0.578	
salidcn	34.50	0.089	-1.646	1.648	0.164	-1.636	1.645	1.426	0.077	1.428	-1.544	0.733	1.709	

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

3.4.3 Escenario 3 de simulación:

- TR13 y TR14 de la S/E Luisa Cáceres energizados operando en paralelo.
- El transformador TR1 de la S/E Conejeros está alimentado por el transformador tr15 S/E Luisa Cáceres.
- Los transformadores TR1 Y TR2 de la S/E Aeropuerto alimentado por el circuito 2 (Las Hernández) de la S/E Luisa Cáceres.
- Seccionador B124 (Barra 34.5 Kv) de la S/E Aeropuerto cerrado.
- Seccionador D224 (Barra 13.8 Kv) de la S/E Aeropuerto abierto.

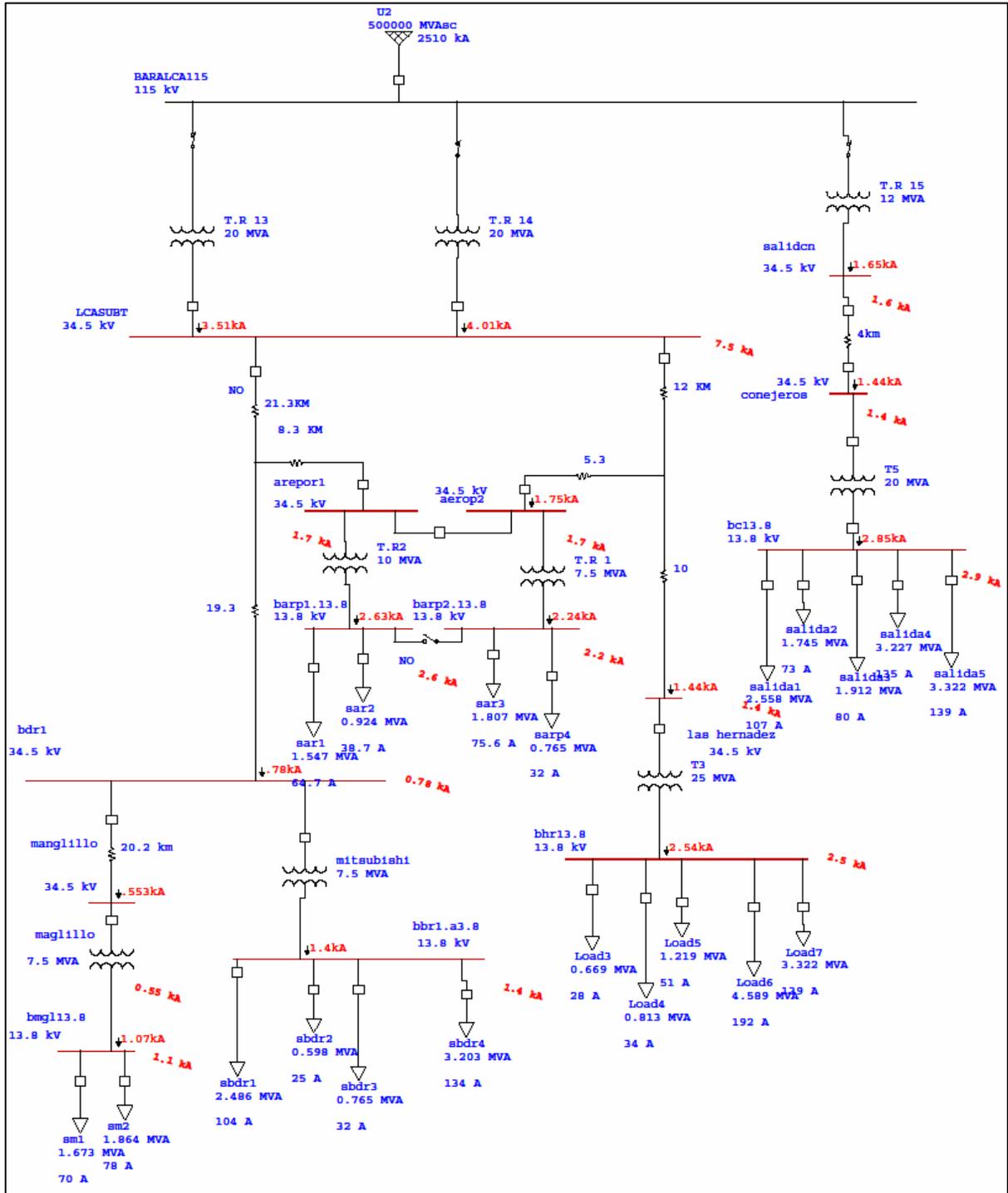


Figura 3.9 Simulación cortocircuito trifásico escenario 3.ETAP

Tabla 3.5 Resultados cortocircuito trifásico escenario 3

<u>Momentary Duty Summary Report</u>												
3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)												
Bus		Device		Momentary Duty					Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	
aerop2	34.500	aerop2	Bus	1.748	2.1	1.048	1.832	3.022				
arepor1	34.500	arepor1	Bus	1.748	2.1	1.048	1.832	3.022				
barp1.13.8	13.800	barp1.13.8	Bus	2.628	3.3	1.143	3.003	5.170				
barp2.13.8	13.800	barp2.13.8	Bus	2.237	3.8	1.174	2.625	4.538				
bbr1.a3.8	13.800	bbr1.a3.8	Bus	1.397	2.3	1.064	1.485	2.481				
bc13.8	13.800	bc13.8	Bus	2.854	9.2	1.417	4.043	6.900				
bdr1	34.500	bdr1	Bus	0.780	2.2	1.059	0.826	1.375				
bhr13.8	13.800	bhr13.8	Bus	2.536	2.9	1.110	2.814	4.806				
bmgl13.8	13.800	bmgl13.8	Bus	1.072	2.6	1.085	1.162	1.966				
conejeros	34.500	conejeros	Bus	1.438	8.1	1.385	1.992	3.412				
las hemader	34.500	las hemader	Bus	1.445	2.0	1.044	1.508	2.475				
LCASUBT	34.500	LCASUBT	Bus	7.527	18.6	1.558	11.724	19.634				
manglillo	34.500	manglillo	Bus	0.553	2.0	1.044	0.577	0.948				
salidcn	34.500	salidcn	Bus	1.648	18.6	1.558	2.568	4.300				

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability

Tabla 3.6 Resultados cortocircuito monofásico escenario 3

<u>Short-Circuit Summary Report</u>														
1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents														
Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage														
Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	
aerop2	34.50	0.754	-1.577	1.748	0.678	-1.272	1.441	1.365	0.653	1.514	-1.670	-0.122	1.675	
arepor1	34.50	0.754	-1.577	1.748	0.678	-1.272	1.441	1.365	0.653	1.514	-1.670	-0.122	1.675	
barp1.13.8	13.80	0.753	-2.518	2.628	0.853	-3.250	3.360	2.181	0.652	2.276	1.727	2.929	3.400	
barp2.13.8	13.80	0.574	-2.162	2.237	0.620	-2.698	2.769	1.872	0.497	1.937	1.562	2.282	2.766	
bbr1.a3.8	13.80	0.555	-1.281	1.397	0.739	-1.718	1.870	1.110	0.481	1.209	0.558	1.783	1.868	
bc13.8	13.80	0.310	-2.837	2.854	0.410	-3.914	3.935	2.457	0.268	2.472	2.158	3.423	4.046	
bdr1	34.50	0.317	-0.712	0.780	0.176	-0.476	0.507	0.617	0.274	0.675	0.557	0.452	0.718	
bhr13.8	13.80	0.823	-2.398	2.536	0.984	-3.220	3.367	2.077	0.713	2.196	1.508	3.143	3.486	
bmg113.8	13.80	0.386	-1.000	1.072	0.490	-1.380	1.465	0.866	0.334	0.928	0.544	1.442	1.541	
conejeros	34.50	0.177	-1.427	1.438	0.200	-1.250	1.266	1.236	0.153	1.245	-1.341	0.402	1.400	
las hemadez	34.50	0.641	-1.295	1.445	0.869	-1.186	1.470	1.122	0.555	1.251	-1.646	-0.053	1.646	
LCASUBT	34.50	0.404	-7.516	7.527	1.399	-6.170	6.326	6.509	0.350	6.518	-7.411	2.174	7.723	
manglillo	34.50	0.245	-0.496	0.553	0.172	-0.372	0.410	0.429	0.212	0.479	0.363	0.361	0.512	
salidcn	34.50	0.089	-1.646	1.648	0.164	-1.636	1.645	1.426	0.077	1.428	-1.544	0.733	1.709	

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

3.4.4 Escenario 4 de simulación:

- TR13 y TR14 de la S/E Luisa Cáceres energizados operando en paralelo.
- El transformador TR1 de la S/E Conejeros está alimentado por el transformador tr15 de la S/E Luisa Cáceres de Arismendi.
- Los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Aeropuerto operando en paralelo y alimentados por el circuito 3 (Boca de Rio) de la S/E Luisa Cáceres.
- Seccionador B124 (Barra 34.5kV) de la S/E Aeropuerto cerrado.
- Seccionador D224 (Barra 13.8kV) de la S/E Aeropuerto cerrado.

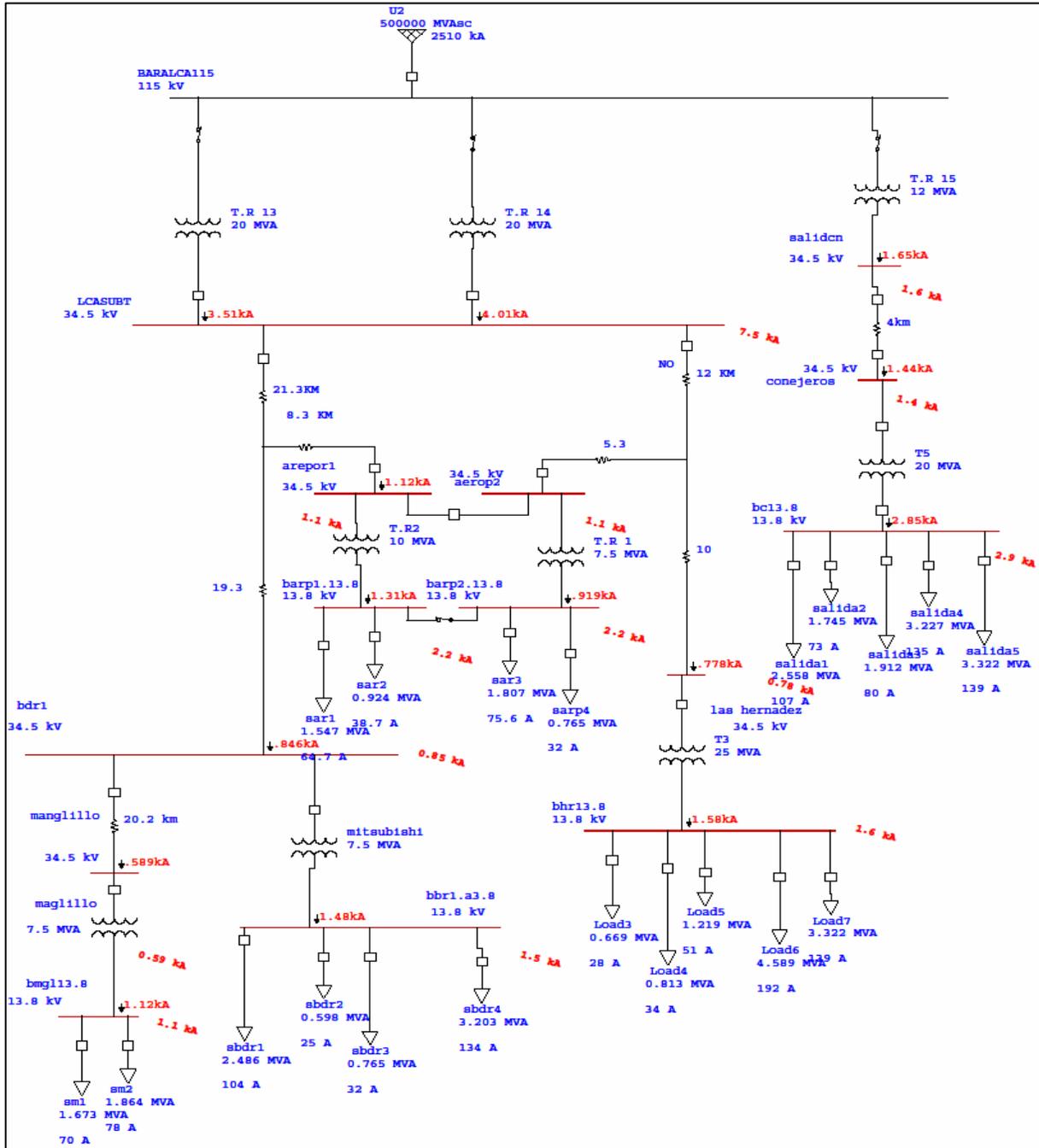


Figura 3.11 Simulación cortocircuito trifásico escenario 4.ETAP

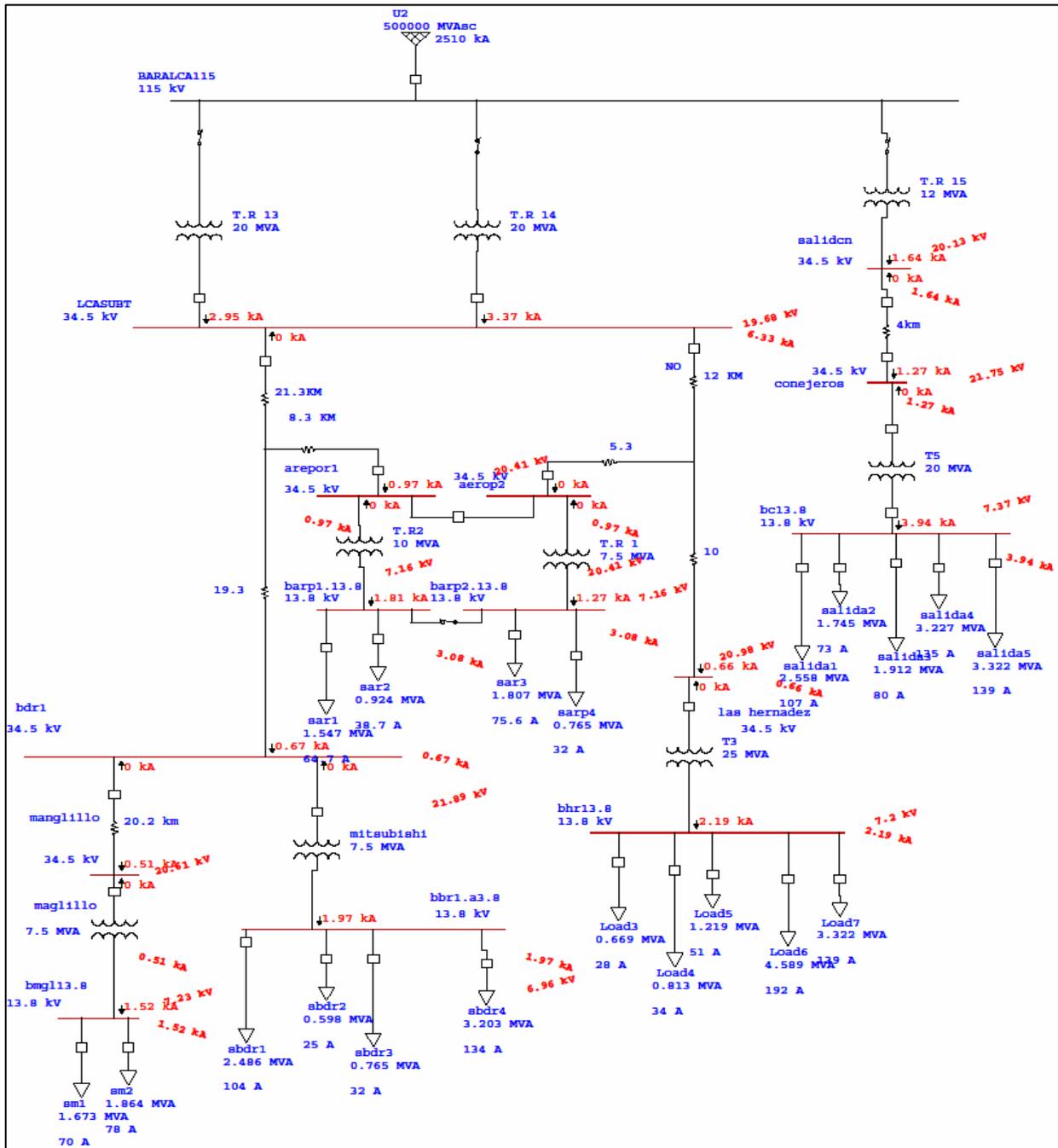


Figura 3.12 Simulación cortocircuito monofásico escenario 4.ETAP

Tabla 3.7 Resultados cortocircuito trifásico escenario 4

<u>Momentary Duty Summary Report</u>												
3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)												
Bus		Device		Momentary Duty					Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	
aerop2	34.500	aerop2	Bus	1.118	2.8	1.103	1.234	2.103				
arepor1	34.500	arepor1	Bus	1.118	2.8	1.103	1.234	2.103				
barp1.13.8	13.800	barp1.13.8	Bus	2.232	3.4	1.149	2.564	4.419				
barp2.13.8	13.800	barp2.13.8	Bus	2.232	3.4	1.149	2.564	4.419				
bbr1.a3.8	13.800	bbr1.a3.8	Bus	1.481	3.0	1.117	1.654	2.832				
bc13.8	13.800	bc13.8	Bus	2.854	9.2	1.417	4.043	6.900				
bdr1	34.500	bdr1	Bus	0.846	3.3	1.140	0.964	1.659				
bhr13.8	13.800	bhr13.8	Bus	1.581	2.9	1.108	1.751	2.988				
bmgl13.8	13.800	bmgl13.8	Bus	1.118	3.2	1.134	1.268	2.179				
conejeros	34.500	conejeros	Bus	1.438	8.1	1.385	1.992	3.412				
las hemadez	34.500	las hemadez	Bus	0.778	2.3	1.066	0.829	1.388				
LCASUBT	34.500	LCASUBT	Bus	7.527	18.6	1.558	11.724	19.634				
manglillo	34.500	manglillo	Bus	0.589	2.5	1.081	0.637	1.075				
salidcn	34.500	salidcn	Bus	1.648	18.6	1.558	2.568	4.300				

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability

Tabla 3.8 Resultados cortocircuito monofásico escenario 4

<u>Short-Circuit Summary Report</u>													
1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents													
Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage													
Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
aerop2	34.50	0.373	-1.054	1.118	0.388	-0.887	0.969	0.913	0.323	0.969	-1.105	0.057	1.107
arepor1	34.50	0.373	-1.054	1.118	0.388	-0.887	0.969	0.913	0.323	0.969	-1.105	0.057	1.107
barp1.13.8	13.80	0.624	-2.142	2.232	0.810	-2.972	3.081	1.855	0.541	1.933	1.296	2.961	3.232
barp2.13.8	13.80	0.624	-2.142	2.232	0.810	-2.972	3.081	1.855	0.541	1.933	1.296	2.961	3.232
bbr1.a3.8	13.80	0.467	-1.405	1.481	0.635	-1.865	1.971	1.217	0.405	1.283	-1.711	0.981	1.973
bc13.8	13.80	0.310	-2.837	2.854	0.410	-3.914	3.935	2.457	0.268	2.472	2.158	3.423	4.046
bdr1	34.50	0.245	-0.810	0.846	0.217	-0.629	0.665	0.701	0.212	0.733	-0.797	0.044	0.799
bhr13.8	13.80	0.518	-1.494	1.581	0.672	-2.089	2.194	1.294	0.448	1.369	0.832	2.177	2.331
bmgl13.8	13.80	0.331	-1.068	1.118	0.418	-1.462	1.520	0.925	0.287	0.969	0.653	1.439	1.580
conejeros	34.50	0.177	-1.427	1.438	0.200	-1.250	1.266	1.236	0.153	1.245	-1.341	0.402	1.400
las hemandez	34.50	0.305	-0.716	0.778	0.288	-0.590	0.657	0.620	0.265	0.674	-0.753	-0.015	0.753
LCASUBT	34.50	0.404	-7.516	7.527	1.399	-6.170	6.326	6.509	0.350	6.518	-7.411	2.174	7.723
manglillo	34.50	0.216	-0.548	0.589	0.215	-0.461	0.508	0.475	0.187	0.510	-0.578	0.010	0.578
salidcn	34.50	0.089	-1.646	1.648	0.164	-1.636	1.645	1.426	0.077	1.428	-1.544	0.733	1.709

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

3.4.5 Escenario 5 de simulación:

- TR13 y TR14 de la S/E Luisa Cáceres energizados operando en paralelo.
- El transformador TR1 de la S/E Conejeros está alimentado por el transformador tr15 de la S/E Luisa Cáceres de Arismendi.
- Los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Aeropuerto operando en paralelo y alimentados por el circuito 2 (las Hernández) de la S/E Luisa Cáceres.
- Seccionador B124 (Barra 34.5kV) de la S/E Aeropuerto cerrado.
- Seccionador D224 (Barra 13.8kV) de la S/E Aeropuerto cerrado.

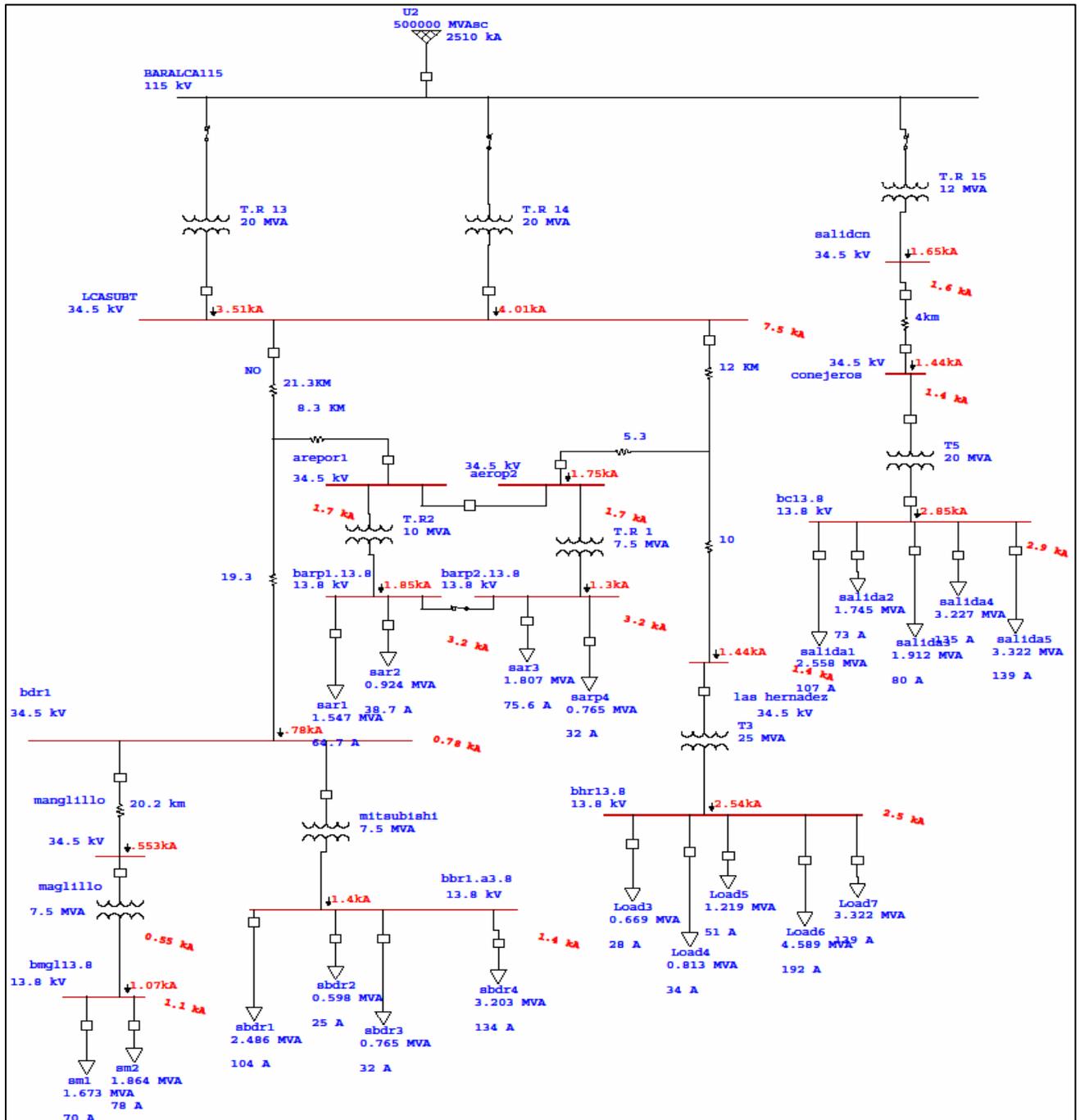


Figura 3.13 Simulación cortocircuito trifásico escenario 5 .ETAP

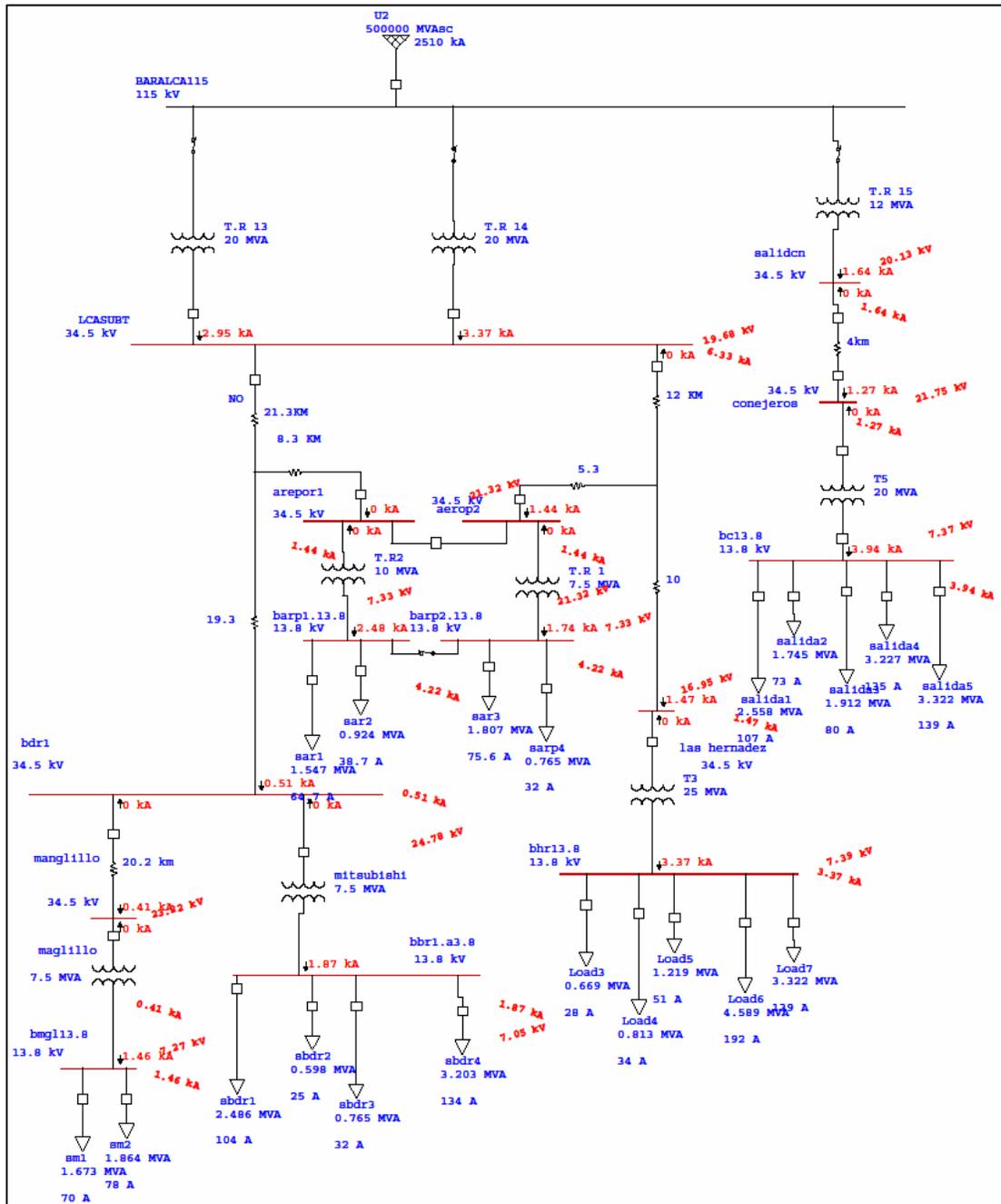


Figura 3.14 Simulación cortocircuito monofásico escenario 5.ETAP

Tabla 3.9 Resultados cortocircuito trifásico escenario 5.

Momentary Duty Summary Report												
3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)												
Bus		Device		Momentary Duty					Device Capability			
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	
aerop2	34.500	aerop2	Bus	1.748	2.1	1.048	1.832	3.022				
arepor1	34.500	arepor1	Bus	1.748	2.1	1.048	1.832	3.022				
barp1.13.8	13.800	barp1.13.8	Bus	3.152	2.9	1.105	3.482	5.939				
barp2.13.8	13.800	barp2.13.8	Bus	3.152	2.9	1.105	3.482	5.939				
bbr1.a3.8	13.800	bbr1.a3.8	Bus	1.397	2.3	1.064	1.485	2.481				
bc13.8	13.800	bc13.8	Bus	2.854	9.2	1.417	4.043	6.900				
bdr1	34.500	bdr1	Bus	0.780	2.2	1.059	0.826	1.375				
bhr13.8	13.800	bhr13.8	Bus	2.536	2.9	1.110	2.814	4.806				
bmgl13.8	13.800	bmgl13.8	Bus	1.072	2.6	1.085	1.162	1.966				
conejeros	34.500	conejeros	Bus	1.438	8.1	1.385	1.992	3.412				
las hernandez	34.500	las hernandez	Bus	1.445	2.0	1.044	1.508	2.475				
LCASUBT	34.500	LCASUBT	Bus	7.527	18.6	1.558	11.724	19.634				
manglillo	34.500	manglillo	Bus	0.553	2.0	1.044	0.577	0.948				
salidcn	34.500	salidcn	Bus	1.648	18.6	1.558	2.568	4.300				

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability

Tabla 3.10 Resultados cortocircuito monofásico escenario 5.

Short-Circuit Summary Report														
1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents														
Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage														
Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	
aerop2	34.50	0.754	-1.577	1.748	0.678	-1.272	1.441	1.365	0.653	1.514	-1.670	-0.122	1.675	
arepor1	34.50	0.754	-1.577	1.748	0.678	-1.272	1.441	1.365	0.653	1.514	-1.670	-0.122	1.675	
barp1.13.8	13.80	1.043	-2.974	3.152	1.277	-4.020	4.218	2.576	0.903	2.729	1.797	3.985	4.372	
barp2.13.8	13.80	1.043	-2.974	3.152	1.277	-4.020	4.218	2.576	0.903	2.729	1.797	3.985	4.372	
bbr1.a3.8	13.80	0.555	-1.281	1.397	0.739	-1.718	1.870	1.110	0.481	1.209	0.558	1.783	1.868	
bc13.8	13.80	0.310	-2.837	2.854	0.410	-3.914	3.935	2.457	0.268	2.472	2.158	3.423	4.046	
bdrl	34.50	0.317	-0.712	0.780	0.176	-0.476	0.507	0.617	0.274	0.675	0.557	0.452	0.718	
bhr13.8	13.80	0.823	-2.398	2.536	0.984	-3.220	3.367	2.077	0.713	2.196	1.508	3.143	3.486	
bmgl13.8	13.80	0.386	-1.000	1.072	0.490	-1.380	1.465	0.866	0.334	0.928	0.544	1.442	1.541	
conejeros	34.50	0.177	-1.427	1.438	0.200	-1.250	1.266	1.236	0.153	1.245	-1.341	0.402	1.400	
las hernandez	34.50	0.641	-1.295	1.445	0.869	-1.186	1.470	1.122	0.555	1.251	-1.646	-0.053	1.646	
LCASUBT	34.50	0.404	-7.516	7.527	1.399	-6.170	6.326	6.509	0.350	6.518	-7.411	2.174	7.723	
manglillo	34.50	0.245	-0.496	0.553	0.172	-0.372	0.410	0.429	0.212	0.479	0.363	0.361	0.512	
salidcn	34.50	0.089	-1.646	1.648	0.164	-1.636	1.645	1.426	0.077	1.428	-1.544	0.733	1.709	

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

3.4.6 Escenario 6 de simulación:

- Tr13 y tr14 de la S/E Luisa Cáceres energizados operando en paralelo.
- El transformador TR1 de la S/E Conejeros está alimentado por el transformador tr15 de la S/E Luisa Cáceres de Arismendi.
- El transformador TR1 de la S/E Aeropuerto esta alimento por el circuito 02 (Las Hernández) de la S/E Luisa Cáceres.
- El transformador TR2 de la S/E Aeropuerto está alimentado por el circuito 03 (Boca de Río) de la S/E Luisa Cáceres.
- Seccionador B124 (Barra 34.5 kV) de la S/E Aeropuerto cerrado.
- Seccionador D224 (Barra 13.8 kV) de la S/E Aeropuerto cerrado

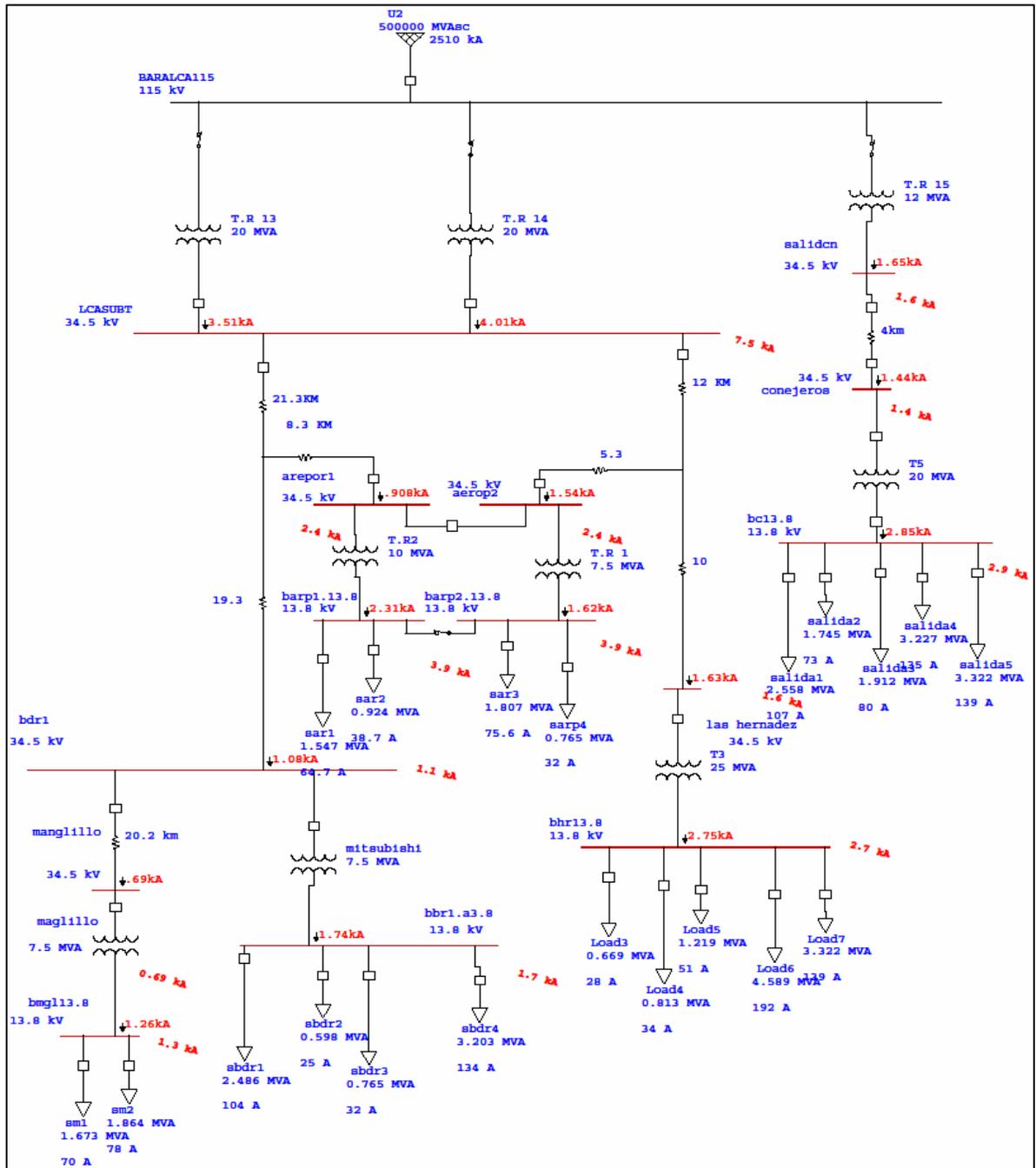


Figura 3.15 Simulación cortocircuito trifásico escenario 6.ETAP

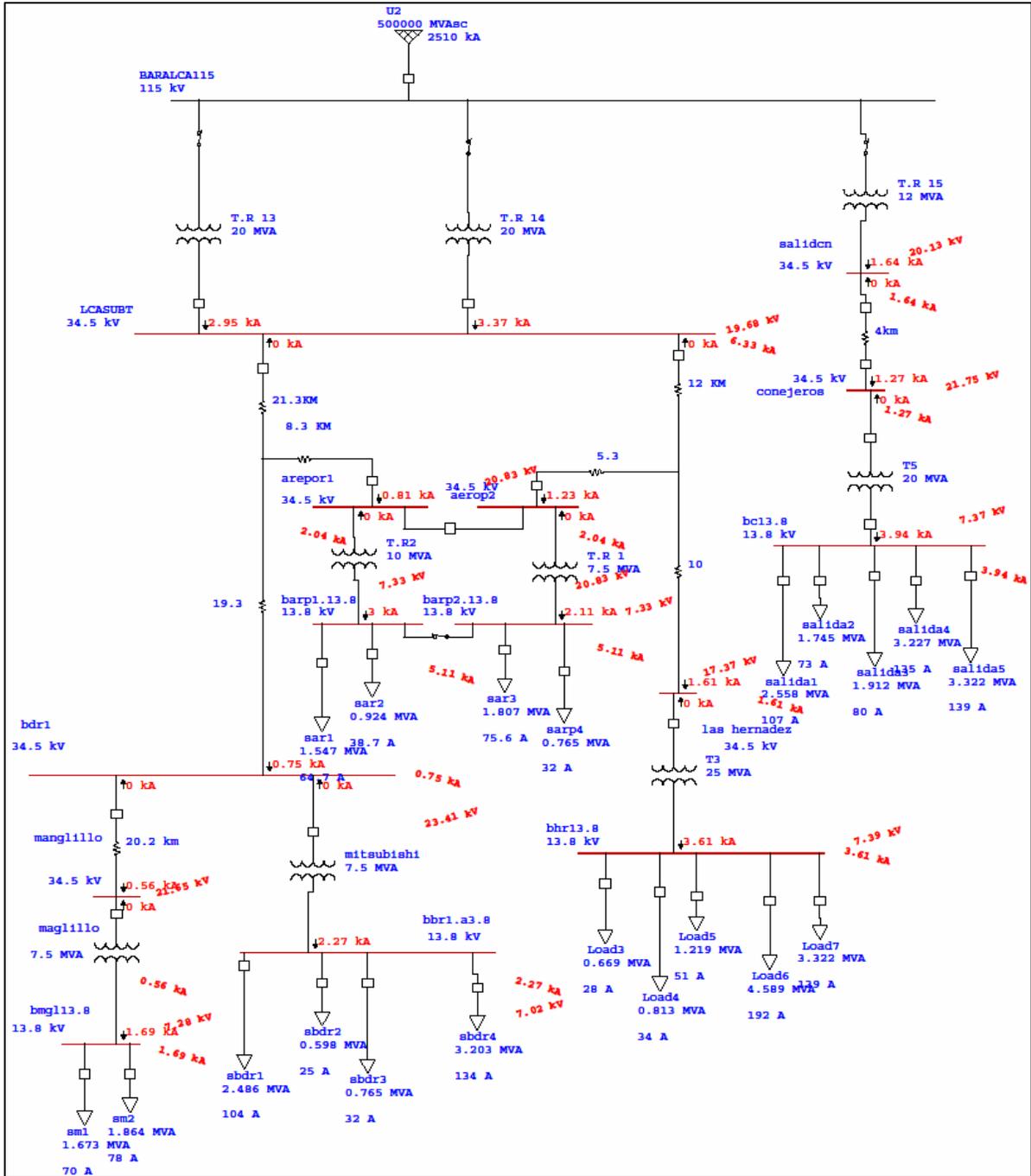


Figura 3.16 Simulación cortocircuito monofásico escenario 6.ETAP

Tabla 3.11 Resultados cortocircuito trifásico escenario 6.

<u>Momentary Duty Summary Report</u>												
3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)												
Bus		Device			Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Crest	
aerop2	34.500	aerop2	Bus	2.441	2.8	1.097	2.679	4.557				
arepor1	34.500	arepor1	Bus	2.441	2.8	1.097	2.679	4.557				
barp1.13.8	13.800	barp1.13.8	Bus	3.929	4.0	1.189	4.671	8.082				
barp2.13.8	13.800	barp2.13.8	Bus	3.929	4.0	1.189	4.671	8.082				
bbr1.a3.8	13.800	bbr1.a3.8	Bus	1.740	2.8	1.104	1.921	3.275				
bc13.8	13.800	bc13.8	Bus	2.854	9.2	1.417	4.043	6.900				
bdr1	34.500	bdr1	Bus	1.075	3.1	1.123	1.208	2.071				
bhr13.8	13.800	bhr13.8	Bus	2.748	3.2	1.135	3.118	5.359				
bmg113.8	13.800	bmg113.8	Bus	1.260	3.1	1.126	1.419	2.433				
conejeros	34.500	conejeros	Bus	1.438	8.1	1.385	1.992	3.412				
las hemandez	34.500	las hemandez	Bus	1.631	2.2	1.055	1.720	2.853				
LCASUBT	34.500	LCASUBT	Bus	7.527	18.6	1.558	11.724	19.634				
manglillo	34.500	manglillo	Bus	0.690	2.4	1.067	0.736	1.233				
salidcn	34.500	salidcn	Bus	1.648	18.6	1.558	2.568	4.300				

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.
 Protective device duty is calculated based on total fault current
 * Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability

Tabla 3.12 Resultados cortocircuito monofásico escenario 6.

<u>Short-Circuit Summary Report</u>													
1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents													
Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage													
Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
aerop2	34.50	0.852	-2.288	2.441	0.846	-1.860	2.044	1.981	0.738	2.114	-2.384	0.040	2.384
arepor1	34.50	0.852	-2.288	2.441	0.846	-1.860	2.044	1.981	0.738	2.114	-2.384	0.040	2.384
barp1.13.8	13.80	0.979	-3.805	3.929	1.150	-4.978	5.109	3.295	0.848	3.402	2.639	4.435	5.161
barp2.13.8	13.80	0.979	-3.805	3.929	1.150	-4.978	5.109	3.295	0.848	3.402	2.639	4.435	5.161
bbrl.a3.8	13.80	0.586	-1.638	1.740	0.776	-2.133	2.270	1.419	0.508	1.507	-1.992	1.020	2.238
bc13.8	13.80	0.310	-2.837	2.854	0.410	-3.914	3.935	2.457	0.268	2.472	2.158	3.423	4.046
bdr1	34.50	0.340	-1.020	1.075	0.243	-0.712	0.753	0.883	0.294	0.931	-0.978	-0.020	0.978
bhr13.8	13.80	0.815	-2.624	2.748	0.958	-3.481	3.610	2.272	0.706	2.380	1.736	3.274	3.705
bmgl13.8	13.80	0.389	-1.199	1.260	0.481	-1.624	1.693	1.038	0.337	1.091	0.738	1.589	1.752
conejeros	34.50	0.177	-1.427	1.438	0.200	-1.250	1.266	1.236	0.153	1.245	-1.341	0.402	1.400
las hernandez	34.50	0.683	-1.481	1.631	0.918	-1.325	1.612	1.283	0.592	1.413	-1.822	-0.036	1.823
LCASUBT	34.50	0.404	-7.516	7.527	1.399	-6.170	6.326	6.509	0.350	6.518	-7.411	2.174	7.723
manglillo	34.50	0.273	-0.634	0.690	0.239	-0.504	0.557	0.549	0.237	0.598	-0.654	-0.028	0.655
salidcn	34.50	0.089	-1.646	1.648	0.164	-1.636	1.645	1.426	0.077	1.428	-1.544	0.733	1.709

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Capítulo IV Flujo de carga

4.1 Aspectos generales de flujo de carga.

El estudio de flujo de carga o flujo de potencia como tan bien es llamado fue naciendo y evolucionando gracias al desarrollo de los ordenadores digitales; además la complejidad de los sistemas eléctricos de potencias han ido creciendo desde los años 40, en donde los sistemas eran más sencillos y no tan complejo como en la actualidad.

Los primeros usos de los ordenadores digitales para estos cálculos fueron hechos por J. Ward y H. Hale en 1956 los cuales son utilizado hoy en día para validar métodos de análisis de flujo de carga.

El objetivo del estudio de flujo de potencia es obtener la magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea. Con estas variables conocidas se puede determinar los flujos en las líneas de transmisión, y en general de los elementos del sistema de transmisión, dados los niveles de demanda y generación .es importante mencionar que las aplicaciones del estudio de flujo de potencia son tan extensas como importantes. Constituye la herramienta esencial para el análisis, la planeación y el diseño tanto de los sistemas eléctricos, como de la operación y control de los mismos.

Los aspectos más importantes del estudio de flujo de cargas pueden resumirse como los siguientes:

- Una información esencial son los valores nominales de los transformadores y sus impedancias, las capacidades de los capacitores en

derivación y la toma de los transformadores que pueden ser usadas. Para avanzar en el estudio de flujos de potencia a realizar, se deben conocer algunos de los valores de inyecciones de potencia.

- Solamente los generadores pueden producir potencia activa, P . La localización y capacidad de dichos generadores es fija. La generación debe ser igual a la demanda más las pérdidas y esta ecuación de balance debe cumplirse en todo momento (también debe cumplirse para el caso de Q). Dado que la potencia generada debe dividirse entre los generadores en una razón única con el objeto de lograr operación económica óptima, los niveles de generación deben mantenerse en puntos definidos por anticipado.

- Los enlaces de transmisión pueden transmitir solamente ciertas cantidades de potencia. Debemos asegurarnos de operar dichos enlaces cerca de los límites de estabilidad o térmico.

- Se deben mantener los niveles de voltajes de operación de ciertos buses dentro de ciertas tolerancias. Lo anterior se logra mediante la generación apropiada de potencia reactiva,

- Si el sistema eléctrico que es el objetivo del estudio forma parte de un sistema más grande, deberá cumplir con ciertos compromisos contractuales de potencia en puntos de enlace con los otros sistemas vecinos.

- Los disturbios ocurridos después de grandes fallas en el sistema, pueden causar salidas de servicios; los efectos de dichos eventos pueden

minimizarse mediante estrategias de pre-falla apropiadas desarrolladas a través de múltiples estudios de flujo de potencia.

- Para llevar a cabo de manera apropiada y eficiente la tarea de planeación, es imprescindible el uso extensivo de estudios de flujo de potencia.

El estudio de flujo de carga se puede dividir a su vez, en los siguientes problemas:

- Formulación de un modelo matemático adecuado para la red. Debe describir adecuadamente las relaciones entre voltajes y potencias en el sistema interconectado.

- Obtener los datos del diagrama unifilar los cuales serán introducidos en la computadora.

- Especificación de las restricciones de potencia y voltaje que deben aplicarse a todos los buses.

- Cálculo numérico de las ecuaciones de flujo de potencias.

La práctica general en los estudios de flujo de potencia es la de identificar tres tipos de barras en la red:

4.2 Barra de carga:

En cada barra que no tiene generación, llamada barra de carga, la potencia real generada P_{gi} y la potencia reactiva generada Q_{gi} son cero y la potencia real P_{di} y reactiva Q_{di} que son tomadas de el sistema como negativas, es decir son entradas negativas al sistema. Estos valores se toman de la data histórica de las salidas, las cuales están expuestas en el capítulo dos y se utilizó un factor de potencia de 0.86 en atraso. Estas barras con frecuencias son llamadas P-Q porque son los valores los que son introducidos en la computadora para este estudio.

4.3 Barra de voltaje controlado:

Cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante la magnitud del voltaje se llama barra de voltaje controlado, en las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de megawatts por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje generado puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Debido a esto se debe especificar la potencia generada P_{gi} y la magnitud del voltaje. Evidente, una barra de generación generalmente se le llama de voltaje controlado o barra P-V. Hay caso especial en donde hay barra que pueden controlar el voltajes, a estas barras se les llaman barras de voltaje controlado y la potencia generada es simplemente cero.

4.4 Barra de referencia ó de compensación:

El ángulo del voltaje en la barra de compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes de barra. El ángulo particular que se asigne al voltaje de la barra de compensación no es de importancia

porque la diferencia voltaje-ángulo determinan los valores P_i y Q_i . Por su condición de referencia las potencias tomaran los valores requeridos para que se cumpla el balance de potencias en el sistema.

Para los cálculos de las ecuaciones de flujo de potencias se usan dos métodos numéricos:

- El método de Gauss –Seidel.
- Método de Newton-Raphson.

4.5 Simulación de flujo de carga

Para el estudio de carga se hace referencia al capítulo 2, donde se encuentran los valores de las carga que poseen cada circuito de las distintas subestaciones y se tomó como factor de potencia 0.86 en atraso. Todos estos valores fueron cargados en el programa ETAP para el estudio de flujo de carga.

4.5.1 Escenario 1 de simulación

El primero con condición normal de operación y con la máxima demanda, obteniéndose los siguientes resultados:

Se obtuvieron los reportes de la simulación donde se encuentran los valores de voltaje y potencia activa y reactiva en cada barra:

Tabla 4.1 Flujo de carga máxima demanda.

<u>LOAD FLOW REPORT</u>														
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap	
aerop2	34.500	79.498	-7.7	0	0	0	0	Bus1	-6.937	-4.836	178.0	82.0		
								barp2.13.8	6.937	4.836	178.0	82.0		
arepor1	34.500	77.431	-9.8	0	0	0	0	Bus2	-1.806	-1.140	46.2	84.6		
								barp1.13.8	1.806	1.140	46.2	84.6		
*BARALCA115	115.000	100.000	0.0	45.077	44.077	0	0	LCASUBT	14.026	13.760	98.6	71.4		
								LCASUBT	16.030	15.725	112.7	71.4		
								salidcn	15.021	14.591	105.1	71.7		
barp1.13.8	13.800	75.915	-11.4	0	0	1.801	1.068	arepor1	-1.801	-1.068	115.4	86.0		
barp2.13.8	13.800	75.303	-11.9	0	0	6.889	4.088	aerop2	-6.889	-4.088	445.0	86.0		
bbr1.a3.8	13.800	59.111	-20.3	0	0	5.955	3.533	bdr1	-5.955	-3.533	490.1	86.0		
bc13.8	13.800	83.662	-13.5	0	0	14.356	8.519	conejeros	-14.356	-8.519	834.8	86.0		
bdr1	34.500	67.297	-15.2	0	0	0	0	Bus2	-8.674	-6.160	264.6	81.5		
								manglillo	2.282	1.547	68.6	82.8		
								bbr1.a3.8	6.392	4.613	196.0	81.1		
bhr13.8	13.800	72.990	-13.3	0	0	8.592	4.328	las hernandez	-8.592	-4.328	551.5	89.3		
bmg13.8	13.800	61.707	-19.3	0	0	2.191	1.300	manglillo	-2.191	-1.300	172.8	86.0		
Bus1	34.500	81.769	-7.0	0	0	0	0	aerop2	7.076	5.043	177.8	81.4		
								las hernandez	9.033	5.851	220.3	83.9		
								LCASUBT	-16.109	-10.893	398.0	82.8		
Bus2	34.500	78.330	-9.5	0	0	0	0	arepor1	1.820	1.141	45.9	84.7		
								bdr1	9.339	8.090	264.0	75.6		
								LCASUBT	-11.159	-9.231	309.4	77.1		
conejeros	34.500	87.348	-10.1	0	0	0	0	salidcn	-14.424	-9.783	333.9	82.8		
								bc13.8	14.424	9.783	333.9	82.8		
las hernandez	34.500	76.583	-8.8	0	0	0	0	Bus1	-8.631	-5.235	220.6	85.5		
								bhr13.8	8.631	5.235	220.6	85.5		
LCASUBT	34.500	93.315	-3.9	0	0	0	0	Bus1	17.683	13.381	397.7	79.7		
								Bus2	12.162	12.172	308.6	70.7		
								BARALCA115	-13.927	-11.925	328.8	76.0		
								BARALCA115	-15.917	-13.628	375.8	76.0		
manglillo	34.500	63.979	-16.4	0	0	0	0	bdr1	-2.203	-1.459	69.1	83.4		
								bmg13.8	2.203	1.459	69.1	83.4		
salidcn	34.500	90.550	-9.2	0	0	0	0	conejeros	14.794	10.358	333.8	81.9		
								BARALCA115	-14.794	-10.358	333.8	81.9		

Tabla 4.2 Flujo de carga mínima demanda.

LOAD FLOW REPORT																
Bus Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow					XFMR		
ID	ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap	
aerop2	aerop2	34.500	91.106	-3.9	0	0	0	0	Bus1	Bus1	-1.789	-1.110	38.7	85.0		
										barp2.13.8	barp2.13.8	1.789	1.110	38.7	85.0	
arepor1	arepor1	34.500	88.354	-5.9	0	0	0	0	Bus2	Bus2	-1.630	-0.997	36.2	85.3		
										barp1.13.8	barp1.13.8	1.630	0.997	36.2	85.3	
*BARALCA	*BARALCA115	115.000	100.000	0.0	26.212	20.210	0	0	LCASUBT	LCASUBT	8.054	6.151	50.9	79.5		
										LCASUBT	LCASUBT	9.204	7.030	58.1	79.5	
										salidcn	salidcn	8.954	7.029	57.1	78.7	
barp1.13.8	barp1.13.8	13.800	87.537	-6.7	0	0	1.628	0.966	arepor1	arepor1	-1.628	-0.966	90.5	86.0		
barp2.13.8	barp2.13.8	13.800	89.842	-5.0	0	0	1.785	1.059	aerop2	aerop2	-1.785	-1.059	96.7	86.0		
bbr1.a3.8	bbr1.a3.8	13.800	79.678	-10.5	0	0	3.850	2.285	bdr1	bdr1	-3.850	-2.285	235.1	86.0		
bc13.8	bc13.8	13.800	89.254	-7.5	0	0	8.748	5.189	conejeros	conejeros	-8.745	-5.189	476.6	86.0		
bdr1	bdr1	34.500	83.525	-8.5	0	0	0	0	Bus2	Bus2	-5.929	-3.753	140.6	84.5		
										manglillo	manglillo	1.978	1.220	46.6	85.1	
										bbr1.a3.8	bbr1.a3.8	3.951	2.533	94.0	84.2	
bhr13.8	bhr13.8	13.800	85.630	-7.5	0	0	6.776	3.667	las hernandez	las hernandez	-6.775	-3.667	376.4	87.9		
bmgl13.8	bmgl13.8	13.800	79.772	-10.8	0	0	1.936	1.149	manglillo	manglillo	-1.936	-1.149	118.0	86.0		
Bus1	Bus1	34.500	91.586	-3.7	0	0	0	0	aerop2	aerop2	1.795	1.120	38.7	84.8		
										las hernandez	las hernandez	6.973	4.353	150.2	84.8	
										LCASUBT	LCASUBT	-8.769	-5.473	188.9	84.8	
Bus2	Bus2	34.500	89.052	-5.7	0	0	0	0	arepor1	arepor1	1.639	0.982	35.9	85.8		
										bdr1	bdr1	6.116	4.251	140.0	82.1	
										LCASUBT	LCASUBT	-7.755	-5.233	175.8	82.9	
conejeros	conejeros	34.500	91.317	-5.6	0	0	0	0	salidcn	salidcn	-8.767	-5.601	190.6	84.3		
										bc13.8	bc13.8	8.767	5.601	190.6	84.3	
las hernandez	las hernandez	34.500	88.134	-4.9	0	0	0	0	Bus1	Bus1	-6.793	-4.089	150.6	85.7		
										bhr13.8	bhr13.8	6.793	4.089	150.6	85.7	
LCASUBT	LCASUBT	34.500	96.940	-2.2	0	0	0	0	Bus1	Bus1	9.123	6.007	188.6	83.5		
										Bus2	Bus2	8.078	6.128	175.0	79.7	
										BARALCA	BARALCA115	-8.027	-5.663	169.6	81.7	
										BARALCA	BARALCA115	-9.174	-6.472	193.8	81.7	
manglillo	manglillo	34.500	81.300	-9.3	0	0	0	0	bdr1	bdr1	-1.941	-1.223	47.2	84.6		
										bmgl13.8	bmgl13.8	1.941	1.223	47.2	84.6	
salidcn	salidcn	34.500	93.120	-5.1	0	0	0	0	conejeros	conejeros	8.887	5.778	190.5	83.8		
										BARALCA	BARALCA115	-8.887	-5.778	190.5		

4.5.3 Escenario 3 de simulación:

Se realizó un tercer escenario para estudiar los efectos de una maniobra en la cual se cerraron los interruptores de la subestación Aeropuerto en la mínima demanda de las salidas, para ver como influía esto en el estudio en los niveles de tensión de las distintas barras del sistema en estudio.

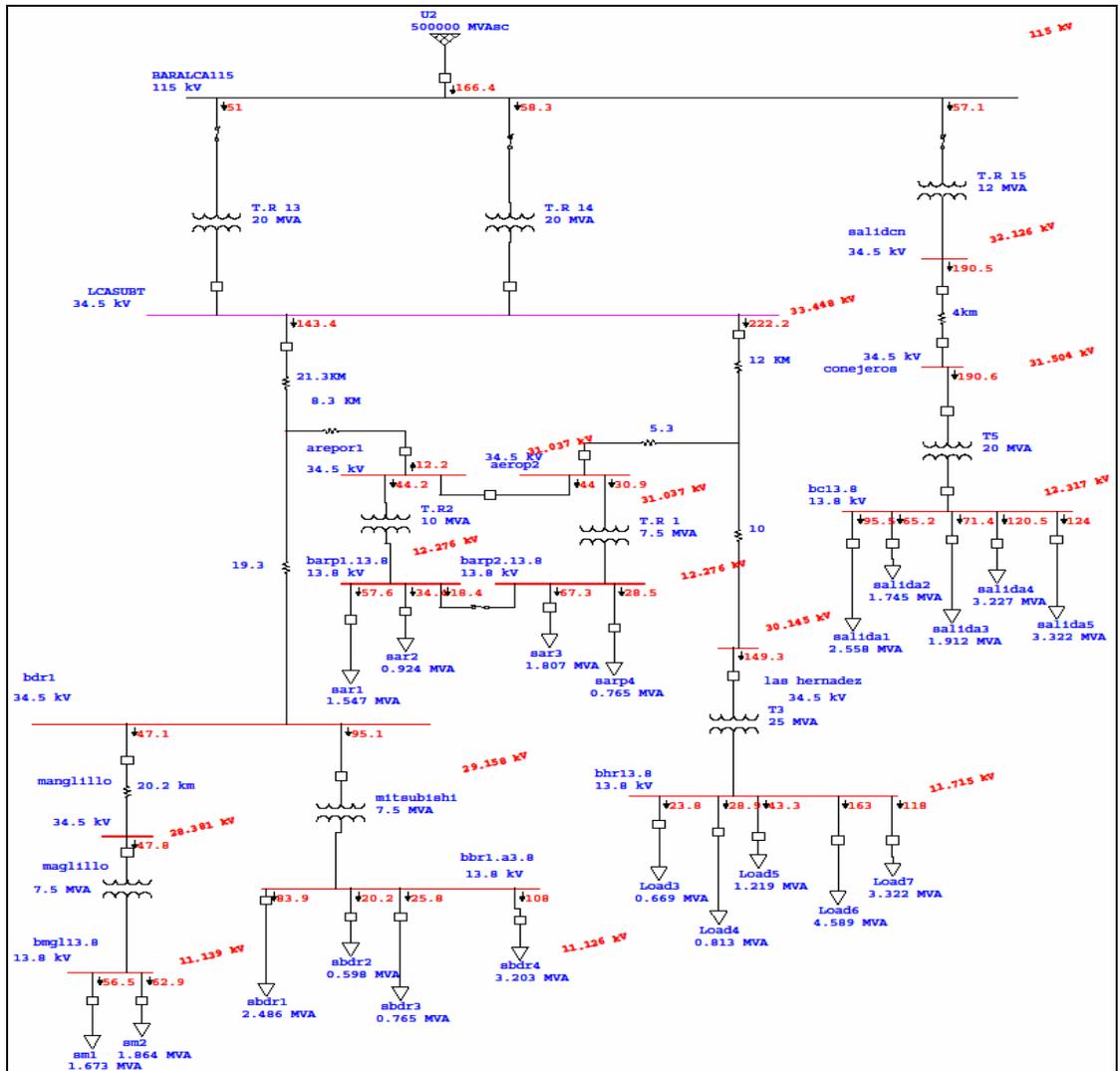


Figura 4.3 Simulación ETAP.

Reportes generado por el simulador.

Tabla 4.3 Resultados demanda minima

<u>LOAD FLOW REPORT</u>														
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap	
aerop2	34.500	89.962	-4.6	0	0	0	0	Bus1	-3.695	-1.509	74.2	92.6		
								barp2.13.8	1.419	0.866	30.9	85.3		
								arepor1	2.276	0.643	44.0	96.2		
arepor1	34.500	89.962	-4.6	0	0	0	0	Bus2	0.258	-0.606	12.2	-39.2		
								barp1.13.8	2.019	1.249	44.2	85.0		
								aerop2	-2.276	-0.643	44.0	96.2		
*BARALCA115	115.000	100.000	0.0	26.298	20.166	0	0	LCASUBT	8.094	6.131	51.0	79.7		
								LCASUBT	9.250	7.006	58.3	79.7		
								salidcn	8.954	7.029	57.1	78.7		
barp1.13.8	13.800	88.960	-5.5	0	0	1.682	0.998	arepor1	-2.016	-1.202	110.4	85.9		
								barp2.13.8	0.334	0.205	18.4	85.3		
barp2.13.8	13.800	88.960	-5.5	0	0	1.750	1.039	aerop2	-1.417	-0.834	77.3	86.2		
								barp1.13.8	-0.334	-0.205	18.4	85.3		
bbr1.a3.8	13.800	80.624	-9.5	0	0	3.942	2.339	bdr1	-3.942	-2.339	237.9	86.0		
bc13.8	13.800	89.254	-7.5	0	0	8.745	5.189	conejeros	-8.745	-5.189	476.6	86.0		
bdr1	34.500	84.517	-7.6	0	0	0	0	Bus2	-6.070	-3.843	142.3	84.5		
								manglillo	2.025	1.249	47.1	85.1		
								bbr1.a3.8	4.045	2.594	95.1	84.2		
bhr13.8	13.800	84.894	-8.0	0	0	6.659	3.604	las hernandez	-6.659	-3.604	373.2	87.9		
bmg113.8	13.800	80.719	-9.8	0	0	1.982	1.176	manglillo	-1.982	-1.176	119.4	86.0		
Bus1	34.500	90.799	-4.2	0	0	0	0	aerop2	3.719	1.548	74.2	92.3		
								las hernandez	6.854	4.278	148.9	84.8		
								LCASUBT	-10.573	-5.826	222.5	87.6		
Bus2	34.500	90.110	-4.7	0	0	0	0	arepor1	-0.257	0.577	11.7	-40.7		
								bdr1	6.262	4.353	141.6	82.1		
								LCASUBT	-6.005	-4.930	144.3	77.3		
conejeros	34.500	91.317	-5.6	0	0	0	0	salidcn	-8.767	-5.601	190.6	84.3		
								bc13.8	8.767	5.601	190.6	84.3		
las hernandez	34.500	87.376	-5.3	0	0	0	0	Bus1	-6.677	-4.019	149.3	85.7		
								bhr13.8	6.677	4.019	149.3	85.7		
LCASUBT	34.500	96.949	-2.2	0	0	0	0	Bus1	11.065	6.580	222.2	86.0		
								Bus2	6.223	5.507	143.4	74.9		
								BARALCA115	-8.068	-5.641	169.9	82.0		
								BARALCA115	-9.220	-6.446	194.2	82.0		
manglillo	34.500	82.265	-8.3	0	0	0	0	bdr1	-1.987	-1.252	47.8	84.6		
								bmg113.8	1.987	1.252	47.8	84.6		

Tabla 4.4 Resultados demanda máxima

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
aerop2	34.500	78.615	-8.5	0	0	0	0	Bus1	-8.429	-4.857	207.1	86.6	
								barp2.13.8	5.144	3.465	132.0	82.9	
								arepor1	3.285	1.393	75.9	92.1	
arepor1	34.500	78.615	-8.5	0	0	0	0	Bus2	-0.332	-1.013	22.7	31.1	
								barp1.13.8	3.616	2.406	92.5	83.3	
								aerop2	-3.285	-1.393	75.9	92.1	
*BARALCA115	115.000	100.000	0.0	45.258	44.039	0	0	LCASUBT	14.111	13.742	98.9	71.6	
								LCASUBT	16.126	15.706	113.0	71.6	
								salidcn	15.021	14.591	105.1	71.7	
barp1.13.8	13.800	75.533	-11.6	0	0	1.783	1.058	arepor1	-3.596	-2.117	231.2	86.2	
								barp2.13.8	1.814	1.060	116.3	86.3	
barp2.13.8	13.800	75.533	-11.6	0	0	6.931	4.113	aerop2	-5.117	-3.053	330.0	85.9	
								barp1.13.8	-1.814	-1.060	116.3	86.3	
bbr1.a3.8	13.800	59.683	-19.4	0	0	6.070	3.602	bdr1	-6.070	-3.602	494.8	86.0	
bc13.8	13.800	83.662	-13.5	0	0	14.356	8.519	conejeros	-14.356	-8.519	834.8	86.0	
bdr1	34.500	67.949	-14.2	0	0	0	0	Bus2	-8.842	-6.280	267.1	81.5	
								manglillo	2.326	1.577	69.2	82.8	
								bbr1.a3.8	6.516	4.703	197.9	81.1	
bhr13.8	13.800	72.442	-13.8	0	0	8.464	4.263	las hernandez	-8.464	-4.263	547.3	89.3	
bmg113.8	13.800	62.304	-18.4	0	0	2.234	1.326	manglillo	-2.234	-1.326	174.4	86.0	
Bus1	34.500	81.155	-7.5	0	0	0	0	aerop2	8.617	5.142	206.9	85.9	
								las hernandez	8.898	5.763	218.6	83.9	
								LCASUBT	-17.515	-10.906	425.5	84.9	
Bus2	34.500	79.088	-8.5	0	0	0	0	arepor1	0.335	0.995	22.2	31.9	
								bdr1	9.521	8.247	266.5	75.6	
								LCASUBT	-9.856	-9.243	285.9	72.9	
conejeros	34.500	87.348	-10.1	0	0	0	0	salidcn	-14.424	-9.783	333.9	82.8	
								bc13.8	14.424	9.783	333.9	82.8	
las hernandez	34.500	76.008	-9.3	0	0	0	0	Bus1	-8.502	-5.157	218.9	85.5	
								bhr13.8	8.502	5.157	218.9	85.5	
LCASUBT	34.500	93.324	-3.9	0	0	0	0	Bus1	19.313	13.753	425.2	81.5	
								Bus2	10.711	11.744	285.0	67.4	
								BARALCA115	-14.011	-11.898	329.6	76.2	
								BARALCA115	-16.013	-13.598	376.7	76.2	
manglillo	34.500	64.599	-15.5	0	0	0	0	bdr1	-2.245	-1.487	69.8	83.4	
								bmg113.8	2.245	1.487	69.8	83.4	

Capítulo V Coordinación de protecciones.

La protección de sobrecorriente fue, en orden cronológico, el primer sistema de protección que se empleó en los sistemas de potencia; sin embargo debido al crecimiento y complejidad de estos sistemas, se hizo más difícil su protección, fue así, como el relé de sobre corriente comenzó a ceder el paso a otros tipos de relé más adecuados a las nuevas necesidades, especialmente, frente al relé de distancia. En la actualidad, la protección de sobre corriente se encuentra desplazada a la protección de equipos y a los sistemas de sub transmisión y distribución.

La coordinación teórica determina ajustes aproximados ya que el ajuste definitivo se realiza mediante pruebas de campo en la puesta en servicio del sistema.

La coordinación tiene por objeto determinar todos los ajustes que debe hacerse a los diferentes relés con el fin de que cada uno realice la función específica que le corresponde. En la protección de cortocircuito, como se explicó anteriormente, el esquema universalmente aceptado consiste en disponer, para todos los puntos del sistema, de protección primaria y protección de respaldo.

La protección de los sistemas de potencia asegura una minimización de los daños en equipos cuando estos fallan. Permiten mantener la continuidad de servicio a través de los equipos no fallados de una manera rápida y sin que el usuario se dé por enterado.

5.1 Características funcionales de los sistemas de protección:

5.1.1 Confiabilidad:

Se entiende por confiabilidad la propiedad de estar siempre a disposición del sistema de potencia para el momento que éste lo requiera. Esta propiedad se debe cumplir a través de los objetivos siguientes: diseño correcto, instalación correcta y un mantenimiento adecuado.

5.1.2 Selectividad:

El sistema de protección debe operar para lo que se requiere que opere: pero no debe operar para lo que no se requiere que opere. De allí el establecer las zonas de protección, las cuales son aéreas del sistema de potencia protegidas por un determinado relé o esquema de relés.

5.1.3 Estabilidad:

El sistema de protección debe ser capaz de aguantar máxima cargas y cortocircuito externos sin que opere. La inestabilidad incide directamente en la selectividad.

5.1.4 Sensibilidad:

Así como debe ser estable para los niveles máximos de carga y para el cortocircuito externo, el sistema de protección debe ser sensible para los niveles mínimos de sobrecarga, los niveles mínimos de falla y los niveles máximos de desbalance.

5.1.5 Velocidad o rapidez:

El sistema de protección debe ser tan rápido que minimice el daño al equipo fallado, evite daño a otros equipos y personas adyacentes al equipo fallado y favorezca la estabilidad de servicio al cliente, evitando en lo posible de que éste se entere de que ha habido una falla.

5.2 Dispositivos de protecciones contra las fallas

Se puede afirmar que muchas de las fallas que se presentan en las instalaciones eléctricas son prácticamente inevitables, no solo desde un punto de vista técnico, también económicamente las soluciones que se adoptaran resultarían muy costosas, razón por la que es necesario considerar que no es posible evitar con certezas las fallas y disminuir sus efectos, por eso es necesario disponer de los dispositivos de protección apropiados.

En general cualquier dispositivo de protección a base de relevadores consta de los elementos que se indican a continuación:

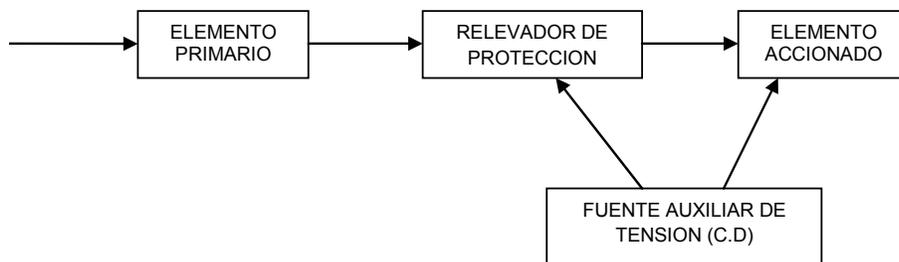


Figura 5.1. Dispositivos de protección a base de relevadores

5.3 Relevadores y características de la protección

Un relevador de protección, es un dispositivo que se puede energizar por una señal de voltaje, una señal de corriente o por ambas. Cuando es energizado, opera para indicar o aislar las condiciones anormales de operación. Básicamente un relevador de protección, consiste en un elemento de protección y de un conjunto de contacto; el elemento de operación toma la señal de dispositivos sensores en el sistema, tales como los transformadores de potencial o de corriente, o de ambos en algunos casos.

Cuando el relevador opera, puede actuar sobre una señal, o bien, completar un circuito para disparar un interruptor, el cual a su vez aísla la sección del sistema que tiene problemas.

5.3.1 Tipos de Relés

En general, tomando como base su principio de operación, los relés que se emplean en la actualidad pueden agruparse en tres grandes grupos:

5.3.2 Relés de atracción de armadura

Son los relés que utilizan como base de su operación principios electromagnéticos, al igual que los contactores. El tiempo de operación de este tipo relés es de tipo instantáneo o acción inmediata; si se desea retardar la orden de disparo al interruptor, se debe recurrir a un relé de tiempo, intermediario entre el relé de protección y el interruptor, que permita ajustar el tiempo deseado de retardo.

5.3.3 Relés de inducción

Son los relés que utilizan como base de su operación principios de inducción, al igual que los motores. El tiempo de operación de este tipo de relés es ajustable, modificando la distancia que se debe recorrer el inducido para cerrar el contacto, además es de tiempo inverso, a mayor señal menor tiempo, ya que la velocidad del giro del inducido depende de la magnitud del torque, y, por tanto, de la magnitud de la señal.

5.3.4 Relés electrónicos o numéricos

Son los relés en donde los procesos se realizan por medio de elementos electrónicos. Este tipo de relés presenta la ventaja de que su característica de operación se puede modificar fácilmente, y por lo tanto, se pueden obtener tiempos instantáneos o retardados; e igualmente, se puede obtener las características inversas que se deseen.

5.3.5 Relé de sobrecorriente con retardo de tiempo (51).

Tienen una característica de operación tal que, el tiempo de operación varia en forma inversa con la corriente que circula por el relevador. Esta característica se identifica en forma convencional con una de las cuatro características siguientes, misma que con el caso de los relevadores de tipo estático, solo sirven con referencia, ya que su ajuste es continuo, ellas son:

- De tipo definido.
- De tiempo inverso.
- De tiempo muy inverso.

- De tiempo extremadamente inverso.

Las curvas correspondientes a cada una de estas clasificaciones, difieren por el rango en el cual el tiempo de operación decrece al aumentar el valor de la corriente. Cada una de estas curvas, en el diagrama tiempo-corriente, tendría una representación como la que se muestra en la figura.5.2.

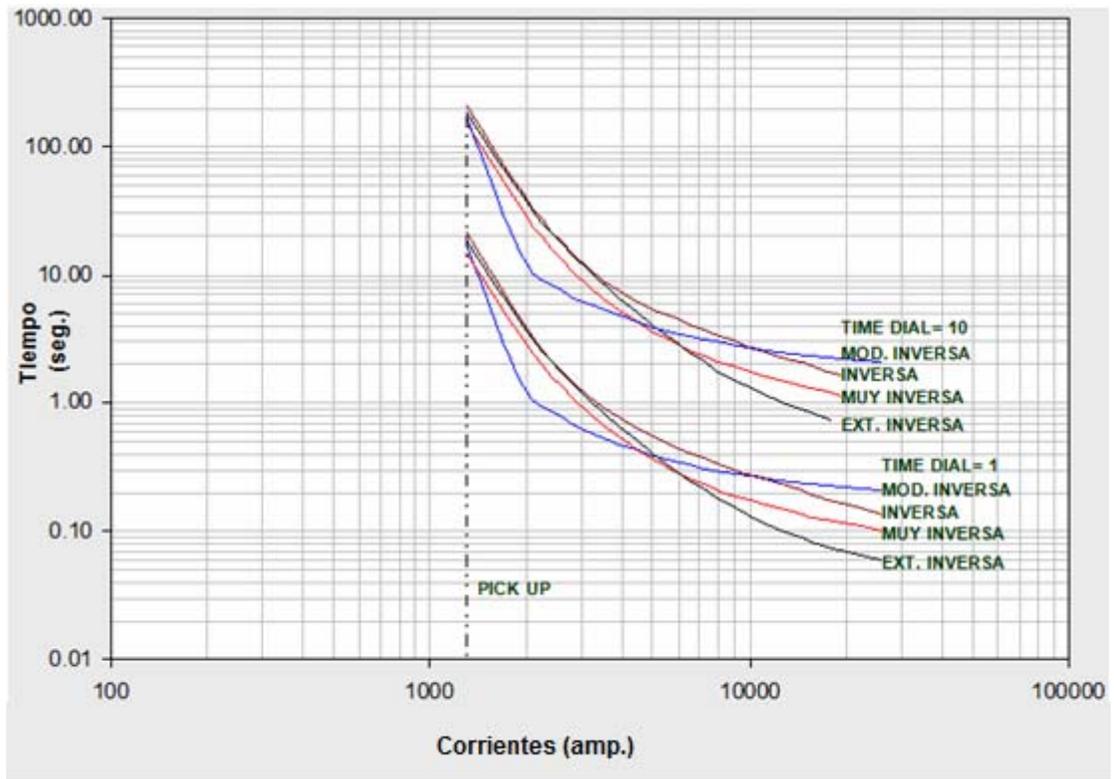


Figura 5.2 curvas características de relé de sobrecorriente

5.3.6 Relé instantáneo 51

Este tipo de relé se llama instantáneo porque carece de opción de poder seleccionar su tiempo de actuación, en este tipo de relé solo se le

puede modificar la corriente de disparo o arranque y basándose en magnitudes de las distintas corrientes de arranque se realiza la coordinación para que los relés que estén aguas abajo funcionen con una magnitud inferior a los ubicados aguas arriba.

5.4 Curva de daño de transformadores

La curva de daño de un equipo eléctrico es un gráfico tiempo versus corriente (T vs I), el cual indica cuánto tiempo tarda el equipo en dañarse para una cierta intensidad de corriente. Todos los equipos eléctricos poseen una curva de daño y su conocimiento es esencial para protegerlos.

Las curvas de daño de los transformadores dependen del tipo de transformador. La determinación de estas curvas en forma matemática no es sencilla, ya que el modelo térmico es bastante complicado. En el caso de transformadores norteamericanos, existe una norma que define dichas curvas para cada tipo de transformador. También existen fórmulas simplificadas para el cálculo de estas curvas según las normas ANSI..

5.5 Coordinación por tiempo.

La diferencia de tiempo en la operación de los relés, llamado "Δt de coordinación", corresponde a la diferencia mínima de tiempo que garantice la coordinación entre los relés, por ejemplo si se tiene un relé A y uno B operando en un sistema radial y se desea que en una falla 1 opere el interruptor A y no opere el interruptor B, una posibilidad es coordinar los relés por tiempo, es decir, colocarle al relé B un tiempo de operación mayor que el tiempo de operación de A, que permita que el interruptor A dispare antes de darle orden al interruptor B, por lo tanto.

$$T_B > T_A$$

5.6 Coordinación por corriente.

Si en el mismo ejemplo que se describió anteriormente se desea que para la falla 1 opere el interruptor A y no opere el interruptor B, otra posibilidad es coordinar los relés por corriente, es decir, colocarle al relé B una corriente de disparo mayor que la corriente de disparo de A, de tal forma, que el relé A se ponga en trabajo y el relé B no se ponga en trabajo, con el fin de que se dé orden de disparo al interruptor A y no se le dé orden de disparo al interruptor B, por lo tanto:

$$I_{dB} > I_{dA}$$

5.7 Zona de protección.

Todo sistema de potencia está dividido en zonas de protección definidas por el equipo a proteger y por la presencia de interruptores. Existen seis tipos de zonas de protección:

Zonas de Protección

1. Unidades de generación y generación-transformación.
2. Transformadores.
3. Barras.
4. Líneas (transmisión, subtransmisión y distribución).
5. Equipos (motores, cargas estáticas, etc.).
6. Bancos de capacitores o reactores (cuando tienen protecciones particulares).

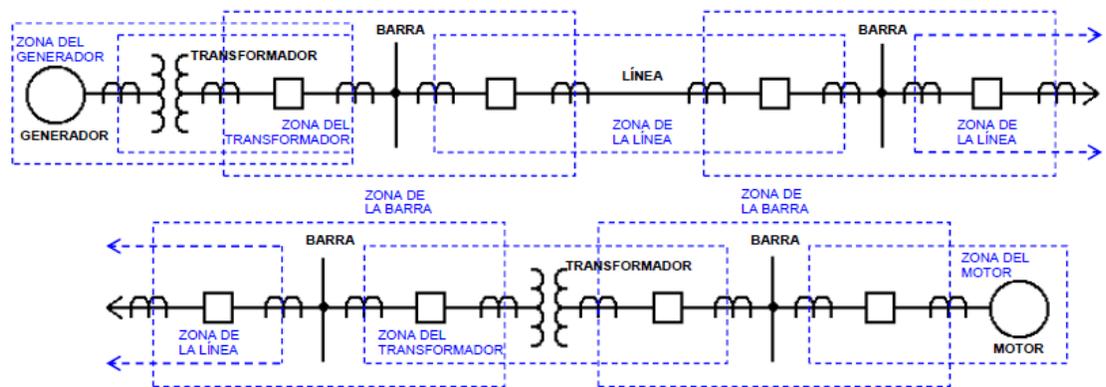


Figura 5.3 zona de protección.

5.8 Procedimientos para la realización de coordinación de protección.

Toda coordinación de protecciones consiste en realizar la mejor selección de tiempo y corriente de los distintos elementos utilizados para la protección de los sistemas de potencias, dicha actividad se plasma en diagramas de tiempo y corriente, gracias a su forma gráfica permite un mayor entendimiento de los funcionamientos de los relés logrando así que estos no operen todos a la vez.

Se debe recopilar toda la información posible sobre el sistema que se desea realizar la coordinación como los diagramas unifilares.

Conocer los distintos tipos de elementos y equipos destinados para la protección.

Realizar un estudio de carga para conocer el uso y los niveles máximos y mínimos de potencia que se obtiene década transformador.

Tener disponibles los valores de las corrientes de corto circuitos en de las distintas partes del sistema.

Realizar o tener las curvas de daños de los distintos transformadores así como sus corrientes de magnetización o inrush.

Seleccionar los ajustes más adecuados para cada relé; evitando que las curvas coincidan y manteniendo los tiempo de seguridad necesario para su correcto funcionamiento logrando que el sistema de protección sea selectivo, respaldado, confiable, y que exista un orden entre ellos.

5.8.1 Criterios para la realización de la coordinación.

El sistema de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi de 34,5 kV presenta tres circuito protegidos por los interruptores B105, B205, B305 aunque la incorporación del Manglillo solo afecta el circuito del interruptor B105, la empresa pidió la actualización del los demás circuito que comprende el sistema 34,5 kV de la subestación Luis Cáceres de Arismendi.

En la empresa se encuentra estandarizados distintos valores para un correcto funcionamiento con los demás elementos de protección, estos valores son:

5.8.2 Relé de fase.

En la Subestación Aeropuerto para los alimentadores de 13.8kv D105, D205, se usaron 360A de corriente de arranque y el dial 0.10 con curvas IEC extremadamente inversas. Para los alimentadores de D305 y de D405, se usaron 300 amp de corriente de arranque y dial 0.10 y un instantáneo de 4 veces la corriente de arranque 51p.

Para la subestación Las Hernández en los alimentadores de 13.8 kv, con interruptores D105 y D205, se usó 360 amp de corriente de arranque y el dial 0.10 con curvas IEC extremadamente inversas, y un instantáneo de corriente 4 veces la corriente de arranque 51p.

En la subestación Conejeros se emplearon para todos los alimentadores de 13.8kv, 300amp, y un dial de 0.10, con curvas IEC extremadamente inversas, un instantáneo de corriente 4 veces la corriente de 51p.

En las subestaciones Boca De Rio y El Manglillo, los alimentadores de 13.8 kv, interruptores D105 y D205, se usó 240A y el dial 0.10 con curvas IEC extremadamente inversas, un instantáneo de corriente 4 veces la corriente de arranque 51p .

5.8.3 Relé de tierra.

Para los alimentadores de 13.8 kV, se usó 60amp y un dial de 0.30, con curvas extremadamente inversas, para todas las salidas y un instantáneo 10 veces la corriente de 51n.

También la empresa tiene estandarizado para la construcción de la curva de daño de los transformadores la utilización de la norma IEE C37.91.1985.

Se consideró que todos los relés son de tipo numérico, debido que estos están presentes en la mayoría de las subestaciones y donde no se encuentran están en procesos de instalación.

En los relés instantáneos, se usó el criterio de inrush, el cual es la multiplicación de 1.25 veces la corriente inrush y el criterio de la corriente de cortocircuito máxima, que es la corriente de cortocircuito por un factor de 1.3.

Se tomó en cuenta una sobrecarga de un máximo del 20% para los transformadores de corriente, también se tomó en cuenta la capacidad máxima de los transformadores de potencia, para seleccionar una corriente un poco mayor a ésta.

Se utilizaron curvas extremadamente inversas y muy inversas, por recomendación de los distintos libros y prácticas comunes realizadas en la empresa, se tomó como mínimo un valor de 0.3 segundos entre cada curva de operación.

Para ajuste de las corrientes de relé de tierra se consideró un factor de desbalance de 30-50% de la corriente de relé de fase.

Los pasos de los diales van de 0.05 en 0.05 es decir 0.05,0.10,0.15.

Relés empleados para la protección de sobre corriente.

Unidad de medición y protección de marca: ABB PCD 2000.

Unidad de medición y protección de marca: GENERAL
ELECTRICS MULTILIN RFL

Unidad de medición y protección SEL-587-0-1

Relé estático MCGG62

Los relés operan con la siguiente ecuación para generar las curvas de operación.

Curvas IEC:

$$Trip\ Time = \frac{k}{\left[\left(\frac{G}{G_b}\right)^E - 1\right]} * Time\ Dial \quad [5.1]$$

$\left(\frac{G}{G_b}\right)$ = Múltiplos de la corriente de arranque.

G: Corriente de entrada.

G_b: Corriente de arranque.

K: constante de operación depende del tipo de curva según la norma
IEC

E: constante de operación que depende del tipo de curva según norma
IEC

Tabla 5.1 IEC Curvas-constantes por tiempo características de sobre corriente

Curva	k	E
Extremadamente inversa	80.0	2.0
Muy inversa	13.5	1.0
Inversa	0.14	0.02

5.9 Cálculos para la coordinación de protecciones

Para los cálculos se utilizó la fórmula que se emplean en los relés para describir el comportamiento de las curvas según la norma IEC el cual consintió en obtener los tiempos de operación de los relés para las distintas fallas en las zonas de protección. Se tomó el circuito 2 de las subestación Luisa Caceras de Arismendi, el cual comprende desde la subestación Las Hernández y la salida en "T" que se encuentra entre esta subestación y el transformador tr2 de la subestación Aeropuerto; los demás fueron tabulados y representados en diagramas de tiempo y corriente en Excel. Debido a que este sistema se caracteriza por ser radial se partió del la subestación ubicada en la zona más alejada hasta llegar al principio, el sistema se muestra en la figura5.4.

Para las corrientes de fallas se analizaron todo el escenario simulados en el capítulo 3 y se seleccionaron las condiciones más criticas es decir los valores de corto circuito mas elevados.

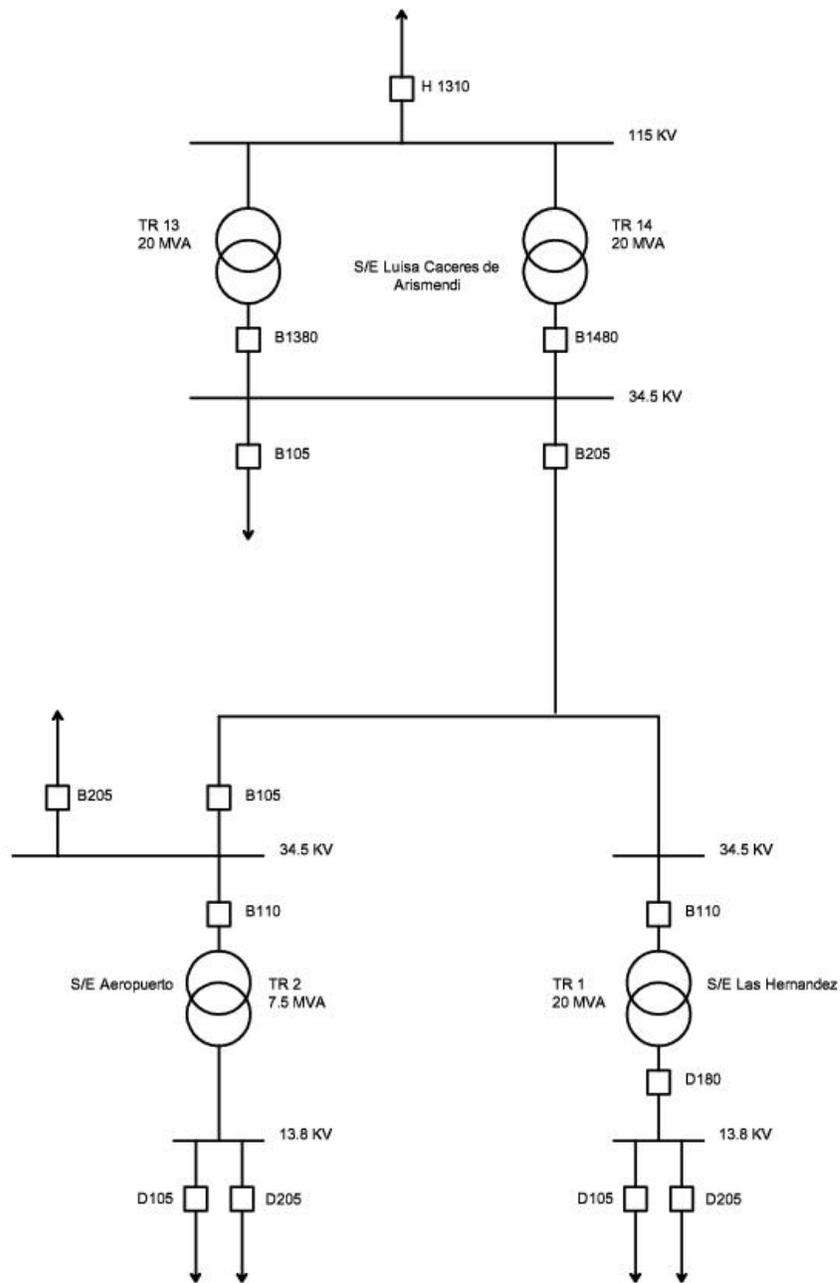


Figura 5.4 Diagrama unifilar circuito 2 S/e Luisa Cáceres de Arismendi

5.9.1 Coordinación subestación las Hernández.

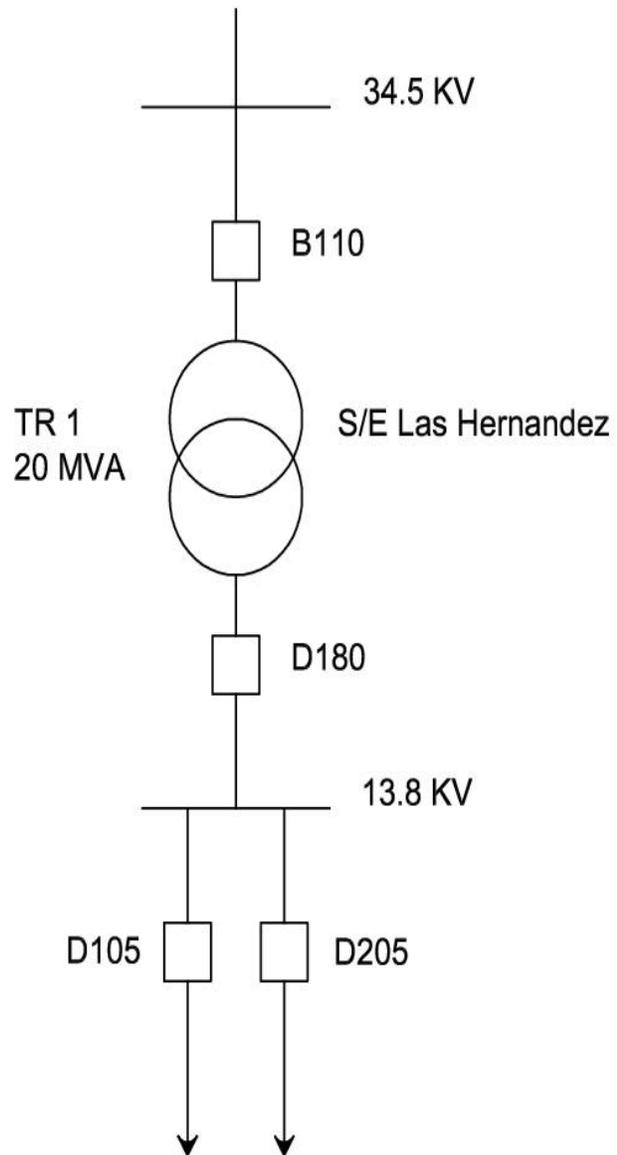


Figura 5.5 Diagrama unifilar S/E Las Hernández.

SALIDA D105.

Por los valores normalizados por la empresa se tomó, una corriente de arranque de 360amp, y un dial de 0.10 con una curva extremadamente inversa y un instantáneo de 1440.

ICC a 13.8 Kv = 2, 75 kA.

ICC a 34.5 Kv = 1.63 kA.

$$T_{o,p} = \frac{80}{\left(\frac{2750}{360}\right)^2 - 1} * 0.1 = 0.139 \text{ seg}$$

$$T_{o,p} = 0.139 + 0.3 = 0.439 \text{ seg}$$

ALIMENTADOR D180.

Para designar la corriente de arranque se utilizó la capacidad máxima de operación del transformador.

$$I_N = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 13,8Kv} = 836,7A$$

$$I_A = 840A$$

$$DIAL = \left[\frac{\left[\left(\frac{g}{gb} \right)^E - 1 \right]}{k} \right] * TOP$$

$$DIAL = \left[\frac{\left[\left(\frac{2750}{840} \right) - 1 \right]}{13,5} \right] * 0,439$$

$$DIAL = 0,07 \therefore DIAL = 0,10$$

$$T_{o,p} = \frac{13,5}{\left(\frac{2750}{875}\right) - 1} * 0,1 = 0,629 \text{ seg}$$

$$T_{o,p} = 0,629 + 0,30 \text{ seg} = 0,89 \text{ seg}$$

SALIDA B110

Iarranque=875 amp

$$DIAL = \left[\frac{\left[\left(\frac{2750}{875} \right) - 1 \right]}{13,5} \right] * 0,89$$

$$DIAL = 0,141 \quad DIAL = 0,15$$

Para permitir la coordinación aguas arribas se ajusto el dial a 0,25 para que las curvas de operación no coincidan con la del interruptor B105 de las subestación Aeropuerto.

Los valores de los ajustes para los relés se encuentran en la tabla 5,8, los cronogramas donde se representa todas las curvas de operación del ramal se encuentran en el Anexo 2.

5.9.2 Coordinación subestación aeropuerto.

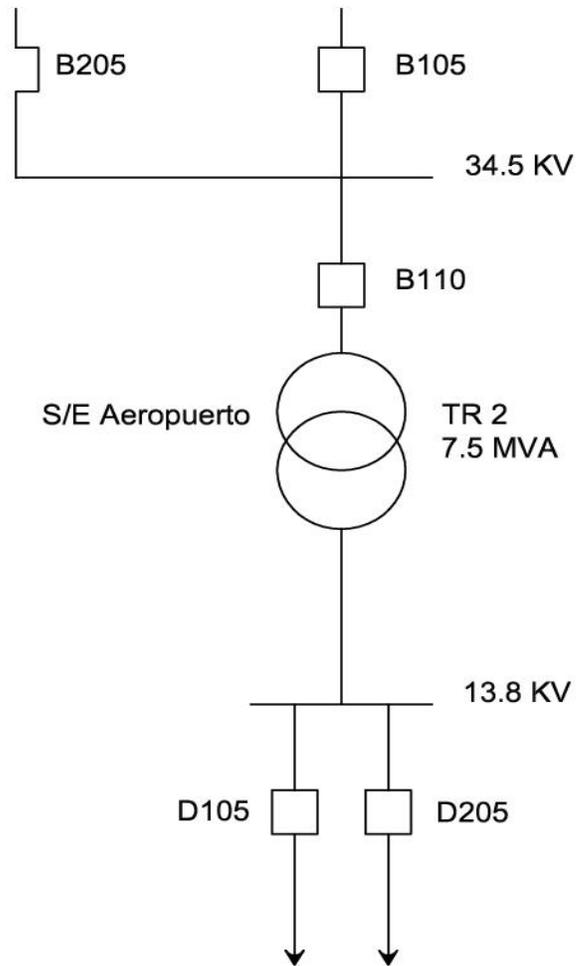


Figura 5.6 Diagrama unifilar S/E Aeropuerto.

SALIDA D105.

De acuerdo con los valores normalizados por la empresa, se tomó una corriente de arranque igual a 300amp, y un DIAL = 0,10 con curvas IEC extremadamente inversa con un instantáneo 1200 amp.

ICCMAX=2590 Amp

$$T_{o,p} = \frac{80}{\left(\frac{2590}{300}\right)^2 - 1} * 0.1 = 0,1087$$

$$T_{o,p} = 0,1087 + 0,30$$

$$T_{o,p} = 0,4087$$

LLEGADA 34,5 KV B110.

$$I_N = \frac{7,5MVA}{\sqrt{3} * 13,8Kv} = 313,7A$$

$$I_A = 320A$$

$$DIAL = \left[\frac{\left[\left(\frac{2590}{320} \right) - 1 \right]}{13,5} \right] * 0,408$$

$$DIAL = 0,215 \therefore D = 0.25$$

$$T_{o,p} = \frac{13,5}{\left(\frac{2590}{320}\right) - 1} * 0.25 = 0,47seg$$

$$T_{o,p} = 0,475 + 0,30 = 0,775$$

SALIDA B105.

Se tomó una corriente de arranque 500 amp

$$DIAL = \left[\frac{\left[\left(\frac{2590}{500} \right) - 1 \right]}{13,5} \right] * 0,775$$

$$DIAL = 0,25$$

El DIAL se ajustó a 0,25, con una corriente de arranque de 500amp.

Los ajustes para los relés están en la tabla 5,4 los cronogramas donde se representa todas las curvas de operación del ramal se encuentran en el Anexo 2.

5.9.3 Coordinación subestación Luisa Cáceres.

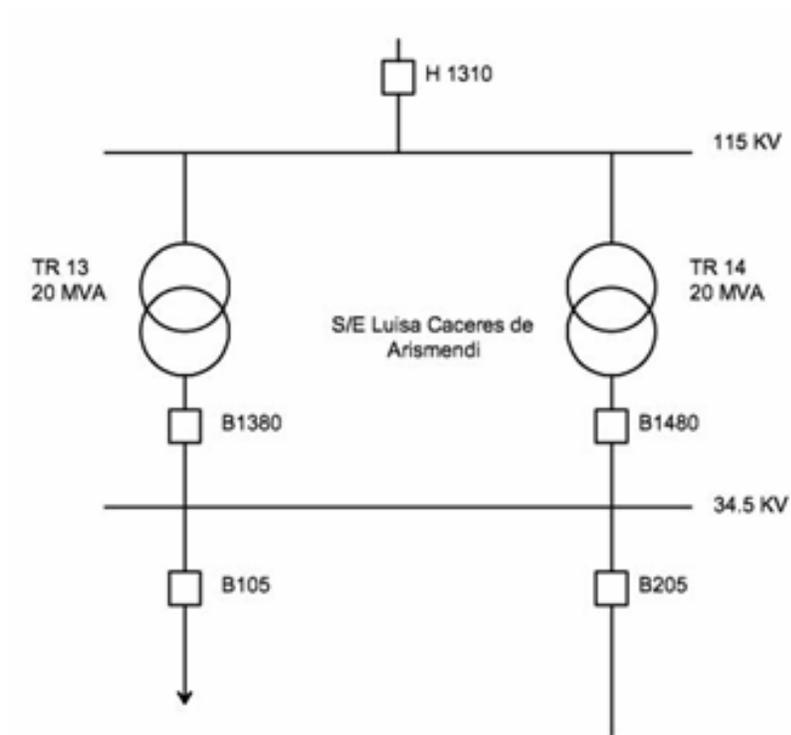


Figura 5.7 Diagrama unifilar S/E LCA

INTERRUPTOR B205.

Iarranque= 360 amp

Se calcula el tiempo de operación del para el interruptor B110 S/E las hernandez.

$$T_{o,p} = \frac{13,5}{\left(\frac{4002}{360}\right) - 1} * 0,25 = 0,33 \text{seg}$$

$$T_{o,p} = 0,32 + 0,3 = 0,63 \text{ seg}$$

$$DIAL = \left[\frac{\left[\left(\frac{4002}{360} \right) - 1 \right]}{13,5} \right] * 0,63$$

$$DIAL = 0,472$$

Se ajusto un dial de 0,5.

$$I_{CCMAX} = 4002A$$

$$I_{CCMAX} * 1,3 = 5202A$$

Entonces el instantáneo se ajusta a 5202A

$$I_{INRUSH} = 2677A$$

$$T_{o,p} = \frac{13,5}{\left(\frac{4002}{360} \right) - 1} * 0,5 = 0,667seg$$

$$T_{o,p} = 0,667 + 0,3 = 0,967 seg$$

Interruptores B1380 Y B1480

larranque= 480 amp

$$DIAL = \left[\frac{\left[\left(\frac{4002}{480} \right) - 1 \right]}{13,5} \right] * 0,967 = 0,525$$

Se ajusto un dial a 0,55

Los ajustes para los relés se muestran en las tabla 5,12, las curvas de tiempo y corriente para los diferentes interruptores se muestran en los anexos.

5.10 Coordinación de relé de tierra.

5.10.1 Coordinación a tierra subestación las Hernández.

ALIMENTADOR D105.

Por los valores normalizados por la empresa se tomó, una corriente de arranque de 60amp, y un dial de 0.30 con una curva extremadamente inversa con un instantáneo 600A.

ICC a 13.8 Kv = 3610 kA.

ICC a 34.5 Kv = 4025 kA.

$$T_{o,p} = \frac{80}{\left(\frac{3610}{60}\right)^2 - 1} * 0,3 = 0,01$$

$$T_{o,p} = 0,01 + 0,3 = 0,31$$

SALIDA D180.

Se utilizó un factor de desbalance de las corrientes de 0.35 por la corriente del relé de fase. Para poder coordinar se usó la IEC inversa.

$$I_A = 840 * 0,35 = 294A$$

$$DIAL = \frac{\left(\frac{3610}{294}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 0,31 = 0,1138$$

Dial= 0,15

SALIDA B110.

La corriente de arranque del relé de fase es 875, por un factor de desbalance de fase de 0,4.

$$I_A = 875 * 0.4 = 350$$

$$T_{o,p} = \frac{0,14}{\left(\frac{3610}{350}\right)^{0.02} - 1} * 0.15 = 0,43$$

$$T_{o,p} = 0,43 + 0,3 = 0,73$$

$$DIAL = \frac{\left(\frac{3610}{350}\right)^{0.02} - 1}{0,14} * 0,73 = 0,249$$

$$DIAL = 0.25$$

Se utilizo un dial de 0,4 por que al cotejar las curvas con la del interruptor de la subestación aeropuerto las dos curvas coinciden.

Se utilizó el mismo instantáneo que se usó en los cálculos de fase

5.10.2 Coordinación subestación aeropuerto.

Salida D105

Por los valores normalizados por la empresa se tomó, una corriente de arranque de 60amp, y un dial de 0.30 con una curva extremadamente inversa con un instantáneo 600A.

ICC a 13.8 Kv = 3110kA.

ICC a 34.5 Kv = 3600 kA.

$$T_{o,p} = \frac{80}{\left(\frac{3110}{60}\right)^2 - 1} * 0,30 = 0,01$$

$$T_{o,p} = 0,01 + 0,3 = 0,31$$

LLEGADA 34,5 KV B110.

Se utilizo un factor de desbalance de fase de 0.36.

$$I_N = \frac{7,5MVA}{\sqrt{3} * 13,8KV} = 313,7A$$

$$I_A = 320 * 0,36 = 115A$$

$$DIAL = \frac{\left(\frac{3110}{115}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 0,31 = 0,151$$

$$DIAL = 0,2$$

Al cotejar las curvas de operación estas coinciden debido a que no son del mismo tipo por esto se ajusto el dial a 0,25.

SALIDA B105.

Se tomó una corriente de 375 multiplicado por un factor de desbalance de fase de 0,4

$$I_A = 375 * 0,4 = 150A$$

$$T_{o,p} = \frac{0,14}{\left(\frac{3110}{115}\right)^{0,02} - 1} * 0,25 = 0,513$$

$$T_{o,p} = 0,513 + 0,3 = 0,813$$

$$DIAL = \frac{\left(\frac{3110}{150}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 0,813 = 0,363$$

El DIAL se ajustó a 0,4 con una corriente de arranque de 150A.
Los ajustes se muestran en la tabla 5.5.

5.10.3 Coordinación subestación Luisa Cáceres.

INTERRUPTOR B205.

Se calcula el tiempo de operación del interruptor de las B110 de las subestación del as Hernández.

Iccmax= 1610 amp

$$T_{o,p} = \frac{0,14}{\left(\frac{1610}{140}\right)^{0,02} - 1} * 0,4 = 1,11$$

$$T_{o,p} = 1,11 + 0,30 = 1,41$$

Iarranque= 350* 0,4 = 150 amp

$$DIAL = \frac{\left(\frac{1610}{150}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 0,813 = 0,48$$

$$DIAL = 0.5$$

Se tomó el mismo instantáneo que el de fase.

Interruptor para los transformadores B1380 Y B1480.

Corriente de arranque se tomo un factor de desbalance de 0,4
Iarranque= 480 * 0,4= 192 amp

$$T_{o,p} = \frac{0,14}{\left(\frac{3370}{150}\right)^{0,02} - 1} * 0,5 = 1,09$$

$$T_{o,p} = 1,09 + 0,3 = 1,39$$

$$DIAL = \frac{\left(\frac{3370}{192}\right)^{0,02} - 1}{0,14} * 1,39 = 0,585$$

$$DIAL = 0.6$$

Los valores de los ajustes se muestran en la tabla 5,13. Los ajustes para los relés están en la tabla 5,13 los cronogramas donde se representa todas las curvas de operación del ramal se encuentran en el Anexo 2.

Para las demás circuitos y subestaciones se procedió de la misma forma y estos valores fueron tabulados en las tablas 5.2 – 5.13.

Tabla 5.2 Ajuste y coordinación de protecciones de fase S/E Boca de Rio.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE FASE							
S/E: BOCA DE RIO SISTEMA:34.5/13.8 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8 Kv D105	BOCA DE RIO	MULTILIN	200/5	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	1.2*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	4.8*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D205	BOCA DE RIO	NUMERICO	200/5	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	4.8*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	4.8*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D305	BOCA DE RIO	NUMERICO	200/5	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	4.8*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	4.8*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D405	BOCA DE RIO	NUMERICO	200/5	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	4.8*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	4.8*TC	--
LLEGADA 13.8 Kv D180	BOCA DE RIO	NUMERICO	300/5	51P	MUY INVERSA	1.06*TC	0,15
				50P	INSTANTANEO	--	--
LLEGADA 34.5 KV B210	BOCA DE RIO	NUMERICO	400/5	51P	MUY INVERSA	0.94*TC	0,35
				50P	INSTANTANEO	--	--
LLEGADA 34.5 KV B110	BOCA DE RIO	NUMERICO	350/5	50P	MUY INVERSA	1*TC	0,25
				51P	INSTANTANEO	--	--

Tabla 5.3 Ajuste y coordinación de protecciones de tierra S/E Boca de Rio.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE TIERRA							
S/E: BOCA DE RIO SISTEMA:34.5/13.8 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8 Kv D105	BOCA DE RIO	MULTILIN	200/5	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0.3*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	3*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D205	BOCA DE RIO	NUMERICO	200/5	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0.3*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	3*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D305	BOCA DE RIO	NUMERICO	200/5	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0.3*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	3*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D405	BOCA DE RIO	NUMERICO	200/5	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0.3*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	3*TC	--
LLEGADA 13.8 Kv D180	BOCA DE RIO	NUMERICO	300/5	51N	INVERSA	0.38*T	0,3
				50N	INSTANTANEO	--	--
LLEGADA 34.5 KV B210	BOCA DE RIO	NUMERICO	400/5	51N	INVERSA	0.4*TC	0,5
				50N	INSTANTANEO	--	--
LLEGADA 34.5 KV B110	BOCA DE RIO	NUMERICO	350/5	51N	INVERSA	0.4*TC	0,5
				50N	INSTANTANEO	--	--

Tabla 5.4 ajustes y coordinación de protección de fase S/E Aeropuerto.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE FASE							
S/E: AEROPUERTO SISTEMA:13.8/34.5 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8Kv D105	AEROPUERTO	ABB	600/1	51P	EXTREMADAME NTE INVERSA	0.5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2.3*TC	---
ALIMENTADOR 13.8Kv D205	AEROPUERTO	ABB	600/1	51P	EXTREMADAME NTE INVERSA	0.5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2.3*TC	---
ALIMENTADOR 13.8Kv D305	AEROPUERTO	ABB	600/1	51P	EXTREMADAME NTE INVERSA	0.5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2.3*TC	---
ALIMENTADOR 13.8Kv D405	AEROPUERTO	ABB	600/1	51P	EXTREMADAME NTE INVERSA	0.5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2.3*TC	---
LLEGADA 34.5 Kv B110	AEROPUERTO	NUMERICO	200/5	51P	MUY INVERSA	0.64*TC	0,25
				50P	INSTANTANEO	11.38*TC	--
LLEGADA 34.5 Kv B210	AEROPUERTO	NUMERICO	200/5	51P	MUY INVERSA	0,84*TC	0,15
				50P	INSTANTANEO	8,37*TC	---
SALIDA 34.5 Kv B105	AEROPUERTO	NUMERICO	200/5	51P	MUY INVERSA	1*TC	0,35
				50P	---	---	---
SALIDA 34.5 Kv B205	AEROPUERTO	NUMERICO	200/5	51P	MUY INVERSA	1*TC	0,25
				---	---	---	

Tabla 5.5 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E Aeropuerto.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE TIERRA							
S/E: AEROPUERTO SISTEMA: 13.8/34.5 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8Kv D105	AEROPUERTO	ABB	600/1	51N	EXTREMADAME NTE INVERSA	0.1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	---
ALIMENTADOR 13.8Kv D205	AEROPUERTO	ABB	600/1	51N	EXTREMADAME NTE INVERSA	0.1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	---
ALIMENTADOR 13.8Kv D305	AEROPUERTO	ABB	600/1	51N	EXTREMADAME NTE INVERSA	0.1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	---
ALIMENTADOR 13.8Kv D405	AEROPUERTO	ABB	600/1	51N	EXTREMADAME NTE INVERSA	0.1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	---
LLEGADA 34.5 Kv B110	AEROPUERTO	NUMERICO	200/5	51N	INVERSA	0.23*TC	0,25
				50N	INSTANTANEO	11.38*TC	---
LLEGADA 34.5 Kv B210	AEROPUERTO	NUMERICO	200/5	51N	INVERSA	0,34*TC	0,15
				50N	INSTANTANEO	8,37*TC	---
SALIDA 34.5 Kv B105	AEROPUERTO	NUMERICO	200/5	51N	INVERSA	0.3*TC	0,4
				50N	---	---	---
SALIDA 34.5 Kv B205	AEROPUERTO	NUMERICO	200/5	51N	INVERSA	0,4*TC	0,3
				50N	---	---	---

Tabla 5.6 ajustes y coordinación de protección de fase S/E conejeros

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE FASE							
S/E: CONEJEROS SISTEMA:13.8/34.5 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8 Kv D105	CONEJEROS	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D205	CONEJEROS	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D305	CONEJEROS	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D405	CONEJEROS	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D405	CONEJEROS	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,5*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2*TC	--
LLEGADA 13.8 Kv D180	CONEJEROS	NUMERICO	800/5	51P	MUY INVERSA	1*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO		
LLEGADA 34.5Kv B110	CONEJEROS	NUMERICO	300/5	51P	MUY INVERSA	1,2*TC	0,15
				50P	INSTANTANEO	--	---
SALIDA 34.5 Kv B105	CONEJEROS	NUMERICO	350/5	51P	MUY INVERSA	1,2*TC	0,15
				50P	INSTANTANEO	----	----

Tabla 5.7 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E conejeros.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE TIERRA							
S/E: CONEJEROS SISTEMA:13.8/34.5 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8 Kv D105	CONEJEROS	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D205	CONEJEROS	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D305	CONEJEROS	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D405	CONEJEROS	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D505	CONEJEROS	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,5*TC	0,1
				50N	INSTANTANEO	2*TC	--
LLEGADA 13.8 Kv D180	CONEJEROS	NUMERICO	800/5	51N	INVERSA	0,37*TC	0,15
				50N	---		
LLEGADA 34.5Kv B110	CONEJEROS	NUMERICO	300/5	51N	INVERSA	0,42*TC	0,15
				50N	INSTANTANEO	--	---
SALIDA 34.5 Kv B105	CONEJEROS	NUMERICO	350/5	51N	INVERSA	0,42*TC	0,15
				50N	INSTANTANEO	----	----

Tabla 5.8 ajustes y coordinación de protección de fase S/E Las Hernández.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE FASE							
S/E: LAS HERNANDEZ SISTEMA:13.8/34.5 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8 Kv D105	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,6*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2,4*TC	---
ALIMENTADOR 13.8 Kv D205	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE	0,6*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2,4*TC	---
ALIMENTADOR 13.8 Kv D305	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE	0,6*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2,4*TC	---
ALIMENTADOR 13.8 Kv D405	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE	0,6*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2,4*TC	---
ALIMENTADOR 13.8 Kv D505	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,6*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	2,4*TC	---
LLEGADA 13.8 Kv D180	LAS HERNANDEZ	NUMERICO	1000/5	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,84*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	----	----
LLEGADA 34.5 Kv B110	LAS HERNANDEZ	NUMERICO	350/5	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	1*TC	0,3
				50P	INSTANTANEO	9,55*TC	---

Tabla 5.9 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E Las Hernández.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE TIERRA							
S/E: LAS HERNANDEZ SISTEMA:13.8/34.5 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8 Kv D105	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	---
ALIMENTADOR 13.8 Kv D205	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE	0,1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	---
ALIMENTADOR 13.8 Kv D305	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE	0,1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	---
ALIMENTADOR 13.8 Kv D405	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE	0,1*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	1*TC	---
ALIMENTADOR 13.8 Kv D505	LAS HERNANDEZ	ABB	600/1	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	0,6*TC	0,1
				50N	INSTANTANEO	2,4*TC	---
LLEGADA 13.8 Kv D180	LAS HERNANDEZ	NUMERICO	1000/5	51N	INVERSA	0,29*TC	0,3
				50N	INSTANTANEO	----	----
LLEGADA 34.5 Kv B110	LAS HERNANDEZ	NUMERICO	350/5	51N	INVERSA	0,4*TC	0,4
				50N	INSTANTANEO	9,55*TC	---

Tabla 5.10 ajustes y coordinación de protección de fase S/E Manguillo.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE FASE							
S/E: MANGLILLO SISTEMA:34.5/13.8 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8 Kv D105	BOCA DE RIO	MULTILIN	200/5	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	1.2*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	4.8*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D205	BOCA DE RIO	NUMERICO	200/5	51P	EXTREMADAMENTE INVERSA	1.2*TC	0,1
				50P	INSTANTANEO	4.8*TC	--
LLEGADA 13.8 Kv D180	BOCA DE RIO	NUMERICO	300/5	51P	MUY INVERSA	1.07*TC	0,15
				50P	--	--	--
LLEGADA 34.5 KV B110	BOCA DE RIO	NUMERICO	350/5	50P	MUY INVERSA	1*TC	0,25
				51	--	--	--

Tabla 5.11 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E Manguillo.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE TIERRA							
S/E: MANGLILLO SISTEMA:34.5/13.8 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 13.8 Kv D105	BOCA DE RIO	MULTILIN	200/5	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	1.2*TC	0,1
				50N	INSTANTANEO	4.8*TC	--
ALIMENTADOR 13.8 Kv D205	BOCA DE RIO	NUMERICO	200/5	51N	EXTREMADAMENTE INVERSA	1.2*TC	0,1
				50N	INSTANTANEO	4.8*TC	--
LLEGADA 13.8 Kv D180	BOCA DE RIO	NUMERICO	300/5	51N	MUY INVERSA	1.07*TC	0,15
				50N	--	--	--
LLEGADA 34.5 KV B110	BOCA DE RIO	NUMERICO	350/5	51N	MUY INVERSA	1*TC	0,25
				50N	--	--	--

Tabla 5.12 ajustes y coordinación de protección de fase S/E Luisa Cáceres de Arismendi.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE FASE							
S/E: LUISA CACERES SISTEMA:34,5/115,5 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 34.5 Kv B105	LUISA CACERES	MCGG 62	300/5	51P	MUY INVERSA	1*TC	0,5
				50P	INSTANTANEO	--	---
ALIMENTADOR 34.5 Kv B205	LUISA CACERES	MCGG 62	300/5	51P	MUY INVERSA	1,2*TC	0,55
				50P	INSTANTANEO	--	
ALIMENTADOR 34.5 Kv B305	LUISA CACERES	MCGG 62	400/5	51P	MUY INVERSA	0,8*TC	0,2
				50P	INSTANTANEO	--	---
LLEGADA 34.5 Kv B1480	LUISA CACERES	SEL-587-0	400/5	51P	MUY INVERSA	1,2*TC	0,6
				50P	INSTANTANEO	---	---
LLEGADA 34.5 KV B1380	LUISA CACERES	NUMERICO	400/5	51P	MUY INVERSA	1,2*TC	0,6
				50P	INSTANTANEO	---	---
SALIDA 115 Kv H1310	LUISA CACERES	NUMERICO	300/5	51P	MUY INVERSA	1,2*TC	0,8
				50P	INSTANTANEO	---	---

Tabla 5.13 ajustes y coordinación de protección de tierra S/E Luisa Cáceres de Arismendi.

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES DE TIERRA							
S/E: LUISA CACERES SISTEMA:34,5/115 Kv							
UBICACION	S/E	RELE	TC	CODIGO	AJUSTE		
					CURVA IEC	TAP	DIAL
ALIMENTADOR 34.5 Kv B105	LUISA CACERES	MCGG 62	300/5	51N	INVERSA	0,33*TC	0,65
				50N	INSTANTANEO	--	---
ALIMENTADOR 34.5 Kv B205	LUISA CACERES	MCGG 62	300/5	51N	INVERSA	0,49*TC	0,5
				50N	INSTANTANEO	--	
ALIMENTADOR 34.5 Kv B305	LUISA CACERES	NUMERICO	400/5	51N	INVERSA	0,49*TC	0,25
				50N	INSTANTANEO	--	---
LLEGADA 34.5 Kv B1480	LUISA CACERES	SEL-587-0	400/5	51N	INVERSA	0,64*TC	0,6
				50N	INSTANTANEO	---	---
LLEGADA 34.5 KV B1380	LUISA CACERES	NUMERICO	400/5	51N	INVERSA	0,64*TC	0,6
				50N	INSTANTANEO	---	---
SALIDA 115 Kv H1310	LUISA CACERES	NUMERICO	300/5	51N	INVERSA	0,42*TC	0,8
				50N	INSTANTANEO	---	---

CONCLUSIONES

El sistema eléctrico de la isla en este momento está en su máxima demanda aproximadamente unos 360 MW.

Las salidas de distribución, es decir 13,8 kV, muchas de estas están siendo subutilizadas y otras se encuentran sobrecargadas

El transformador TR 14, 20 MVA, 115/34.5 kV de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi, al ser corrido el flujo de carga en máxima demanda, sobre pasa su capacidad nominal.

El transformador TR 1 de 20MVA,34.5kV/13.8kV de la subestación Conejeros se encuentra sobreprotegido porque la curva de daño se encuentra por encima de la curva de daño del transformador TR 15 de 12 MVA,115/13.8 kV de la subestación Luisa Cáceres, el cual lo alimenta en forma radial.

Los niveles de tensión en las barras de 13,8 kV de la subestación Boca de Rio son bastante bajos, 8,387 kV en condición normal con máxima demanda siendo este el caso más crítico de las distintas barra que fueron objeto de estudio.

Al cerrar los seccionadores B124 Y D124 de las barras 13,8 kv y 34,5 kv de la subestación Aeropuerto, es decir los transformadores TR-1 Y TR-2 funcionando en paralelo aumenta los niveles de tensión en la subestaciones: las Hernández, Boca de Rio y El Manglillo.

La empresa SENECA posee equipos de protección modernos en todas sus subestaciones además que con estos equipos se tiene la posibilidad de obtener data bastante importante como hora de falla, tipo de fallas, historiales de fallas, perfiles de carga etc.

El esquema utilizado en el sistema 34.5 kV en la subestación Luisa Cáceres de Arismendi, no garantiza continuidad en el servicio. Las subestaciones Las Hernández, Boca de Rio, Conejeros, Aeropuerto y El Manglillo son alimentadas por los transformadores (115/34.5 kV) TR 13, TR14 y TR15; Estos están protegidos por un solo interruptor (H1310).

Por el sistema no ser radial ideal, es decir de las salidas 1 y 2 con nivel de 34,5 kV de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi se observa lo que llaman "T Out" esto hace que se torne algo bastante difícil coordinar los relés para que estos funcionen con tiempo de operación más corto o mejor.

En la subestación Aeropuerto el esquema utilizado para la protección de los transformadores no pose interruptor de respaldo en el lado de baja del mismo.

La empresa no posee un software de sistema de análisis de potencia actualizado para permitir un estudio más detallado y preciso.

La instalación de la subestación El Manglillo mejoraría los niveles de tensión medidos en la península de Macanao.

Los relés numérico facilitan en gran medida la coordinación de protecciones ya que son solo valores lo cuales son cargados en estos, para realizar la coordinación.

RECOMENDACIONES.

Instalar disyuntores para proteger individualmente los transformadores TR13, TR14 y TR15 en la subestación Luisa Cáceres de Arismendi. Con esto se garantiza mayor confiabilidad en el sistema a 34,5 KV.

Construir otro centro de generación que se encuentre ubicado en la zona este de la isla para mejorar la calidad de servicio eléctrico en esa zona: mejora los niveles de tensión, disminuir las pérdidas y reducir las interrupciones.

Aumentar de 34.5 kV a 115kv los niveles de tensión hacia la subestación Boca de Rio para disminuir las pérdidas en transmisión.

Colocar transformadores de mayor capacidad aguas abajo para no solo hacer un mejor uso de estos sino también para facilitar la coordinación de protecciones y no sobre protegerlos.

Instalar interruptores en el lado de baja de los transformadores de la subestación aeropuerto.

Realizar maniobra de transferencia de carga que permitan la mejor utilización de las salidas de distribución, muchas se encuentra muy por debajo de su capacidad instalada y otras muy por encima de su capacidad en una misma subestación.

Implementar los ajustes calculados en cada relé de sobrecorriente, para así garantizar la correcta operación de los dispositivos, lo que permite una mayor selectividad y continuidad en del servicio eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Hilarraza, L, " Evaluación de las configuraciones operativas de las subestaciones R3 y Coordinación de protecciones de las Aéreas de Producto Planos (SIDOR)". UDO. Departamento de ingeniería eléctrica 1995.

- [2] Torrivila, R "Evaluación y Coordinación de las Protecciones eléctricas en el sistema de distribución a 13,8 Kv de PDVSA Distrito Punta de Mata". UDO. Departamento de ingeniería eléctrica 2000.

- [3] Marx, C "Coordinación de las protecciones en media tensión del sistema de potencia de una Planta cervecera". UDO. Departamento de ingeniería eléctrica 2006.

- [4] Campos, L "Coordinación de las protecciones del sistemas de 34.5 KV S/E Luisa Cáceres de Arismendi SENECA, Estado Nueva Esparta". UDO. Departamento de ingeniería eléctrica 2006.

- [5] Palacio, A "Protección de sistemas de Potencia "Universidad de Carabobo.

- [6] Harper, E. "Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales" editorial Limusa México.

- Arteaga, N “Protecciones de sistemas eléctricos de potencia” CODELECTRA 2008.
- Harper, E “Fundamentos de protección de sistemas eléctricos Por relevadores”. Limusa 2008 México.
- Sorrentino, E “Protección de sistemas eléctricos de distribución” CODELECTRA 2000.
- W. Stevenson Jr, “**Análisis de Sistemas de Potencia**”, editorial McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE MEXICO, S.A de C.V. (1996).
- **FERVISA Ingeniería S.A de C.V, “Estudio de Corto Circuito”**[FERVISA,http://www.fervisa.com/pdf/sEST./20/CORTOC.pdf](http://www.fervisa.com/pdf/sEST./20/CORTOC.pdf) (3 de junio de 2008)
- J. Hernández, “**Calculo de Corriente de Corto Circuito**” El prisma, portal para Investigadores y Profesionales.
<http://www.elprisma/Cálculode Corriente de Corto Circuito/Apuntes de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.htm> (3 de Junio de 2.008)

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“COORDINACION DE PROTECCION DE SOBRE CORRENTE DEL SISTEMA ELECTRICO DE 34.5 KV DE LA S/E LUISA CACERES DE ARISMENDI INCORPORANDO LA S/E EL MANGLILLO SENECA, ESTADO NUEVA ESPARTA”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
MARVAL M. RODRIGO D.	CVLAC: 17.535.879 E MAIL: rodrigomarval@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

COORDINACION.

PROTECCION.

RELE.

SOBRE CORRIENTE.

SUBESTACION.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	
	INGENIERÍA ELÉCTRICA

RESUMEN (ABSTRACT):

El descubrimiento de la energía eléctrica marcó el comienzo de la edad moderna, la cual se necesita en la mayoría de las actividades que realiza el hombre, siendo esta de vital importancia para el desarrollo humano. Lo que lleva a que el servicio se mantenga constante, para logra esto es necesario las protecciones en el sistema de potencia. En este trabajo se realizo una descripción detallada del sistema de 34.5 kV de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi para tener los niveles de corto circuito y realizar un flujo de carga necesario para cumplir con el objetivo principal de este proyecto, el cual es realizar la coordinación de relé de protecciones de sobre corriente de la subestación Luisa Cáceres de Arismendi, para que sea selectiva, confiable, y respaldada

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / EMAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Ing. Melquiades Bermúdez	CVLAC:	v-3486726			
	E_MAIL	Melquiadez_bermudez@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Ing. Hernán Parra	CVLAC:	v- 4362464			
	E_MAIL	Hernanparra@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Ing. Manuel Maza	CVLAC:	v- 8266951			
	E_MAIL	Ingmanuelmaza@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2.010	06	03
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TesisCoordinación.doc	application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I
J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z . a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z . 0
1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO ELECTRICISTA

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

*De acuerdo con el Artículo 44 del reglamento de trabajos
de grado de la Universidad de Oriente:*

**“LOS TRABAJOS DE GRADO SON PROPIEDAD DE LA
UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER
UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL
CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO
RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO
UNIVERSITARIO”**

AUTOR

BR. Rodrigo Daniel Marval Marval

TUTOR

PROF. Melquiades Bermúdez.

JURADO

PROF. Hernán Parra.

JURADO

PROF. Manuel Maza.

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

PROF. VERENA MERCADO.