

**UCLV**  
Universidad Central  
"Marta Abreu" de Las Villas



**FIE**  
Facultad de  
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

## **TRABAJO DE DIPLOMA**

**Título:** Proceso de automatización del Sistema Eléctrico  
Aislado Cayo Santa María

**Autor:** Antuan Andrés Silva Fang

**Tutores:** Dra. Marta Bravo de las Casas

Ing. Rolando Pérez Gattorno

Consultante: MSc. Grettel Quintana de Basterra

Santa Clara, septiembre, 2020  
Copyright©UCLV

**UCLV**  
Universidad Central  
"Marta Abreu" de Las Villas



**FIE**  
Facultad de  
Ingeniería Eléctrica

Electroenergetic Departament

## DIPLOMA THESIS

**Title:** Automatization Process of Isolated Electrical System Cayo  
Santa María

**Author:** Antuan Andrés Silva Fang

**Thesis Director:** Dra. Marta Bravo de las Casas

Ing. Rolando Pérez Gattorno

Consultant: MSc. Grettel Quintana de Basterra

Santa Clara , september, 2020  
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

**Atribución- No Comercial- Compartir Igual**



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos: +5342281503-1419

# **PENSAMIENTO**

“La mente que se abre a una nueva idea, jamás volverá a su tamaño original”

Albert Einstein.

## **DEDICATORIA**

A mi familia, en especial a mi madre por siempre confiar en mí, a mis tías por guiarme en el camino a la profesionalidad y a mi abuela por hacerse cargo de tres generaciones.

## **AGRADECIMIENTOS**

- ✓ A mi madre...
- ✓ A mi tía Alina por haber acertado en hacerme tomar una de las mejores decisiones de mi vida: ingresar al IPVCE Carlos Roloff; antesala que me preparó para la vida universitaria.
- ✓ A mi abuela por hacerse cargo de mí cuando mi madre estuvo a miles de kilómetros de distancia.
- ✓ A esa piña disfuncional que me ayudó hasta el final, en especial a Foyer; le debo más de la mitad de mis notas y mi convalidación de Máquina I.
- ✓ A mis compañeros de carrera, en especial a aquellos que puedo llamar amigos para toda la vida.
- ✓ A la profesora Marta Bravo, por su profesionalidad, su paciencia y por haber siempre estado disponible a pesar de la distancia y de estos meses que han sido muy difíciles para todos.
- ✓ Al ingeniero Rolando Pérez Gattorno.
- ✓ Y a todas aquellas personas que me motivaron y me dieron palabras de apoyo para terminar mi tesis.

## RESUMEN

El Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María, al ser un sistema aislado es un sistema débil sujeto a problemas de fallas y averías que pueden ocasionar el colapso de la red. Todos los años, la infraestructura hotelera cambia en busca del aumento del turismo, y se hace de suma necesidad garantizar la continuidad del servicio eléctrico a los consumidores; algo que se hace difícil debido a que la red de distribución presenta un grado de obsolescencia tecnológica que dificulta el tiempo de localización y restablecimiento de las fallas. Los centros de conmutación que existen, no cumplen la principal función para la que fueron creados, y es por ello que la Empresa Eléctrica prevé un plan inversionista para sustituir la tecnología actual por interruptores automáticos con protección digital y desconectivos de líneas con detectores de fallas para posibilitar la supervisión y operación remota de los centros de conmutación, brindando así una superior protección y una rápida localización del problema. En este trabajo de investigación se realizó un estudio de la coordinación entre los relevadores de los alimentadores y otros dispositivos de protección que se quieren implementar en los centros de conmutación. La simulación se hará a través del software PSX, calculando las corrientes necesarias para los parámetros de ajustes de las protecciones.

**Palabras Clave:** sistema eléctrico aislado, protecciones de sobrecorriente, sistema de protecciones, coordinación de protecciones.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 1. Aspectos generales de los sistemas eléctricos y sus protecciones. ....</b>	<b>4</b>
<b>1.1 Introducción .....</b>	<b>4</b>
<b>1.2 Sistemas Eléctricos de Potencia .....</b>	<b>4</b>
<b>1.3 Sistemas Eléctricos Aislados .....</b>	<b>5</b>
<b>1.4 Sistemas de Protección.....</b>	<b>10</b>
<b>1.4.1 Propiedad de las protecciones.....</b>	<b>10</b>
<b>1.4.2 Funciones de un Sistema de Protección .....</b>	<b>12</b>
<b>1.4.3 Estructura de un Sistema de Protección .....</b>	<b>12</b>
<b>1.5 Dispositivos de protección .....</b>	<b>13</b>
<b>1.5.1 Fusible .....</b>	<b>13</b>
<b>1.5.2 Restauradores o Recerradores .....</b>	<b>14</b>
<b>1.5.3 Seccionalizador .....</b>	<b>15</b>
<b>1.5.4 Relevadores .....</b>	<b>16</b>
<b>1.6 Relevadores de Sobrecorriente .....</b>	<b>16</b>
<b>1.6.1 Relevadores de Sobrecorriente Instantáneos.....</b>	<b>17</b>
<b>1.6.2 Relevadores Sobrecorriente de tiempo definido .....</b>	<b>18</b>
<b>1.6.3 Relevadores Sobrecorriente de Tiempo Inverso .....</b>	<b>18</b>
<b>1.7 Relevadores direccionales.....</b>	<b>19</b>
<b>1.8 Coordinación de las protecciones.....</b>	<b>19</b>

---

1.8.1 Coordinación Relevador – Fusible.....	20
1.8.2 Coordinación Relevador – Relevador.....	21
1.9 Consideraciones finales del capítulo .....	22
<b>CAPÍTULO 2. Particularidades del Sistema Eléctrico Aislado del Cayo Santa María. ...</b>	<b>23</b>
2.1 Introducción.....	23
2.2 Descripción del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santamaría .....	23
2.2.1 Generación.....	23
2.2.2 Subestación.....	24
2.3 Circuitos .....	25
2.3.1 Circuito Norte Dunas Punta - Madruguilla.....	26
2.3.2 Circuito Base de Apoyo.....	27
2.3.3 Circuito Oeste Ensenachos.....	28
2.3.4 Circuito Este.....	30
2.4 Carga eléctrica y demanda.....	32
2.5 Demanda Máxima.....	34
2.6 Descripción del problema existente .....	35
2.7 Software PSX .....	41
2.8 Consideraciones finales del capítulo .....	41
<b>CAPÍTULO 3. Ajustes de las Protecciones de Sobrecorriente de los Centros de Conmutación .....</b>	<b>42</b>
3.1 Introducción.....	42
3.2 Ajustes de las protecciones de sobrecorriente.....	42

<b>3.3 Ajuste de las protecciones de los centros de conmutación del circuito Oeste-Ensenachos.....</b>	<b>42</b>
3.3.1 Ajuste de arranque de la protección de fase tiempo inverso .....	42
3.3.2 Ajuste de arranque de la protección de tierra tiempo inverso.....	43
3.3.3 Chequeo de sensibilidad.....	43
3.3.4 Ajuste de arranque de la protección de fase y tierra tiempo definido .....	44
3.3.5 Ajuste de arranque de la protección instantánea de fase y tierra .....	45
3.3.6 Coordinación de las protecciones.....	46
<b>3.4 Ajustes de las Protecciones de los Centros de Conmutación del Circuito Este.....</b>	<b>49</b>
3.4.1 Ajuste de arranque de la protección de fase tiempo inverso y tiempo definido para la variante 1. Los centros CC9 y CC10 sin protección .....	50
3.4.2 Ajuste de arranque de la protección de tierra tiempo inverso (Variante 1) .....	51
3.4.3 Chequeo de sensibilidad para fase y tierra. Variante 1.....	51
3.4.4 Chequeo de sensibilidad de tiempo definido de fase.....	52
3.4.5 Ajuste de arranque de la protección instantánea de fase y tierra .....	52
3.4.6 Coordinación de las protecciones. Variante 1 .....	53
3.4.7 Ajuste de arranque de la protección de fase tiempo inverso y tiempo definido para la variante 2. Los centros CC9 y CC10 con protección .....	56
3.4.8 Ajuste de arranque de la protección de tierra tiempo inverso. Variante 2.....	56
3.4.9 Chequeo de sensibilidad para fase y tierra. Variante 2.....	57
3.4.10 Chequeo de sensibilidad para tiempo definido de fase. Variante 2 .....	57
3.4.11 Ajuste de arranque de la protección instantánea de fase y tierra .....	57
3.4.12 Coordinación de las protecciones. Variante 2 .....	58

<b>3.5 Consideraciones finales del capítulo .....</b>	<b>62</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>64</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>65</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>66</b>

## INTRODUCCIÓN

El año 2019, fue un año realmente difícil para Cuba; debido a la política hostil de Estados Unidos y el recrudecimiento del bloqueo económico hacia la isla.

Debido al inconveniente de la obtención de combustible, la estabilidad económica del país, se vio dependiendo de un hilo, por lo cual se dio inicio a una etapa coyuntural energética, en la cual se aplicaron medidas de ahorro energético para tratar de afectar lo menos posible a las viviendas y a los medios de transporte. Una ardua tarea que se llevó a cabo (y se sigue manteniendo), en respuesta al llamado del Presidente, Miguel Díaz Canel, en: "Pensar como país".

A raíz de la cancelación de varias misiones internacionalistas del sector de la salud en Latinoamérica, el gobierno cubano tiene que poner todo su empeño en el desarrollo del sector del turismo, uno de los seis sectores más importantes del país y el sector de "mayor capital comprometido con respecto a la inversión extranjera". Uno de los polos turísticos que están en constante crecimiento son las playas de las isletas cercanas a la Isla principal, los denominados cayos, y dentro de ellos se encuentra el Cayo Santa María de la provincia de Villa Clara.

El Cayo Santa María está conformado por un sistema eléctrico aislado debido a su condición geográfica. Al ser un sistema aislado, es un sistema débil y sensible, por lo cual se encuentra a merced de las fallas o averías, llevando a una pérdida de un conjunto considerable de cargas o al colapso total del sistema. Para evitar esto, es vital la presencia de un sistema de protecciones bien diseñado que permita aislar las fallas tan rápido como sea posible, para la seguridad de las redes y la minimización de daños de los equipos, permitiendo que el resto del sistema permanezca en servicio.

### **Antecedentes.**

La infraestructura hotelera ha ido creciendo, y con ello aumenta la generación, y es típico la existencia de problemas que son inherentes a los sistemas aislados.

Se sabe de la ocurrencia de fallas de las diferentes cargas del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María (SEACSM), en la que han respondido las protecciones de los alimentadores (protecciones de respaldo), no operando por tanto la protección primaria.

### **Situación Problemática.**

En el SEACSM todas las cargas están conectadas a dos barras, y existen los llamados centros de conmutación, creados con el objetivo de que, cuando ocurriera una falla en uno de los circuitos o en la barra misma, poder pasar las cargas hacia la otra barra para continuar el servicio eléctrico. Hoy en día no se está cumpliendo la función de estos centros de conmutación, pues no tienen implementadas protecciones eléctricas y tampoco están automatizados; en cambio, solo poseen cuchillas que tienen que ser desconectadas manualmente, y por consiguiente las barras tampoco cumplen la principal función para las cuales fueron construidas.

La Empresa Eléctrica quiere implementar unas protecciones automáticas en los centros de conmutación, para evitar, si es posible, el disparo de las protecciones de los alimentadores y poder localizar y aislar las fallas de manera que afecten un número mínimo de consumidores. Garantizando una mayor eficiencia en la calidad del servicio eléctrico.

Por lo cual se realizará los cálculos de los parámetros de ajuste de dichas protecciones con respecto a los cambios en la red, y para que se cumpla la filosofía de las protecciones tendrán que tener una correcta coordinación con los fusibles de las cargas y las protecciones de los alimentadores.

Lo que nos lleva a la siguiente pregunta como **Problema Científico...**

¿Cuáles son los ajustes necesarios de las protecciones a implementar en los centros de conmutación y lograr una buena coordinación con las protecciones de los alimentadores?

Para responder a esta pregunta se plantea como **Objetivo General**: Implementar protecciones automáticas modernas en los centros de conmutación del SEACSM.

Para dar cumplimiento al **Objetivo General** se trazaron los siguientes **Objetivos Específicos**.

1. Profundizar sobre el tema de estudio.
2. Actualizar el monolineal del Sistema Eléctrico Aislado del Cayo Santa María utilizando el Power System Explorer (PSX).
3. Realizar el ajuste necesario de las protecciones a implementar en los centros de conmutación para la correcta coordinación con las protecciones de los alimentadores y las cargas.

Para lograr estos objetivos se proponen las siguientes **Tareas técnicas**:

1. Revisión de la bibliografía sobre el tema de estudio.
2. Actualización del monolineal del Sistema Eléctrico Aislado del Cayo Santa María en el software PSX.

3. Cálculo de los parámetros de ajustes de las protecciones a implementar en los centros de conmutación del SEACSM.
4. Confección del informe.

#### **Justificación y viabilidad.**

Este trabajo de diploma se justifica con la necesidad que tiene la Empresa Eléctrica de garantizar un servicio de gran calidad en el Cayo Santa María, teniendo en cuenta su importancia económica para Cuba.

La empresa dispone en sus almacenes las protecciones de diferentes fabricantes y los manuales para su estudio.

Además, se dispone del software PSX para la realización del estudio.

#### **Marco teórico.**

Propuesta de dispositivos y sus ajustes para cubrir la protección necesaria de los centros de conmutación.

#### **Tipo de investigación**

Teórico- Práctico

#### **Estructura del Informe**

Capítulo 1: Se describen las características de los sistemas eléctricos aislados y de los dispositivos de protección y automatización comúnmente utilizados en los circuitos de distribución en redes aisladas.

Capítulo 2: Descripción del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María en aspectos como carga, demanda, generación y protecciones eléctricas. Posibles dispositivos para lograr una mejor calidad en el servicio eléctrico.

Capítulo 3: Selección y ajustes de los parámetros de las protecciones.

# **CAPÍTULO 1. Aspectos generales de los sistemas eléctricos y sus protecciones**

## **1.1 Introducción**

En este capítulo se ofrecen las principales características de los sistemas eléctricos de potencia y los sistemas aislados. También se abordará sobre las características y funciones de los dispositivos más usados en los sistemas de protección, además de su coordinación.

## **1.2 Sistemas Eléctricos de Potencia**

El proceso de hacer llegar la energía eléctrica desde las fuentes hasta los consumidores requiere de estructuras cada vez más complejas como son los denominados sistemas de potencia, son claves para el bienestar y el progreso de la sociedad moderna, poseen una serie de fenómenos en condiciones operativas normales y anormales que son motivos del apasionado estudio de los ingenieros electricistas [1].

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia es generar y suministrar la energía eléctrica a los consumidores. El sistema debe estar diseñado y operado para entregar esta energía a los puntos de utilización tanto con confiabilidad como con economía. Si los cortes de energía son frecuentes o prolongados, se ve afectada la rutina normal de la sociedad, por lo que se debe hacer énfasis en la confiabilidad y seguridad del suministro. Ya que los requerimientos de confiabilidad y economía son ampliamente opuestos, el diseño del sistema de potencia es inevitablemente un compromiso.

Un sistema de potencia comprende diversos elementos. Muchos de estos elementos son muy costosos, por eso el sistema de potencia representa una gran inversión de capital. Para maximizar el retorno de esa inversión, el sistema debe utilizarse en lo posible, dentro de los controles aplicables de seguridad y confiabilidad del suministro. Más importante, sin embargo, es que el sistema de potencia debe ser operado de una forma segura todo el tiempo.

Está compuesto por plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro

de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas [2].

En la extensión de las redes eléctricas conviven varias formas de estructuración: sistemas aislados, locales, nacionales, regionales. Han predominado unos u otros según la geografía y los tiempos, pero la prioridad actual será la de universalizar el servicio eléctrico para erradicar la pobreza y reducir las inequidades territoriales [3].

Un sistema eléctrico dependiendo de su confiabilidad se puede clasificar en tres tipos [2]:

1. Sistema radial.
2. Sistema en anillo.
3. Red mallada.

El sistema eléctrico moderno está condicionado y sometido a severas exigencias de los usuarios, sobre todo, en cuanto a calidad y continuidad en el suministro se refiere. La energía eléctrica es uno de los recursos energéticos principales de la sociedad moderna, y el usuario debe disponerla instantáneamente, en la cantidad exacta que necesita en cada momento y, además, a la tensión y frecuencia correctas.

### **1.3 Sistemas Eléctricos Aislados**

La demanda de generación eléctrica sigue creciendo en todos los países cada día más, pero eso no quita que se sigan desarrollando pequeños sistemas aislados de generación, que son construidos con el objetivo de llevar electricidad a todas las regiones y lugares de difícil acceso, donde la red nacional de distribución de energía eléctrica no ha llegado [4].

Se entiende por sistema aislado aquel que no tiene conexión eléctrica con otros debido a sus características. Es decir, son sistemas de generación y distribución de energía eléctrica que no se encuentran conectados a la red eléctrica nacional [4].

Es un sistema relativamente pequeño, generalmente situado en un sitio remoto para servir a una carga específica o una pequeña comunidad, sin posibilidad de una interconexión asistida desde un sistema vecino.

Los consumidores de la mayor parte de las islas del mundo obtienen la energía eléctrica que necesitan de centrales de producción establecidas en su misma isla, formando los denominados sistemas eléctricos aislados.

Los sistemas eléctricos aislados son muy diferentes de los grandes sistemas continentales. Dado su reducido tamaño son más vulnerables ante averías, variaciones de la carga etc., al carecer de la inercia y apoyo mutuo que proporcionan los grandes sistemas continentales.

La mayoría de los sistemas aislados en las islas tienen una fuerte dependencia de la generación de energía eléctrica con combustibles como diésel y *fuel oil*, no utilizados en los sistemas continentales por su elevado costo y efecto en la contaminación [5] Estas condiciones suponen una gran complejidad en la operación de los sistemas eléctricos aislados.

En los sistemas eléctricos, la potencia producida está ajustada al consumo de las cargas, es decir, su potencia total generada debe ser en todo momento igual a la potencia total consumida más las pérdidas que se producen para servir la carga. Si en un momento dado la generación no es igual a la demanda, se produce una variación de la frecuencia del sistema, dicho sistema responde a dicha variación de frecuencia con la respuesta inercial, la regulación primaria y la regulación secundaria [6].

La generación en un sistema de energía eléctrica tiene que ser en cada instante igual a la demanda. Si en un momento dado la generación es superior a la demanda, el exceso de energía se almacena en forma de energía cinética en el rotor de los generadores, produciéndose una aceleración de los mismos que determina un aumento de la frecuencia del sistema. Por el contrario, si la demanda es superior a la generación, el déficit de energía se toma de la energía cinética de los rotores, produciéndose una disminución de su velocidad, que determina una disminución de la frecuencia [7]. La figura 1.1 muestra un gráfico de este problema.

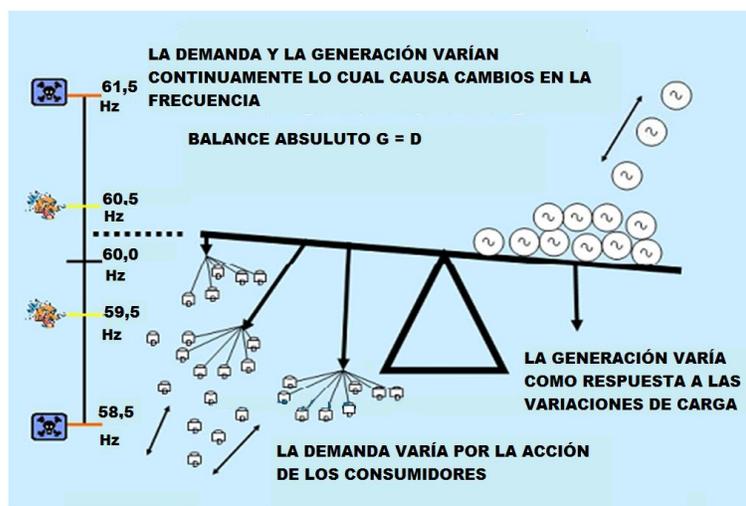


Figura 1.1. Comportamiento de la frecuencia en un sistema eléctrico [8].

Para mantener permanentemente la frecuencia en un valor de consigna (ej. 50 Hz o 60 Hz), los generadores están dotados de un regulador denominado regulador carga-velocidad o regulación primaria.

El desequilibrio entre generación y demanda puede tener su origen en:

- Variaciones de la demanda: son generalmente pequeñas y progresivas a lo largo del día debido a que no se producen grandes pérdidas ni adiciones súbitas de carga.
- Pérdidas súbitas de generación. Se producen con cierta frecuencia y pueden englobar grandes cantidades de potencia, la primera es debida a la desconexión no programada de grupos generadores y la segunda es producida por el aislamiento de un área generadora al producirse una falta en los corredores que unen esa área exportadora con el área importadora. Al producirse una pérdida de generación, la energía que queda fuera de servicio tiene que ser aportada por el resto de generadores a través de la regulación primaria (los reguladores carga-velocidad). La cantidad total de energía que todos los generadores de un sistema pueden aportar en caso de pérdida de generación, se denomina reserva primaria de generación. Si la reserva primaria no es suficiente para compensar el déficit de generación perdida, los sistemas colindantes interconectados pueden suministrar la energía que falta. Esta situación se mantendrá durante el tiempo suficiente para que el área con déficit arranque más generación o repare el defecto.
- En los sistemas aislados no existen vecinos que puedan aportar la energía que falta. Por ello, la única forma de equilibrar generación y demanda es mediante el deslastre (desconexión) de carga [9]. Sin embargo, interrumpir el servicio tiene unos costos asociados muy elevados. Por una parte, se deja de vender la energía que se corta (se pierde el beneficio), por otra es necesario pagar las indemnizaciones y demandas de los clientes afectados y finalmente se produce un deterioro significativo de la calidad del servicio y la imagen corporativa de la empresa suministradora.

Los sistemas aislados están equipados total o parcialmente con grupos generadores de baja inercia y es por ello que las variaciones de frecuencia que se producen en caso de perturbaciones son muy superiores a las que se experimentan en sistemas fuertemente interconectados. Presentan características tales que la estabilidad es un problema de primer orden. Además, las redes eléctricas de los sistemas aislados están por lo general poco malladas y son de niveles de tensión inferiores a las redes de los sistemas interconectados lo que hace que sean muy sensibles a las variaciones de generación y demanda, por lo tanto,

en caso de perturbaciones en la red las variaciones de frecuencia que se producen son muy superiores a las que se originan en los sistemas con mayor interconexión. Si ocurriera una falla severa, sería inevitable el colapso de estos sistemas. Pero debido a su pequeño tamaño la reposición de todo el sistema resulta relativamente fácil [6].

Se van desconectando un conjunto limitado de cargas para restablecer el equilibrio entre generación y demanda mediante relevadores de sub-frecuencia y/o de derivada de frecuencia, siendo vitales para asegurar la estabilidad de sistemas eléctricos aislados cuando ocurre la desconexión de un generador.

A través de la regulación primaria si se pierde algún grupo generador, el resto de los generadores conectados han de aportar la potencia que se deja de suministrar. Donde se puede dar el caso que la cantidad de potencia que se deja sin suministrar sea una parte importante de la potencia total generada y el resto de generadores no sea suficiente para compensar la generación perdida.

Por su pequeño tamaño estos sistemas aislados son intrínsecamente frágiles ya que [10]:

- Tienen pocos puntos de generación / exposición ante fallo de una central.
- La inercia de los generadores y motores primarios es muy baja.
- Cualquier problema de transporte o generación tiene una gran repercusión en las magnitudes básicas del sistema y conlleva generalmente desastres de carga (cortes de suministro).
- Las redes de transporte poco malladas.
- Por lo general tienen escasez de recursos energéticos propios y elevada dependencia exterior.
- La operatividad de las fuentes generadoras que abastecen los sistemas aislados tiene mayor incidencia en la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico que los demás componentes de un sistema eléctrico, porque las salidas forzadas de generación ocasionan interrupciones de mayor magnitud dejada de servir, particularidad que no ocurre en los sistemas eléctricos interconectados que cuentan con fuentes redundantes.

Los sistemas eléctricos aislados presentan características tales que la estabilidad es un problema de primer orden. Son sistemas de pequeño tamaño y están equipados total o parcialmente con grupos generadores de baja inercia, por ejemplo: accionados por motores diésel. Por ello, las variaciones de frecuencia que se producen en caso de perturbaciones son muy superiores a las que se experimentan en sistemas fuertemente interconectados. Además,

las redes eléctricas de los sistemas aislados generalmente son de niveles de tensión inferiores a las redes de los sistemas interconectados

Son muy sensibles a las variaciones de generación y demanda [11]. Si se pierde algún grupo generador, a través de la regulación primaria el resto de generadores conectados han de aportar la potencia que se deja de suministrar. La cantidad de potencia que se deja sin suministrar puede suponer un porcentaje importante de la potencia total generada en el momento de la pérdida.

Además, estos sistemas eléctricos aislados carecen de sistemas colindantes que les puedan aportar energía. Todo esto puede generar una disminución o un aumento de frecuencia tal que la única solución para evitar el colapso total del sistema sea la desconexión de cargas o de generación [9].

Los clientes abastecidos por los sistemas aislados tienen los mismos derechos que los atendidos por el SEN, por lo tanto, merecen recibir un servicio eléctrico confiable y de calidad apropiada.

En los sistemas aislados, antes que las deficiencias de tensión o frecuencia del suministro eléctrico, la continuidad del servicio constituye el componente más incidente en la calidad del mismo, este es representado por el número de veces y la duración en que el suministro eléctrico es interrumpido intempestivamente.

Las salidas forzadas de la generación son las que ocasionan mayor impacto en la prestación del servicio eléctrico, como consecuencia de desperfectos propios de las instalaciones generadoras, de las redes de distribución, fenómenos naturales y actos de terceros.

La supervisión se sustenta en el comportamiento de los parámetros más representativos de continuidad y confiabilidad de las fuentes de generación, los mismos que están representados por el número, la duración de las salidas forzadas de la generación, cuyos indicadores poseen límites de tolerancia pre-determinados y el margen de reserva, que representa la diferencia entre la capacidad de generación y la máxima demanda de cada sistema aislado, cuya cobertura debe de estar siempre garantizada [12].

Existen metodologías de supervisión sistemática, mediante indicadores que evalúan la continuidad y confiabilidad del suministro referidos a las fuentes de generación, que afectan a los clientes como es el caso de Perú que aparece en la referencia [13].

## 1.4 Sistemas de Protección

“Un sistema de protección es el conjunto de dispositivos y elementos interrelacionados (y sus funciones) que permiten proteger el equipo que corresponde o al sistema de potencia” [14].

El objetivo de los sistemas de protección es sacar de servicio, es decir aislar eléctricamente, lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de potencia, para mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia.

Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital muy grande y se protege también a las personas. La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tenidos en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros disponibles [15].

### 1.4.1 Propiedad de las protecciones

Cuando el esquema de protección contra cortocircuito se pone en explotación, comienza a funcionar, lo cual consiste en la operación para fallas internas y en la no operación para fallas externas, o para regímenes normales y anormales de operación de un SEP. El cumplimiento de estas funciones puede afectarse en el proceso de explotación debido a errores en sus órganos, o a rotura de sus elementos. Esto caracteriza los fallos de operación. Cuando se requiere operación de la protección y no se origina, y en operaciones incorrectas, para fallas que no requieren operación.

Para que una protección cumpla con su función de forma segura y eficaz debe de cumplir las siguientes propiedades: sensibilidad, selectividad, velocidad, estabilidad, confiabilidad [15, 16].

**Sensibilidad:** Es la propiedad de detectar desviaciones en el entorno del punto de equilibrio (llamado también punto de ajuste o de cambio de zona). Detectar condiciones anormales por incipientes que sean.

**Selectividad:** Se denomina a la propiedad de desconectar sólo el elemento fallado del sistema. La selectividad incluye por lo tanto la capacidad de operar efectivamente para defectos en el elemento protegido y no operar para defectos fuera del elemento protegido. Por ejemplo, en

la figura 1.2 el relevador R1 debe operar primero para la falla mostrada, el R2 solo sería respaldo, y mucho menos el R3. Si opera el R2 primero falta selectividad.

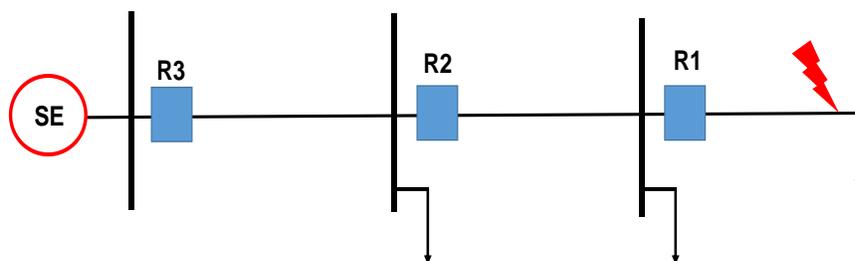


Figura 1.2. Ejemplo para mostrar la selectividad.

**Velocidad:** Cuando el cortocircuito es dentro de la zona protegida, es necesario que las acciones sean tomadas con una gran velocidad, a efectos de proteger adecuadamente al elemento de los daños que pudiera sufrir.

**Estabilidad:** Es la propiedad de mantenerse en reposo para defectos fuera de la zona protegida, por más violentos o graves que puedan resultar. Así mismo debe mantenerse sin operar en ausencia de fallas. Puede hablarse también de estabilidad vinculada a la operación para fallos dentro de la zona protegida que se denomina estabilidad de la sensibilidad de la protección. También puede hablarse de la estabilidad de la velocidad de operación, que es particularmente importante en las protecciones sin retardo de tiempo.

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que re-energice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas [17].

**Confiabilidad:** Propiedad de la protección de cumplir con su función en cualquier condición de funcionamiento. Se dice generalmente que una protección es confiable cuando brinda la seguridad de no operar para ausencia de defecto o defecto fuera de su zona selectiva y de sí operar para defectos dentro de su zona selectiva. La confiabilidad va asociada también al concepto de tiempo o tiempo de servicio de la protección.

También entre las propiedades se encuentra que deben tener simplicidad es decir que el mínimo de equipos de protección, estén asociados al circuito protegido. Por otro lado economía, es decir un costo mínimo pero para la protección máxima [18]. Es decir; la instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos [19].

### 1.4.2 Funciones de un Sistema de Protección

La función de la protección es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema eléctrico cuando el mismo sufre un cortocircuito o cuando comienza a funcionar de manera anormal que pueda originar daño e interfiera de otra manera con el funcionamiento eficiente del sistema. Dentro de sus funciones se encuentran [15]:

- Aislar las fallas permanentes.
- Minimizar el número de salidas y de fallas permanentes.
- Minimizar el tiempo de localización de las fallas.
- Prevenir daños a los equipos.
- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores.
- Minimizar la probabilidad de falla disruptiva.
- Minimizar los riesgos.

### 1.4.3 Estructura de un Sistema de Protección

La gran importancia de la función realizada por el sistema de protección hace aconsejable dotarlo de una estructura que impida que el fallo de cualquiera de sus equipos deje sin protección al sistema y desencadene una serie de consecuencias indeseables. Un análisis técnico recomienda cubrir mediante equipos de respaldo un posible fallo de los equipos primarios.

A veces, por consideraciones económicas no hacen viable esta posibilidad donde la experiencia ha mostrado que la probabilidad de producirse una falla es mínima. No es así el caso de las líneas aéreas que estadísticamente tienen el 90% de las fallas que ocurren en los sistemas eléctricos. Por esta razón la protección de una red eléctrica se estructura de acuerdo al gráfico de la figura 1.3.

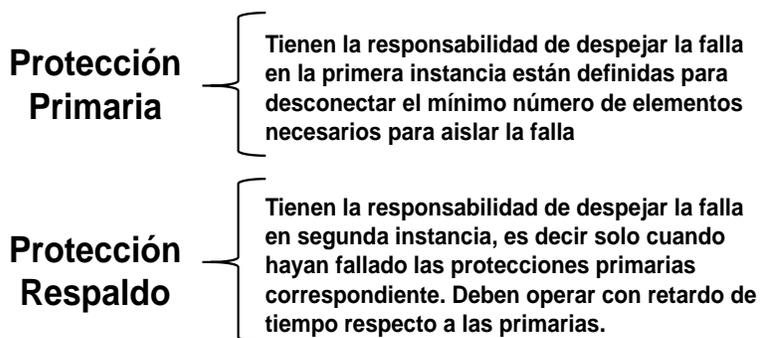


Figura 1.3. Estructura de un sistema de protección de una red eléctrica.

## 1.5 Dispositivos de protección

En los sistemas eléctricos radiales los dispositivos de protección más utilizados son los fusibles, recerradores o restauradores, seccionalizadores y el conjunto relevador – interruptor de potencia [20].

Sin embargo las protecciones tradicionales de sobrecorriente tienen un conjunto de limitaciones entre las que se encuentran [21]:

- Su ajuste en fase debe ser superior a la corriente de carga máxima, cuya expectativa lo que limita la sensibilidad y velocidad de la protección.
- Sus ajustes deben chequearse frecuentemente contra los niveles de la carga debido a su crecimiento y estacionalmente dado por las temperaturas extremas que pueden hacerla operar.
- Los relevadores de tierra deben ser ajustados de acuerdo al máximo desbalance de carga esperado en el alimentador.

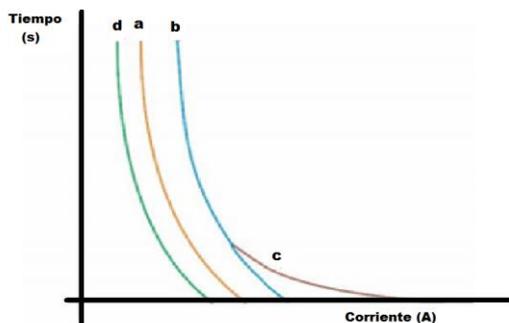
A continuación, se describen brevemente cada uno de los dispositivos más usados.

### 1.5.1 Fusible

Los fusibles fueron introducidos hace más de 100 años atrás, fueron la primera forma de protección utilizada en redes eléctricas. Una extremadamente cantidad de números de ellos han sido producidos desde aquel tiempo y se siguen usando todavía extensivamente en las secciones de baja tensión de los sistemas de potencia alrededor del mundo. Son simples, relativamente baratos y satisfacen el requerimiento básico que aplica para todos los equipos de protección.

El principio de funcionamiento del fusible es el efecto Joule, fenómeno irreversible por el cual, si en un conductor circula una corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor que es aprovechado por un elemento sensible al calor con un punto de fusión menor al de los conductores de la instalación protegida. Es este elemento sensible al que se le denomina fusible [22].

La construcción de los fusibles comprende una gran variedad de modelos, con distintos tamaños, formas y métodos de montaje. Los equipos son utilizados en diferentes gamas de tensión, corriente y tiempos de actuación. La figura 1.4 muestra características de operación de fusibles.



**Leyenda.**

- a) **Curva de tiempo mínimo de fusión.** Relaciona la corriente con el tiempo mínimo en el cual el fusible se funde.
- b) **Curva de tiempo máximo de fusión.** Se obtiene adicionando un margen de tolerancia a la curva a.
- c) **Curva de tiempo total de extinción del arco.** Se obtiene adicionando a la curva b el tiempo necesario de extinción del arco.
- d) **Curva de tiempo – corriente de corta duración.** Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a

Figura 1.4. Características tiempo – corriente de fusibles [22].

### 1.5.2 Restauradores o Recerradores

En sistemas aéreos de distribución, entre el 80% y el 95% de las fallas, son de naturaleza temporal y tiene una duración de unos cuantos ciclos o algunos segundos. El restaurador con su característica de disparo y reconexión, elimina la posibilidad de dejar por fuera un circuito de distribución debido a fallas de tipo temporal [22].

Los restauradores son dispositivos automáticos de reconexión de un circuito cuando se produce una falla temporal en el mismo. Son diseñados para soportar corrientes de cortocircuito, también poseen un sistema de control capaz de medir la corriente de línea que están protegiendo; en caso que se produzca una falla abren o cierran el circuito en una secuencia predeterminada. Si la falla persiste después de ejecutada la frecuencia de apertura y cierre, el restaurador se encarga de aislar el resto del sistema. Los restauradores se clasifican de acuerdo a la técnica de extinción del arco utilizado, existen los de vacío y los de aceite mineral y al tipo de control que utilizan para ejecutar la secuencia de reconexión, la inteligencia o control puede ser hidráulico o electrónico.

Los restauradores tienen diversas curvas de tiempo inverso, lo que permite escoger la adecuada para cualquier caso de coordinación, estas curvas se denominan lentas, mientras que la operación de apertura instantánea también posee curvas, denominadas curvas rápidas. La secuencia de operación es un parámetro que se puede manejar, generalmente la secuencia se compone de cuatro operaciones, entendiéndose cada operación como una apertura del circuito. La rapidez de cada operación (apertura) la podemos ajustar estableciendo en el restaurador que curva domina la primera apertura, la segunda la tercera y la cuarta. La secuencia o ciclo estándar de trabajo para un restaurador; el recierre del circuito después de

una apertura demora dos segundos en equipos con control hidráulico y para equipos con control electrónico este tiempo es ajustable.

Además, los restauradores poseen curvas que pueden ser usadas para el caso de coordinación de un restaurador con cualquier equipo de protección, los restauradores pueden ser trifásicos o monofásicos dependiendo de las redes de distribución existentes en el sistema de distribución. La figura 1.5 muestra curvas de operación de un restaurador.

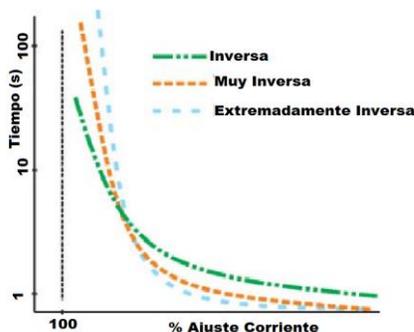


Figura 1.5. Curvas de operación de un restaurador [23].

### 1.5.3 Seccionalizador

El seccionalizador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente las fallas en las líneas de distribución. Es un equipo con la posibilidad de registrar una falla y capaz de abrir automáticamente después de un cierto número de registros de falla durante el tiempo muerto de un equipo de protección ubicado a aguas arribas. Se instala necesariamente aguas abajo de un equipo con reconexión automática, lo cual se puede observar en la figura 1.6.

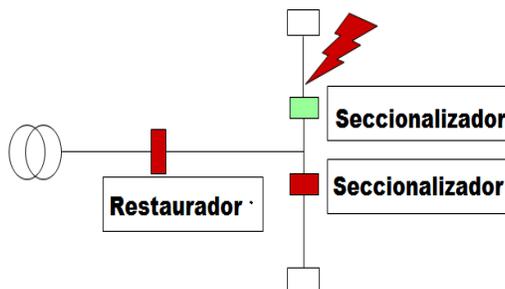


Figura 1.6. Ubicación de un seccionalizador en una red eléctrica.

Para fallas ocurridas dentro de su zona de protección, el seccionalizador cuenta las aperturas y cierres efectuadas por el equipo dotado de reconexión automática instalado aguas arriba y de acuerdo a un ajuste previo, abre en el momento en que el restaurador está abierto; es decir,

el seccionalizador cuenta los impulsos de corriente de falla que fluyen en el sistema, ajustándose para que abra después de un determinado número de pulsos que pueden ser uno, dos o tres como máximo. Siempre debe ajustarse para un pulso menos que el número de operaciones del restaurador asociado. Se usan a menudo en lugar de fusibles en arranques donde es necesario reponer el servicio rápidamente y donde no se justifica el uso de otro restaurador en serie. No tienen curvas características de operación tiempo-corriente y se coordinan con los restauradores, simplemente por sus corrientes nominales y sus secuencias de operación.

#### **1.5.4 Relevadores**

¿Qué es un relevador de protección? La definición de acuerdo al Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) como un *“dispositivos eléctrico que está diseñado para responder a determinadas condiciones de entrada en una manera prescrita, y después de que determinadas condiciones estén presentes provocaran la operación o un cambio abrupto en los circuitos que controla”* [18]. En una nota adicional que las entradas son normalmente señales eléctricas, térmicas, mecánicas o una combinación de éstas (IEEE C37.90, 1989).

El relevador es el elemento más importante del equipo de protección. En sentido figurado puede decirse que desempeña la misión del cerebro en el cuerpo humano, ya que es el que recibe la información, la procesa, toma decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido [19].

Los relevadores fueron desarrollados para proveer protección ante fallas de sobrecorriente y tierra, apoyados por los transformadores de corriente, abren en el circuito cuando es necesario. Son usados para proteger circuitos que operan a altos niveles de tensiones. A través de los años se han instalado alrededor del mundo para ser la protección principal o para dar protección secundaria y de apoyo a esquemas de protecciones más complejos.

Para realizar su trabajo, con independencia de la tecnología empleada para su construcción, una protección desarrolla internamente tres etapas fundamentales: acondicionamiento de señales, aplicación de las funciones de protección y la lógica de disparo.

#### **1.6 Relevadores de Sobrecorriente**

Como su nombre lo indica, la operación de este tipo de protección se basa en el aumento de corriente que provocan los cortocircuitos en la línea de distribución protegida. Las magnitudes

sobre las que se debe actuar para su aplicación son la corriente mínima de operación o de arranque y la curva de operación.

El valor arranque fija la sensibilidad de la protección, lo que permite detectar cualquier tipo de cortocircuito en su zona protegida, incluida la zona en que debe dar respaldo. El denominado dial de tiempo permite seleccionar la curva de tiempo de operación del relevador, de modo que sea selectivo con la operación de relevadores ubicados en zonas adyacentes.

Los relevadores de sobrecorriente basado en las características de operación deben clasificarse en tres grupos: de tiempo definido, de tiempo inverso e instantáneo. Las curvas características de estos tres tipos se muestran en la figura 1.7.

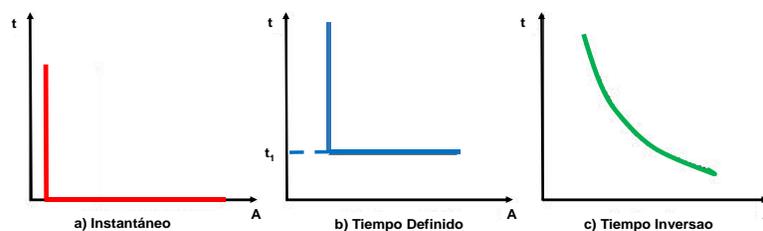


Figura 1.7. Características de tiempo – corriente de relevadores de sobrecorriente. a) Instantánea. b) Tiempo definido. c) Tiempo inverso.

La corriente y el tiempo de los relevadores son ajustables para la correcta discriminación entre fallas y condiciones de sobrecarga. En algunas aplicaciones, la graduación del tiempo puede que no sea suficiente para asegurar la correcta operación bajo todas las posibles condiciones del sistema, y para poder lograr la protección en tales circunstancias, los relevadores monitorean la dirección del flujo de la corriente. Estos son los relevadores direccionales y se usan en conjunto con los de sobrecorriente y tierra [24].

### 1.6.1 Relevadores de Sobrecorriente Instantáneos

Este tipo de relevadores opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. Estos relevadores, como unidades aisladas, se usan poco en los sistemas eléctricos de potencia. Generalmente se utilizan en conjunto con otras protecciones, con el fin de combinar sus características [22].

El ajuste es seleccionado de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relevador operará para un valor bajo de corriente y las corrientes de operación del relevador aumentan progresivamente en cada subestación rumbo a la fuente. Así, el relevador con ajuste más bajo opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano.

Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener poca selectividad a altos valores de corriente de cortocircuito. Otra desventaja es la dificultad para distinguir entre la corriente de falla en uno u otro punto cuando la impedancia entre esos puntos es pequeña en comparación hacia el lado de la fuente, conduciendo hacia la posibilidad de que se presente pobre discriminación.

### **1.6.2 Relevadores de Sobrecorriente de tiempo definido**

Para corrientes mayores que un valor predeterminado el relevador operará en un tiempo siempre igual. Es decir, que sin importar la magnitud de la sobrecorriente, el tiempo de operación siempre será el mismo [25].

Este tipo de relevadores permite ajustes variables para hacer frente a diferentes niveles de corriente utilizando diferentes tiempos de operación. Los ajustes pueden hacerse de tal manera que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto y luego los interruptores restantes son disparados sucesivamente, moviéndose hacia la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente es llamada el tiempo de discriminación. La coordinación entre estos relevadores se puede realizar con retardos de tiempo fijos de tal forma que el tiempo del más lejano sea el menor. El tiempo de operación es así independiente de los niveles de falla.

### **1.6.3 Relevadores de Sobrecorriente de Tiempo Inverso**

La propiedad fundamental de los relevadores de tiempo inverso es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. Mayores sobrecorrientes, menores tiempos. Estos dispositivos están caracterizados por tener un grado de inversión determinado y poseer una familia de curvas enumeradas entre las cuales es necesario seleccionar una. A esta numeración se le conoce como múltiplo o palanca de tiempo y constituye uno de los parámetros a ajustar. Por lo tanto, están clasificados por las diferentes normas, IEC e IEEE; de acuerdo con su curva característica que indica la velocidad de operación (moderadamente inverso, inverso, muy inverso y extremadamente inverso).

Su ventaja sobre los relevadores de tiempo definido es que, para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo para la selectividad de la protección. Además, son más tolerantes para corrientes transitorias que ocurren con frecuencia en las redes eléctricas.

## 1.7 Relevadores direccionales

Este tipo de protección se utiliza también en las líneas de distribución por su condición de selectivas actuando solo para sobrecargas o fallas que se produzcan en una determinada dirección de las corrientes [20]. La misma normalmente actúa bajo unas determinadas condiciones de desfase entre el ángulo de la tensión (magnitud de referencia o polarización) y la corriente. La magnitud de polarización puede ser una corriente, pero la misma no debe variar su ángulo de posición cuando ocurra la falla.

La protección de sobrecorriente direccional es usada cuando es necesario proteger el sistema contra corrientes de falla que pueden circular en ambas direcciones a través de un elemento del sistema. Esto puede suceder en sistemas en anillo o enmallados y en sistemas con una variedad de puntos de alimentación. Un ejemplo de utilización en una red radial es el caso de las líneas en paralelo, figura 1.8.

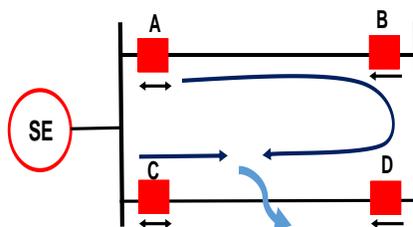


Figura 1.8. Necesidad de direccionalidad en los relevadores en las líneas paralelas con una alimentación.

## 1.8 Coordinación de las protecciones

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. La figura 1.9 muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección.

Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales [17]. Los ajustes obtenidos para las protecciones principales deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo.

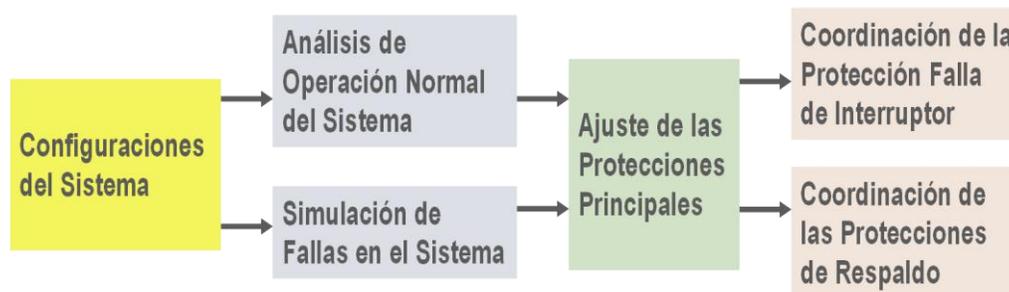


Figura 1.9. Proceso de ajuste y coordinación de protecciones.

La coordinación de las protecciones consiste en definir las graduaciones de las magnitudes medidas por el relevador y los tiempos necesarios para la operación debidamente priorizada del sistema de protección con la finalidad que su actuación sea en el mínimo tiempo posible. En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre la(s) protección(es) principal(es) y la protección de falla de interruptor, así como con la protección de respaldo. El estudio de coordinación implica un análisis de las características de todos los dispositivos ubicados en serie entre las fuentes y cargas. Se necesita la información para la selección de los transformadores de corriente (TC), características y parámetros de ajuste de los relevadores, valores nominales de fusibles, características y valores de los parámetros de ajuste de los interruptores. Básicamente, no existen esquemas de coordinación definidos para las protecciones. El esquema de la coordinación se determina normalmente según la topología específica individual del sistema de distribución, así como varias otras consideraciones.

### 1.8.1 Coordinación Relevador – Fusible

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en el tiempo de coordinación de un 25 % de tiempo entre la curva de tiempo máximo de limpieza del fusible y la curva característica tiempo corriente del relevador cuando esté presente la corriente máxima de cortocircuito en el fusible, entre 0,2 y 0,4 s. La figura 1.10 ilustra la aplicación de este criterio. Se debe tener una operación selectiva de la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente para cualquier falla en el ramal, pues primero el disparo se produce por esta unidad instantánea y se vuelve a energizar el circuito por medio de un relevador de recierre. Se tiene como recomendación a fin de facilitar el estudio de coordinación al aplicar este criterio, que se seleccione la característica del relevador con un grado de inversión semejante al fusible, con lo que se logra mantener una separación uniforme entre ambas curvas [26].

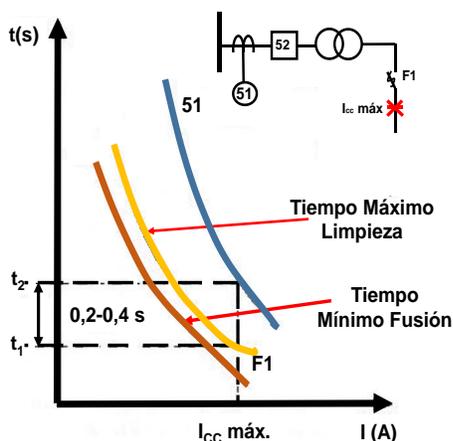


Figura 1.10. Criterio de coordinación de un relevador con un fusible.

### 1.8.2 Coordinación Relevador – Relevador

Cuando se usan relevadores de sobrecorriente en serie, se establece un margen de tiempo para la coordinación entre 0,2 a 0,4 s en el valor de la falla máxima que se presente en el relevador de respaldo más lento. Eso incluye el tiempo de operación del interruptor más un factor de seguridad. No importa que los relevadores sean de diferentes fabricantes. Este criterio se muestra en la figura 1.11.

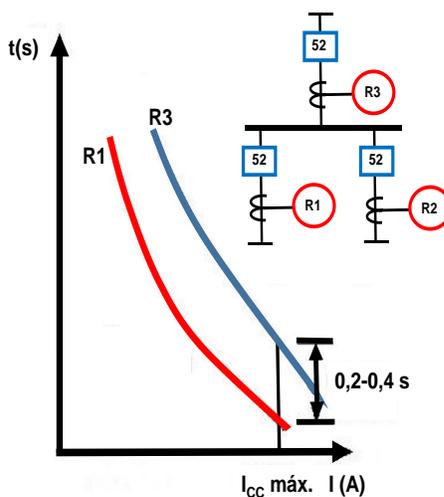


Figura 1.11. Criterio de coordinación relevador – relevador.

### **1.9 Consideraciones finales del capítulo**

- ✓ Los sistemas eléctricos aislados son sistemas muy inestables debido a su baja inercia y a las variaciones de frecuencia ante perturbaciones.
- ✓ Los sistemas de protecciones son a la larga un beneficio económico, pues protegen los equipos y las redes eléctricas de los sistemas eléctricos.
- ✓ La coordinación de los diferentes dispositivos de protección es importante para lograr la continuación del servicio eléctrico para la satisfacción de los clientes.

## **CAPÍTULO 2. Particularidades del Sistema Eléctrico Aislado del Cayo Santa María (SEACSM)**

### **2.1 Introducción**

En este capítulo se hace una descripción del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María con respecto a su generación, cargas, demandas y los circuitos que lo componen. Además de las protecciones presentes en los alimentadores y en las cargas. Por último, se plantea el problema existente y las formas de solución que se utilizarán.

### **2.2 Descripción del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santamaría**

El Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María, es una red eléctrica que se encuentra aislada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Su generación depende de baterías de generadores MAN, Hyundai y MTU de diésel y fuel oil. El servicio eléctrico se brinda a través de redes soterradas de distribución de 13.8 kV.

#### **2.2.1 Generación**

La generación actualmente la componen 26 generadores de tecnología MAN, y MTU que dan un total de 5 baterías:

- Una batería de ocho generadores MTU, de fabricación alemana, alimentados con diésel, cada máquina tiene una capacidad de 2.36 MVA (1.9 MW) a 0.48 kV y están unidas a una barra de 13.8kV por medio de un transformador de 2.5MVA cada una, para un total de 15.2 MW.
- Dos baterías de seis generadores MTU de fabricación china, alimentados con diésel, cada máquina tiene una capacidad de 2.70 MVA (2.1MW) a 0.48 kV y están unidos a una barra de 13.8 kV por medio de un transformador de 3.15 MVA cada una, para un total de 25.2 MW.

- Una batería de cuatro generadores Hyundai alimentados con *fuel oil*, cada máquina tiene una capacidad de 1.95 MVA (1.7 MW) a 4.16 kV, posee un transformador de 8.5 MVA que eleva la tensión a 13.8 kV, para un total de 6.8 MW.
- Una batería de dos generadores MAN, alimentados con *fuel oil*, cada máquina tiene una capacidad de 4.85 MVA (3.85 MW) y despachan directo a la barra de 13.8 kV, para un total de 7.7 MW.
  - En fase de ejecución se encuentran dos baterías de dos generadores MAN, alimentados con *fuel oil*, cada máquina tiene una capacidad de 4.85 MVA (3.85 MW).
  - En fase de proyecto un parque fotovoltaico de 2 MW [27].

A continuación, se muestra lo anterior planteado en la tabla 2.1:

Tabla 2.1 Generación instalada en Cayo Santa María.

Generadores	Unidades	MW unidades	Combustible	MW total
MAN	2	3.85	<i>Fuel oil</i>	7.7
HYUNDAI	4	1.7	<i>Fuel oil</i>	6.8
MTU Alemanas	8	1.9	Diésel	15.2
MTU Chinas	12	2.1	Diésel	25.2
Total	26	-	-	54.9

La potencia instalada, 54.9 MW, es muy superior a la demanda actual de energía, ya que históricamente su demanda máxima fue de 20,297 MW el día 15 de abril del 2019 a las 14 horas. Por lo general está mucho más baja. Existe por lo tanto actualmente, una reserva de generación que puede abastecer la solicitud energética a pesar del rápido crecimiento de la infraestructura hotelera.

### 2.2.2 Subestación

La nueva subestación inaugurada en enero del 2015, de tecnología muy moderna comprada a Italia cuyo diagrama esquemático se muestra en la figura 2.1, cumple con las expectativas deseadas para brindar un suministro de calidad y fiable como se requiere y está equipada con interruptores ABB de SF<sub>6</sub> (extraíbles) y cinco baterías de generadores que despachan la energía a los alimentadores mediante un sistema de doble barra a 13,8 kV y un mínimo de interconexiones. Tiene disponibles tres interruptores de reserva de manera que existen posibilidades de conexión de las nuevas baterías.

Está equipada con protecciones numéricas de bajos tiempos de operación lo cual resulta crucial para este sistema. De igual forma dispone de equipos de medición y control modernos. En la subestación radica un centro de monitoreo para el control de parámetros del sistema en general, y varios centros de conmutación de gran importancia para el sistema.

El crecimiento de la carga y el consecuente aumento de la generación traerán consigo que la operación de la subestación y sus protecciones se complejice y cobre mayor importancia.

Las salidas están compuestas por nueve circuitos radiales, agrupados en cuatro zonas de alimentación a los consumidores: la Norte, la Oeste, la Este y la Base de Apoyo. De manera que cada carga tiene la posibilidad de recibir el suministro de energía de dos circuitos diferentes; el esquema es doble radial [27].

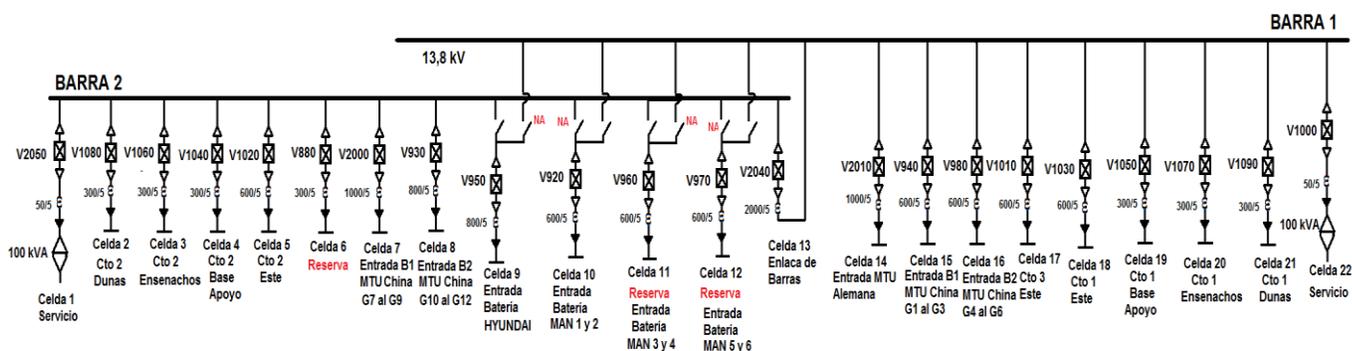


Figura 2.1. Monolineal simplificado de la subestación.

### 2.3 Circuitos

La alimentación de la carga se hace mediante redes soterradas que permiten dos niveles de tensión, 34,5 kV y 13,8 kV, éste último es el que se emplea actualmente.

Toda la carga queda alimentada por un esquema doble radial. En cada nodo hay un sistema de centros de conmutación (o transformación) (Figura 2.2) donde se hace el intercambio manual o automático en caso de falta de servicio por el alimentador principal. Este esquema es sin duda mucho más fiable para servir cargas de primera categoría como son los hoteles.

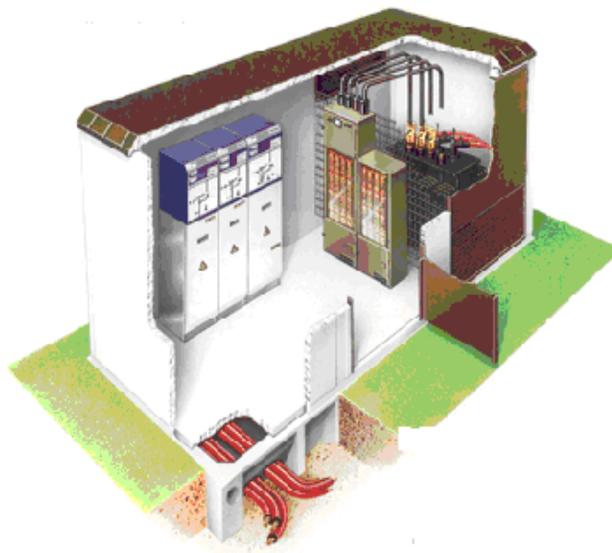


Figura 2.2. Centro de Conmutación o transformación para redes soterradas.

Este sistema está compuesto por un gran número de componentes y dispositivos que garantizan su operación. Los llamados centros de conmutación realizan el despacho de potencia hacia los consumidores; las llamadas cámaras de transformación, instalaciones metálicas o de concreto dentro de las cuales se encuentran enclavados los transformadores que pueden ser monofásicos o trifásicos, inmersos en aceite o secos, siendo estos últimos los más usados en las instalaciones recientes.

Los conductores empleados pueden ser desde los 35 mm<sup>2</sup> hasta los 240 mm<sup>2</sup>, del tipo Eprotemax H, cable monoconductor con aislamiento a base de polímeros, etileno-propínelo, conocido por las siglas EPR; y Voltalene, cable aislado con polietileno reticulado (XLPE) y con cubierta exterior de una mezcla de policloruro de vinilo (PVC).

### 2.3.1 Circuito Norte Dunas Punta - Madruguilla

El circuito Dunas Punta - Madruguilla se subdivide en los circuitos 1 y 2 alimentados por los interruptores V1080 y V1090 (celdas 2 y 21) respectivamente. Cada uno tiene una configuración radial y pueden cambiar de alimentador en caso que falle la vía principal ya que cuentan con un centro de conmutación. La longitud total de este circuito es de 3,4 km y los conductores utilizados tienen diámetros de 35; 70; 95; 120; 150 y 240 mm<sup>2</sup>, el más usado es el de 95 mm<sup>2</sup> y pueden ser de cobre o aluminio. La carga está representada por la Planta de Tratamiento de Residuales (PTR), Rebombío I, Hotel Sol, Hotel Meliá, Hotel Dunas III y IV, las Canchas de Tenis y el Servicio de Recreo (Spa), Pueblo Dunas, la Casa Criolla, el Hotel

Punta Madruguilla, Ranchón Playa y el Bloque Energético para un total de 8.955 MVA instalados. Los transformadores usados en las cámaras de transformación de estas instalaciones son trifásicos inmersos en aceite excepto PTR y Rebombeo I que emplean bancos trifásicos. Las tablas 2.2 y 2.3 muestran las cargas en cada circuito.

Tabla 2.2. Circuito 1 Norte-Dunas, interruptor V1090.

Cámara	Capacidad del transformador
11 PTR Dunas	3x50 kVA
12 Casa Criolla	100 kVA
1 Hotel Sol	1000 kVA
7 SPA y Cancha de Tenis	200 kVA
Hotel Meliá	1000 kVA
Hotel Meliá	1000 kVA
8 Pueblo Dunas	630 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>4080 kVA</b>

Tabla 2.3. Circuito 2 Norte-Dunas, interruptor V1080.

Cámara	Capacidad del transformador
13 Hotel Meliá Buenavista Punta	
Madruguilla	500 kVA
Rebombeo Las Dunas	3x25 kVA
Dunas 3 y 4	2 x 1000 kVA
Ranchón Playa	1000 kVA
Bloque Energético	800 kVA
Villas	500 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>4875 kVA</b>

### 2.3.2 Circuito Base de Apoyo

El circuito Base de Apoyo es el más pequeño con el que cuenta el sistema ya que su distancia máxima es de 1 km. Al igual que los demás tiene una configuración doble radial, se alimenta por los interruptores V1040 y V1050 (celdas 4 y 19), y cuenta con un centro de conmutación. Está compuesto por conductores de 35; 70 y 95 mm<sup>2</sup> y alimenta a todas las cámaras de la Base de Apoyo, a la Policía, la Clínica Internacional, el Servicio de Rebombeo II, Planta de Prefabricado, Copextel, Base Transgaviota, Base de Apoyo 4, 5 y 6, Motelera y Geisel para

un total de 4,8 MVA instalados. Se emplean transformadores trifásicos inmersos en aceite y en algunos casos bancos trifásicos. Las tablas 2.4 y 2.5 muestran las cargas instaladas.

Tabla 2.4. Circuito 1 Base de Apoyo, interruptor V1050.

<b>Cámara</b>	<b>Capacidad del transformador</b>
6 Rebombero 2 y Casa de Visita	3 x 25 kVA
13 GEYSEL	3 x 37,5 kVA
7 Motelera Gaviota y Sede Universitaria	100 kVA
8 Base Transgaviota	100 kVA
9 Policía y Bomberos	200 kVA
10 Clínica Internacional	300 kVA
15 Base Apoyo No 4	250 kVA
16 Socio Administrativo UEB Cayo Santa María	500 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>1637,5 kVA</b>

Tabla 2.5. Circuito 2 Base de Apoyo, interruptor V1040.

<b>Cámara</b>	<b>Capacidad del transformador</b>
14 Base Apoyo 5-6	500 kVA
11 Planta Prefabricado	400 kVA
12 INRH	250 kVA
1 Albergues	6 x 75 kVA
2 Cocina Comedor	5 x 100 kVA
3 Almacenes	3 x 75 kVA
4 Bachiplan	3 x 75 kVA
5 Carpintería y Transcentro	2 x 300 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>3150 kVA</b>

### 2.3.3 Circuito Oeste Ensenachos

El circuito se subdivide en los circuitos 1 y 2 alimentados por los interruptores V1060 y V1070 (celdas 3 y 20), con protecciones Areva P142. Cada uno tiene una configuración radial. Están integrados en su configuración doble radial, por conductores de 35; 70; 120; 150 y 240 mm<sup>2</sup> de diámetro respectivamente que pueden ser de cobre o de aluminio. En cada una de las cargas están ubicados interruptores de baja tensión y fusibles por alta. Y en los alimentadores relevadores P142. Las tablas 2.6 y 2.7 muestran la carga instalada por circuito.

Tabla 2.6. Circuito 1 Oeste- Ensenachos, interruptor V1070.

<b>Cámara</b>	<b>Capacidad del transformador</b>
Principal Oeste	630 kVA
1 Bomba Este 1	500 kVA
Pueblo Flor del Sol las Brujas	630 kVA
1 Oeste	400 kVA
1 San Agustín	1000 kVA
2 San Agustín	400 kVA
PTR Las Brujas	400 kVA
10 Villa Las Brujas y La Marina Pta. Periquito	200 kVA
Aeropuerto	3 x 37,5 kVA
Principal Este I Farallón este	1000 kVA
2 Bomba del Este 2	500 kVA
2 Oeste	400 kVA
FAT Salina	500
FAT Salina 1	500
FAT Salina 1	500
Alumbrado	2 x 25 kVA
13 Rebombeo Las Brujas	100 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>7822,5 kVA</b>

Tabla 2.7. Circuito 2 Oeste-Ensenachos, interruptor V1060.

<b>Cámara</b>	<b>Capacidad del transformador</b>
12 Delfinario	250 kVA
9 Principal Hotel Ensenachos	1000 kVA
3 Hotel Ensenachos	500 kVA
4 Hotel Ensenachos	500 kVA
5 Hotel Ensenachos	500 kVA
Vertedero	630 kVA
Servicentro	2 x 25 kVA
1 Hotel Ensenachos	160 kVA
2 Hotel Ensenachos	3x37,5 kVA
6 Hotel Ensenachos	500 kVA

7 Hotel Ensenachos	500 kVA
8 Hotel Ensenachos	500 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>5992,5 kVA</b>

### 2.3.4 Circuito Este

El Circuito Este que cuenta con una configuración triple radial por ser el más grande de los circuitos y está alimentado a través de los interruptores V1010, V1020 y V1030 (celdas 5, 17 y 18). Se encuentra actualmente en expansión y cuenta con una carga representada por los hoteles La Estrella I y II, Piedra Moviada, Planta Real, Laguna del Este I, III y IV y los servicios ETECSA, PTR Estrella, Casa de Negocios y Tropas Guarda Fronteras (TGF) para un total de 26,18 MVA instalados. Los conductores utilizados son de diámetro 95 y 240 mm<sup>2</sup>, el primero se usa para conectar las cámaras de transformación con los centros de conmutación y los dos restantes para conectar los centros de conmutación con la subestación. Cuenta además con cuatro casetas de empalme y nueve centros de conmutación, siendo el centro de conmutación de ETECSA el más importante ya que maneja el 99% de toda la carga en el circuito [27]. Las tablas 2.8, 2.9 y 2.10 muestran las cargas por circuitos.

Tabla 2.8 Circuito 1 Este, interruptor V1030.

<b>Cámara</b>	<b>Capacidad del transformador</b>
PTR la Estrella II	250 KVA
Planta Desalinizadora	1000 kVA
Casa de Negocios	3x37,5 kVA
3 Laguna del Este III	400 kVA
4 Laguna del Este III	400 kVA
5 Laguna del Este III	400 kVA
1 Laguna del Este III	400 kVA
2 Laguna del Este III	400 kVA
6 Edificio Principal Hotel Valentín Laguna III	1200 kVA
Principal Estrella I Matanzas	2000 kVA
8 Matanzas	500 kVA
PTR Laguna del Este III	630 kVA
Pueblo II Hotel Estrella II	500 kVA
1 Cámara Principal Hotel Planta Real	500 kVA
2 Cámara Principal Hotel Planta Real	500 kVA

Pueblo Las Terrazas	500 kVA
Tanque de Apoyo y ETECSA	400 kVA
1 Edificio Principal Hotel Estrella II Memore Paradiso	2 x 1250 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>12592,5 kVA</b>

Tabla 2.9 Circuito 2 Este, interruptor V1020.

<b>Cámara</b>	<b>Capacidad del transformador</b>
5 Hotel Estrella II Memore Paradiso (Sgo)	500 kVA
6 Hotel Estrella II Memore Paradiso (Sgo)	500 kVA
7 Hotel Estrella II Memore Paradiso (Sgo)	500 kVA
8 Hotel Estrella II Memore Paradiso (Sgo)	500 kVA
Edificio Principal Hotel Piedra Movid	1250 kVA
1 Piedra Movid	500 kVA
Pueblo I Hotel Estrella II Memore Paradiso	500 kVA
5 Matanzas	500 kVA
6 Matanzas	500 kVA
7 Matanzas	500 kVA
1 Trinidad	500 kVA
2 Trinidad	500 kVA
3 Trinidad	500 kVA
4 Trinidad	500 kVA
1 Hotel Estrella II Memore Paradiso (Remedios)	500 kVA
2 Hotel Estrella II Memore Paradiso (Remedios)	500 kVA
3 Hotel Estrella II Memore Paradiso (Remedios)	500 kVA
4 Hotel Estrella II Memore Paradiso (Remedios)	500 kVA
2 Piedra Movid	500 kVA
3 Piedra Movid	500 kVA
4 Piedra Movid	500 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>11250 kVA</b>

Tabla 2.10 Circuito 3 Este, interruptor V1010.

<b>Cámara</b>	<b>Capacidad del transformador</b>
Edificio Principal Hotel Dunas V	1250 kVA
Edificio Principal Laguna del Este 2	1250 kVA
1 Pueblo Laguna del Este V	630 kVA
Edificio Principal Laguna del Este I	1250 kVA
3 Laguna del Este I	500 kVA
4 Laguna del Este I	500 kVA
PTR Laguna del Este II	400 kVA
TPG (Guarda fronteras)	50 kVA
4 Hotel Dunas V	400 kVA
3 Hotel Dunas V	400 kVA
1 Hotel Dunas V	400 kVA
2 Hotel Dunas V	400 kVA
2 Laguna del Este 1	500 kVA
1 Laguna del Este 1	500 kVA
1 Laguna del Este 2	300 kVA
2 Laguna del Este 2	500 kVA
1 Zona Oeste Pueblo Laguna del Este V	400 kVA
2 Zona Este Laguna del Este V	400 kVA
Edificio Principal Laguna V	1 x 1250 y 1 x 1600 kVA
Laguna V Planta Real	2x 400 kVA
Laguna V Cancha Tenis	400 kVA
3 Laguna del Este 2	500 kVA
4 Laguna del Este 2	500 kVA
<b>Carga Total Instalada</b>	<b>15080 kVA</b>

## 2.4 Carga eléctrica y demanda

En el presente el SEACSM cuenta con una carga instalada de 66.48 MVA quedando distribuida por circuito como se muestra en la tabla 2.11. La barra 1 (B-1) posee más carga conectada incluyendo dos de los circuitos más cargados de sistema.

Tabla 2.11. Configuración actual de la red.

	<b>Carga Instalada (MVA)</b>	<b>Sub-circuitos</b>	<b>Barra Conexión</b>	<b>Carga Instalada (MVA)</b>	<b>%Carga Del Circuito</b>
Dunas-Punta	8.955	V1090	B1	4.080	45.56
Madruguilla		V1080	B2	4.875	54.4
Ensenachos	13.815	V1070	B1	7.8225	56.62
		V1060	B2	5.9925	43.37
Base Apoyo	4.7875	V1050	B1	1.6375	34.20
		V1040	B2	3.150	65.79
Este	38.9225	V1030	B1	12.5925	32.35
		V1020	B2	11.250	28.9
		V1010	B1	15.080	38.74

Para una demanda de 16,55MW, la carga por circuitos se muestra en la tabla 2.12.

Tabla 2.12 Carga por circuito para una demanda de 16,55MW.

<b>Circuito</b>	<b>Carga (kW)</b>	<b>Subcircuitos</b>	<b>Barra Conexión</b>	<b>Carga (kW)</b>
Dunas-Punta	2398	V1090	B1	1377
Madruguilla		V1080	B2	1021
Ensenachos	3910	V1070	B1	2340
		V1060	B2	1570
Base Apoyo	800	V1050	B1	211
		V1040	B2	589
Este	9450	V1030	B1	2635
		V1020	B2	2663
		V1010	B1	4152

Se puede observar el desbalance que existe entre los circuitos de las zonas, y siendo la zona Este la mayor y más cargada pues ahí se encuentran los hoteles más grandes.

La figura 2.3 muestra un gráfico de carga típico de un día del SEACSM, se tomó como ejemplo el 1ro de febrero del 2020, un día típico de una demanda alta pero no la máxima.

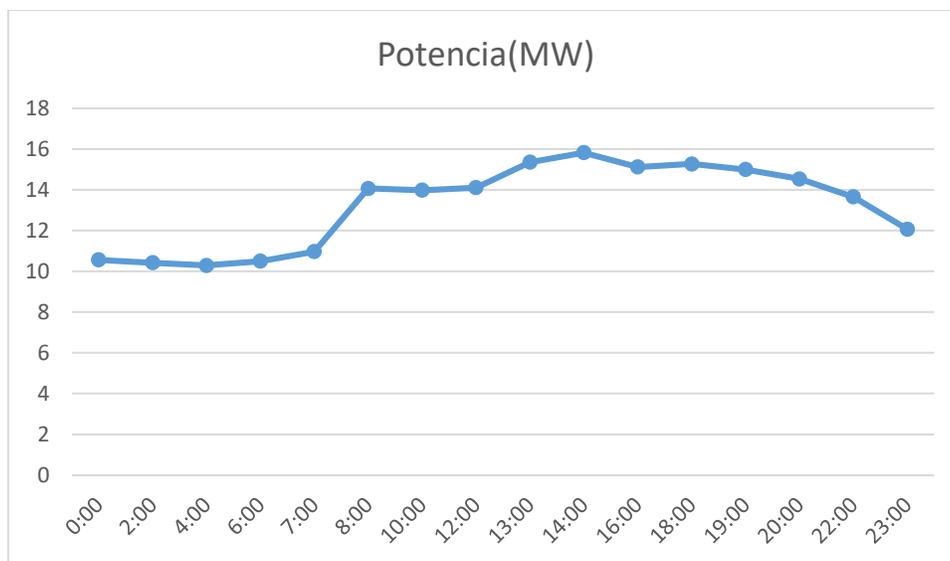


Figura 2.3. Curva de carga típica de un día en el SEACSM.

## 2.5 Demanda Máxima

En el año 2019, se experimentó una demanda máxima de 20,297MW en el 15 de abril a las 4 horas, convirtiéndose en la mayor hasta la fecha. La figura 2.4 muestra el comportamiento de la demanda en ese día. Vale destacar que el segundo trimestre de 2020 no podrá pasar a las estadísticas debido a que el turismo fue cero, dado por la pandemia mundial del coronavirus, que ha afectado a Cuba en todos los aspectos de la vida, esperándose recuperar el turismo para fines de año.

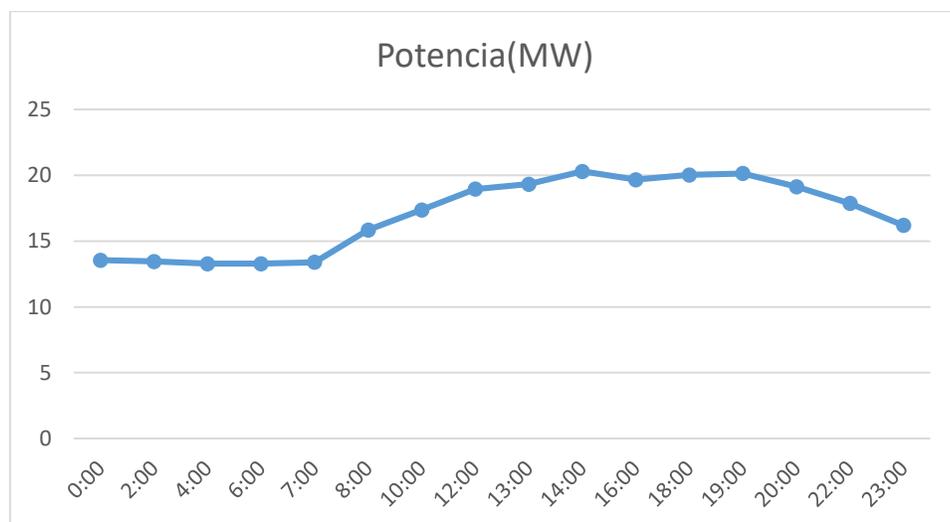


Figura 2.4. Curva de la demanda eléctrica del 15 de abril del 2019.

## 2.6 Descripción del problema existente

El Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María (SEACSM) constituye el pilar fundamental del polo turístico de la cayería norte de la provincia Villa Clara. La red de distribución eléctrica del SEACSM presenta un grado de obsolescencia tecnológica considerable, lo que dificulta la adecuada explotación y operación del mismo, además de garantizar la continuidad del servicio eléctrico a los consumidores.

La red de distribución en general está conformada por dos circuitos que garantizan doble alimentación a los consumidores, en el caso de la zona Este la red de distribución la conforman tres circuitos con diferentes formas de interconexión entre ellos, de manera que un consumidor solo se puede conectar a dos circuitos solamente. Los circuitos son alimentados desde la subestación principal por interruptores pertenecientes a diferentes barras, garantizando de igual forma confiabilidad en el servicio eléctrico, y cada uno de los interruptores tiene asociada una protección numérica de moderna tecnología, P142 (ALSTOM).

La configuración de los circuitos está conformada por Centros de Conmutación (CC) y Cámaras de Transformadores (CT). Los CC se encuentran ubicados en la mayoría de los circuitos el tronco, interconectados en cadena; aguas abajo de los CC se conectan las CT perteneciente a los diferentes consumidores. La excepción de la zona Este donde el CC7 ETECSA tiene conectado en cadena dos CC, el CC9 Estrella I y el CC10 Estrella II. La figura 2.5 se muestra la configuración típica de los CC y CT.

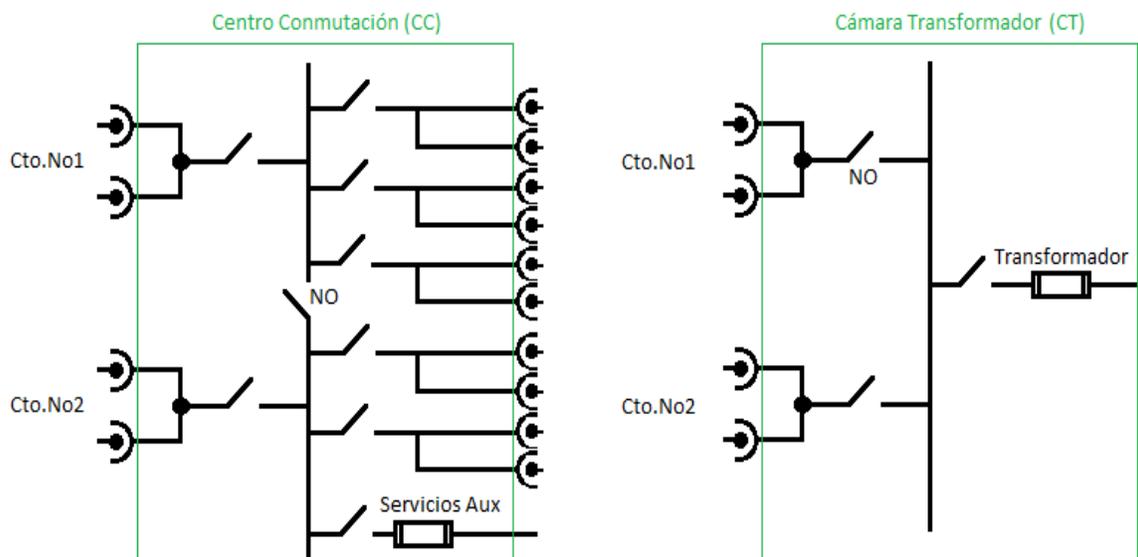


Figura 2.5. Configuración de los CC y CT.

Los desconectivos de estos CC son de operación manual y no presentan dispositivo de protección asociado, por lo que ante avería en la red de distribución los tiempos de localización y restablecimiento de fallas son altos, además de afectarse durante este período el suministro eléctrico a la totalidad de los consumidores conectados al circuito en fallo.

Solo existen las protecciones de cada uno de los alimentadores, una por cada circuito constituyendo junto a los fusibles de los transformadores de servicios auxiliares y cámaras de transformación los dispositivos de protección de la red de distribución del SEACSM [28].

Con el nuevo proceso inversionista se prevé la sustitución de la tecnología actual de los CC mediante la instalación de interruptores automáticos con protección digital y desconectivos de línea con detectores de falla, además de RTU (*Remote Terminal Unit en idioma inglés*) integrado al sistema SCADA de la subestación principal. Estos dispositivos posibilitarán la supervisión y operación remota de los CC en tiempo real, brindarán superior protección a los dispositivos primarios de la red de distribución y disminuirá considerablemente los tiempos de localización y restablecimiento de las fallas.

La figura 2.6 muestra un esquema simplificado de una red de distribución con la configuración típica de los CC a instalar lo que permite un mejor análisis y comprensión de la filosofía propuesta.

Observaciones:

- El tronco del circuito de distribución sería protegido por el relevador ubicado en el alimentador de la subestación principal. En el SEACSM por su condición de “sistema aislado” es de vital importancia mantener tiempos de limpieza rápidos, ante fallas en el tronco las cuales tienen altos niveles de cortocircuito.
- Los desconectivos de línea de entrada y salida de los CC con los detectores de falla asociados posibilitarán la localización y posterior aislamiento de la falla en el tronco del circuito, logrando restablecer el servicio a la sección no fallada en un tiempo que dependerá del grado de automatización y modernización del resto de la red eléctrica.

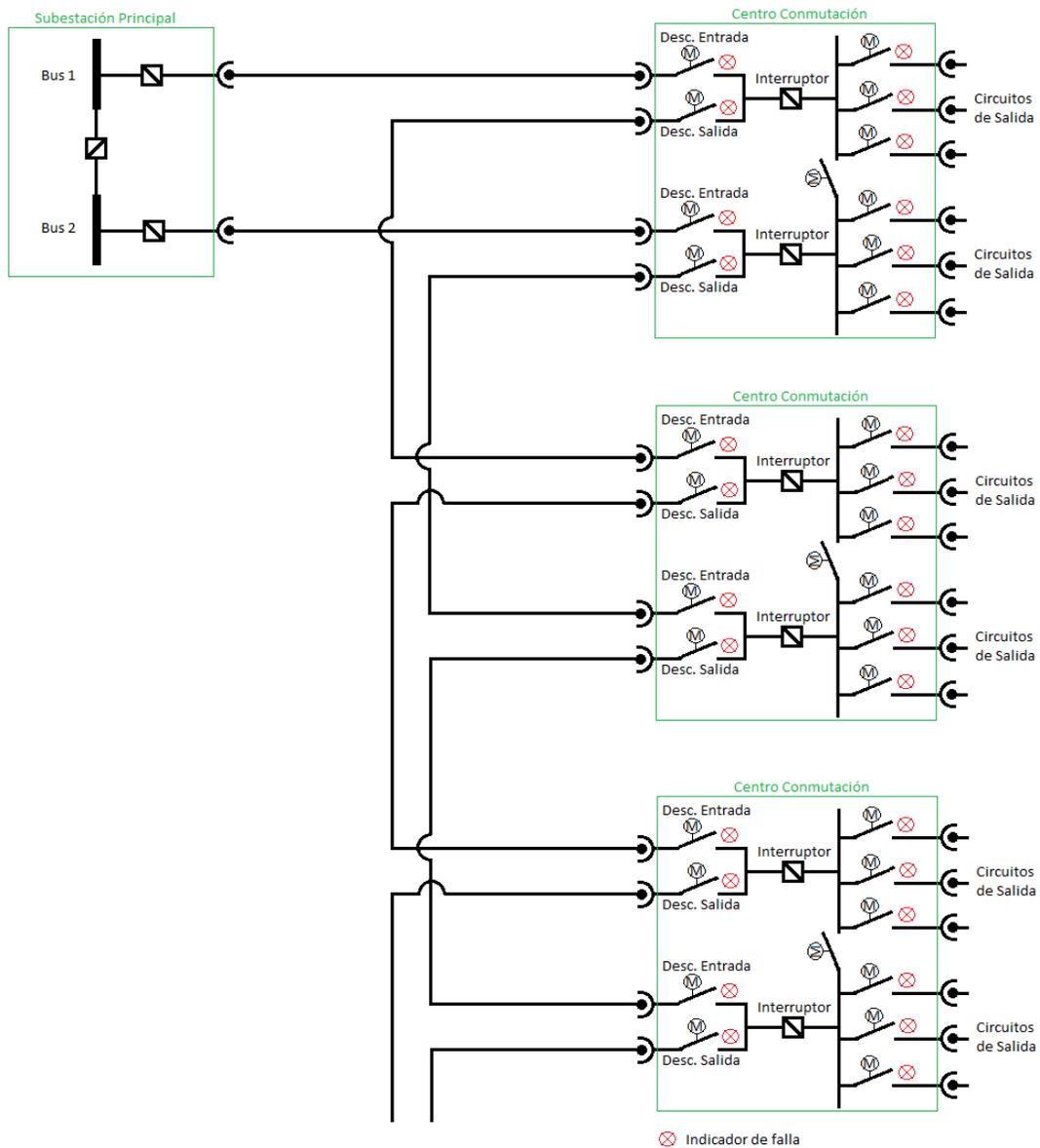


Figura 2.6. Representación de los CC con la técnica modernizada.

- Ante fallo en los circuitos de salida la protección correspondiente sería el interruptor instalado en el CC. El restablecimiento del servicio eléctrico se lograría mediante:
  1. *Transfer* automático ubicado en la CT (Ver figura 2.7).
  2. Comando de cierre remoto al interruptor del CC.

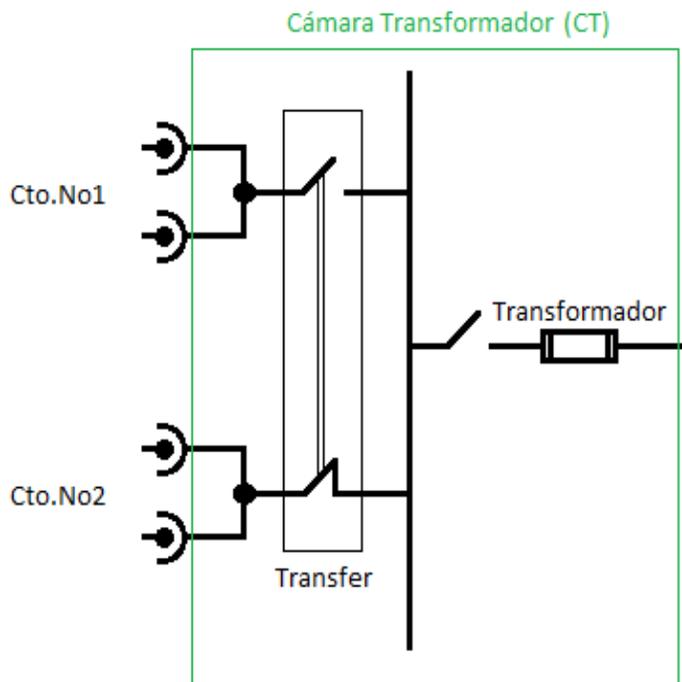


Figura 2.7. CT con Transfer automático.

El transfer automático realizará una función semejante a la del recierre automático de un circuito de distribución, transfiriendo la carga del circuito con ausencia de tensión al circuito con presencia de tensión.

La segunda forma de restablecer el servicio, mediante comando de cierre remoto, incluye mayor tiempo de interrupción al usuario, debido a que el operador deberá analizar el estado de la red y ejecutar los comandos correspondientes.

En la primera etapa del proceso inversionista se prevé modernizar dos centros de conmutación y adquirir el equipamiento necesario para la implementación del sistema SCADA en la subestación principal. En posteriores etapas se extenderá a los demás CC y CT con Transfer Automático.

Los circuitos que tienen mayor número de centros de conmutación son Ensenachos y Este. En el caso de Ensenachos está compuesto por cuatro centros de conmutación, el CC3 Ensenachos, el CC4 Entronque Francés, CC5 Aeropuerto y CC16 Las Brujas. La figura 2.8 muestra un esquema simplificado del mismo de cómo queda la propuesta de inversión. Se muestra en cada CC la carga total instalada y el número de cámaras que alimenta.

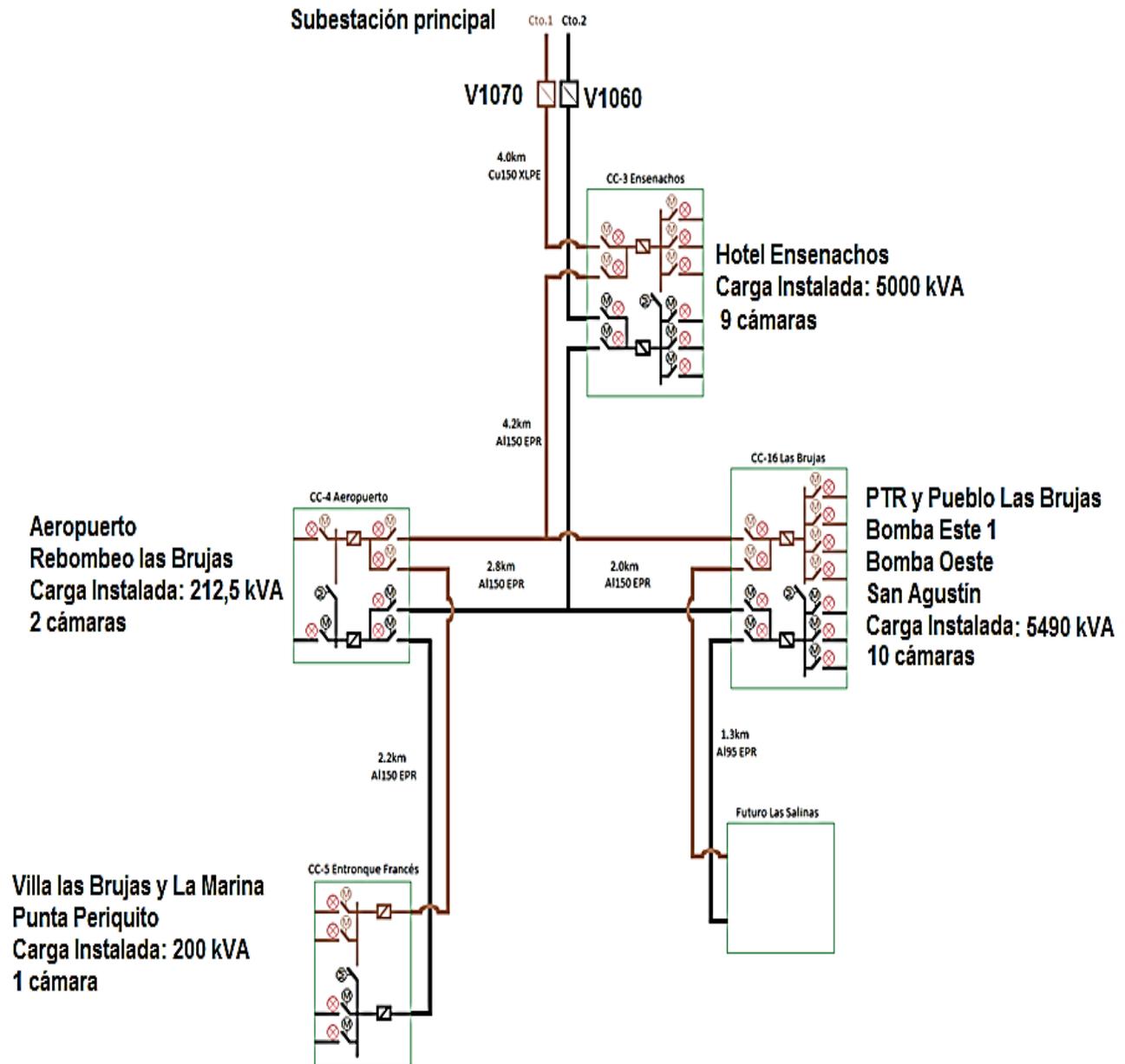


Figura 2.8. Propuesta de inversión de los Centros de Conmutación de Ensenachos.

En el caso de los circuitos Este existen nueve centros de conmutación. CC7 ETECSA, CC8 Casa de Negocios, CC9 Estrella I, CC10 Estrella II, CC11 Dunas V, CC12 Laguna 1, CC13 Laguna 2, CC14 Laguna 5 y CC15 Laguna 3.

La figura 2.9 muestra un esquema simplificado del mismo de cómo queda la propuesta de inversión. Se muestra en cada CC la carga total instalada.

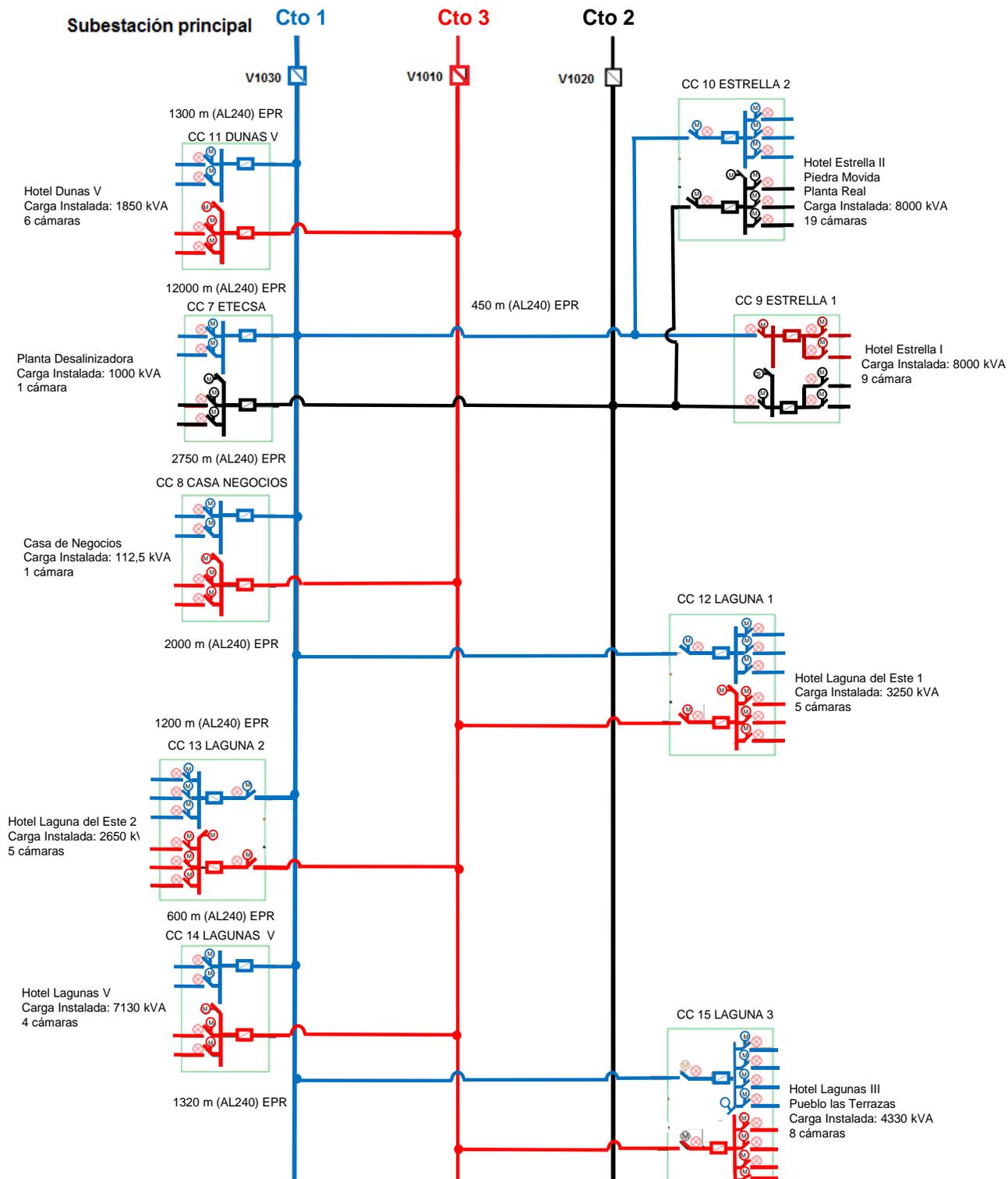


Figura 2.9. Propuesta de inversión de los Centros de Conmutación del Este.

## 2.7 Software PSX

El Power System Explorer (PSX), es una herramienta de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas eléctricos de potencia. Fue desarrollado en la Universidad Central Marta Abreu de Las Villas por ingenieros del Centro de Estudios Electroenergético (CEE). Es utilizada por ingenieros del Despacho Nacional de Carga (DNC) para operar y mantener el Sistema Eléctrico Nacional. El programa posee opciones para estudios de Flujo de Carga, Flujo de Carga Óptimo, Estabilidad de Tensión, Estabilidad Transitoria, Estudios de Cortocircuitos y Estabilidad de Pequeña Señal y un avanzado editor para la construcción del monolineal del sistema. Este programa permite hacer un estudio suficientemente acertado sobre los sistemas de potencia ya que modela los principales componentes de un SEP [29, 30].

## 2.8 Consideraciones finales del capítulo

- ✓ La capacidad total de generación instalada es superior a la demanda máxima, pero su condición de isla no permite que sea menor.
- ✓ Existe desbalance entre circuitos.
- ✓ Actualmente los desconectivos de estos CC de los circuitos por zonas son de operación manual y no presentan dispositivo de protección asociado, por lo que ante avería en la red de distribución los tiempos de localización y restablecimiento de fallas son altos, además de afectarse durante este período el suministro eléctrico a la totalidad de los consumidores conectados al circuito en fallo.
- ✓ Para este año existe un proceso inversionista donde se prevé la sustitución de la tecnología actual de los CC mediante la instalación de interruptores automáticos con protección digital y desconectivos de línea con detectores de falla, además de RTU (*Remote Terminal Unit*) integrado al sistema SCADA de la subestación principal.

## CAPÍTULO 3. Ajustes de las protecciones de sobrecorriente de los centros de conmutación

### 3.1 Introducción

En este capítulo se ofrecen los ajustes obtenidos para las protecciones de sobrecorriente de cada centro de conmutación, usando las variantes de operación descritas en el capítulo anterior mediante la simulación de fallas reales usando el software PSX. Se exponen las dificultades encontradas y se hacen propuestas de soluciones.

### 3.2 Ajustes de las protecciones de sobrecorriente

Para cada protección de sobrecorriente que se va a implementar en cada centro de conmutación, se ajustaron un umbral de tiempo inverso, un retardo de tiempo y un instantáneo tanto en fase como en tierra. Para la condición de carga máxima fue seleccionada la carga instalada en cada uno de los centros de conmutación. Se tuvieron en cuenta además los regímenes de máxima y mínima generación con el objetivo de garantizar las condiciones de cortocircuitos máximos y mínimos respectivamente.

Se trabajó con un modelo de PSX lo más actualizado posible, de acuerdo a las condiciones de trabajo actuales de la Subestación Cayo Santa María.

### 3.3 Ajuste de las protecciones de los centros de conmutación del circuito Oeste-Ensenachos

En el circuito Oeste - Ensenachos existen cuatro centros de conmutación (CC): 3 Ensenachos, 4 Aeropuerto, 5 Entronque francés y el 16 Las Brujas.

#### 3.3.1 Ajuste de arranque de la protección de fase tiempo inverso

Para el ajuste de tiempo inverso de fase se utilizó la siguiente expresión [31]:

$$I_{ap} = K * I_{carga\text{m}\acute{a}x} \quad (3.1)$$

El valor utilizado para el factor de seguridad K tomado es de 1,5. Para el cálculo de la corriente de carga, se consideró la carga máxima de cada CC.

La tabla 3.1 muestra la corriente de carga de cada CC y la corriente de arranque de cada protección ( $I_{ap}$ ) de tiempo inverso de fase.

Tabla 3.1. Corriente de arranque de cada protección de fase por CC.

CC	Icarga (A)	Iap (A)
3 Ensenachos	209,18	313,77
4 Aeropuerto	8,89	13,34
5 Entronque francés	8,37	12,55
16 Las Brujas	229,68	344,52

### 3.3.2 Ajuste de arranque de la protección de tierra tiempo inverso

Para el ajuste de tiempo inverso de tierra se utilizó la expresión [31]

$$Iap\phi = Kd * InomTC \quad (3.2)$$

La  $InomTC$  es la corriente primaria nominal del transformador de corriente y  $Kd$  es una constante cuyo valor puede tomarse entre 0,4 y 0,8 cuando la protección de tierra es más rápida que la de fase, y entre 0,1 y 0,2 en caso contrario. El  $Kd$  utilizado en los ajustes fue de 0,2.

Los transformadores de corriente se seleccionaron de acuerdo a la carga máxima de cada CC. La tabla 3.2 muestra los resultados de los ajustes de las protecciones de tierra tiempo inverso y la selección del transformador de corriente en cada CC.

Tabla 3.2. Corriente de arranque de cada protección de tierra por CC.

CC	TC	Iap $\phi$ (A)
3 Ensenachos	300/5	60
4 Aeropuerto	50/5	10
5 Entronque francés	505	10
16 Las Brujas	300/5	60

### 3.3.3 Chequeo de sensibilidad

Para comprobar la sensibilidad se plantearon, en condiciones de mínima generación, cortocircuitos en los centros de conmutación. Los cortocircuitos planteados en el caso del ajuste de la protección de sobrecorriente de fase fueron bifásicos limpios. En el caso de la protección de tierra la corriente de cortocircuito mínima es tres veces la de secuencia cero correspondiente a una falla monofásica o bifásica a tierra y se escoge el menor valor de estos. Para realizar el cálculo del coeficiente de sensibilidad ( $k_s$ ) se empleó la expresión clásica de chequeo de sensibilidad siguiente [31]:

$$k_s = I_{cc\min}/I_{ap} \quad (3.3)$$

El criterio para garantizar la sensibilidad es que el valor de la expresión (3.3) debe ser mayor igual que 1,5.

La tabla 3.3 muestra las corrientes de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) bifásicas limpias para el ajuste de las protecciones de tiempo inverso de fase.

Tabla 3.3. Chequeo de sensibilidad para el tiempo inverso de fase.

CC	$I_{cc}$ bifásico(A)	$k_s$	Sensibilidad
3 Ensenachos	1280	4,08	Sensible
4 Aeropuerto	1760	131,9	Sensible
5 Entronque francés	1420	113,5	Sensible
16 Las Brujas	892	2,6	Sensible

Para calcular la sensibilidad para el ajuste de tiempo inverso de tierra, se escogió la menor corriente entre el cortocircuito monofásico y el bifásico a tierra, los resultados se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Chequeo de sensibilidad para tiempo inverso de tierra.

CC	$I_{cc}$ (A)	$k_s$	Sensibilidad
3 Ensenachos	1623	2705	Sensible
4 Aeropuerto	1683	168,3	Sensible
5 Entronque francés	1272	127,2	Sensible
16 Las Brujas	1218	20,3	Sensible

### 3.3.4 Ajuste de arranque de la protección de fase y tierra tiempo definido

Para el cálculo de la protección de fase se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{ap} = K^{III} * I_{carga} * k_a'' \quad (3.4)$$

donde  $K^{III}$  es un factor de seguridad mayor que la unidad. Se tomó  $K^{III} = 1,2$ , aunque este valor puede variar en dependencia de las condiciones del problema y de la experiencia del especialista y empresa que realiza los cálculos. Por lo general el coeficiente  $k_a''$  es mayor que la unidad, sus valores pueden oscilar entre 1,5 y 2,5, se tomó el primer valor.  $k_r$  es el coeficiente de reposición, se toma el valor 1 ya que se considera un relevador digital.

La tabla 3.5 muestra los resultados de los ajustes de los relevadores de fase.

Tabla 3.5. Ajuste del umbral de tiempo definido de fase para cada centro de conmutación.

CC	Icarga (A)	Iap (A)
3 Ensenachos	209,18	376,52
4 Aeropuerto	8,89	16
5 Entronque francés	8,37	15,06
16 Las Brujas	229,68	413,42

Con el objetivo de garantizar que el tercer escalón alcance hasta la protección siguiente y cumpla su función de brindar protección de respaldo, es necesario comprobar su sensibilidad. En este caso se toma 1.2 como valor mínimo admisible de ks. Se utilizaron los mismos valores de corriente de cortocircuito que en el caso del tiempo inverso, debido al que ambas funciones deben cubrir la misma porción de circuito.

La tabla 3.6 muestra los chequeos de sensibilidad para los relevadores de fase.

Tabla 3.6. Chequeo de sensibilidad para el tiempo definido de fase.

CC	Icc bifásico(A)	ks	Sensibilidad
3 Ensenachos	1280	3,4	Sensible
4 Aeropuerto	1760	110	Sensible
5 Entronque francés	1420	94,6	Sensible
16 Las Brujas	892	2,16	Sensible

El retardo de tiempo se tomó por igual para todos los CC. Se tomó un valor relativamente bajo 0,15 s con el objetivo que el retardo del alimentador que es el respaldo no sea elevado.

El ajuste de tiempo de tierra va a ser el mismo que para tiempo inverso.

El ajuste del tiempo definido de tierra queda con valores idénticos al de tiempo inverso, ya que el ajuste se realiza con la misma expresión 3.2. Solo varía en el tiempo de operación que se tomará igual que en fase 0,15 s.

### 3.3.5 Ajuste de arranque de la protección instantánea de fase y tierra

Para el cálculo se toma el cortocircuito trifásico máximo al final de la sección protegida, es decir en condiciones de máxima generación. En este caso la expresión utilizada en la protección de fase es:

$$Iap = K^i * Icc_{ext_{m\acute{a}x}} \quad (3.5)$$

El valor de  $K^i$  se toma entre 1,2 y 1,3. En este caso se tomó un valor de 1,2. La tabla 3.7 se muestran los ajustes para las protecciones de fases.

Tabla 3.7. Ajuste instantáneo para las protecciones de fase.

CC	$I_{cc\text{máx}_{\text{ext}}}$ (A)	$I_{ap}$ (A)
3 Ensenacho	3954	4744,8
4 Aeropuerto	2265	2718
5 Entronque francés	1728	2073,6
16 Las Brujas	3161	3793,2

Para el ajuste del instantáneo en la protección de tierra se usó la misma expresión 3.5, y se eligió el mayor de los cortocircuitos a tierra monofásico y bifásico. Los ajustes se muestran en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Ajuste instantáneo para las protecciones de tierra.

CC	$I_{cc\text{máx}_{\text{ext}}}$ (A)	$I_{ap}$ (A)
3 Ensenacho	3159	3790,8
4 Aeropuerto	1572	1886,4
5 Entronque francés	1197	1436,4
16 Las Brujas	2112	2534,4

### 3.3.6 Coordinación de las protecciones

Se hace necesario coordinar las protecciones instaladas en los centros de conmutación con la del alimentador. Aún no se ha decidido que tiempo de relevador se utilizará en los CC por lo que en este estudio se trabajó con una curva clásica tiempo inverso, y en particular una IEEE muy inversa (*very inverse*). Se utilizó la expresión de los relevadores P143 dada por la expresión 3.6 [32].

$$t = TD \times \left( \frac{\beta}{(M^\alpha - 1)} + L \right) \quad (3.6)$$

Donde TD es el ajuste del dial de tiempo,  $\beta$ ,  $\alpha$  y L son constantes que en este caso toman los valores 19,61; 2 y 0,491 respectivamente.

Se conoce que en el alimentador de Ensenachos se encuentra instalado un relevador P143 cuyos ajustes actuales del sobrecorriente de fase y tierra, tanto tiempo inverso, tiempo definido e instantáneo, de acuerdo a las cartas brindadas por los especialistas de protecciones de la Empresa Eléctrica de Villa Clara se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Ajuste del relevador de fase y tierra del alimentador de Ensenachos.

Relevador	Tiempo Inverso		Tiempo Constante		Instantáneo	
	lap A/Primarios	TD	lap A/Primarios	t (s)	lap A/Primarios	t (s)
Fase	168	0,55	339	0,35	423	0,05
Tierra	60	0,55	120	0,35	360	0,05

Se calculó el tiempo de operación para cada uno de los centros de conmutación, tomando en cada uno de ellos un TD de 0,55 (tiempo de operación de 0,1 s para un múltiplo 4). Y se pasó a coordinar con el más lento de ellos. Los resultados de los tiempos de operación se muestran en la tabla 3.10 considerando siempre un cortocircuito máximo ya sea en fase o tierra, en el relevador primario que en este caso corresponde con lo de los CC.

Tabla 3.10. Tiempos de operación para cada uno de los relevadores de los CC.

CC	t (s) fase	t (s) tierra
3 Ensenachos	0,334091	0,273603
4 Aeropuerto	0,270408	0,270476
5 Entronque francés	0,270485	0,270680
16 Las Brujas	0,383894	0,278107

Como se observa en la tabla anterior que tanto en fase como en tierra el más lento resultó ser el que se instalaría en CC 16. Por lo que la coordinación se realizó con este relevador. De esta forma el tiempo inverso de fase necesitará un TD de 1,492642 y el de tierra de 0,945380. La figura 3.1 y 3.2 muestra los resultados gráficos para los relevadores de fase y tierra.

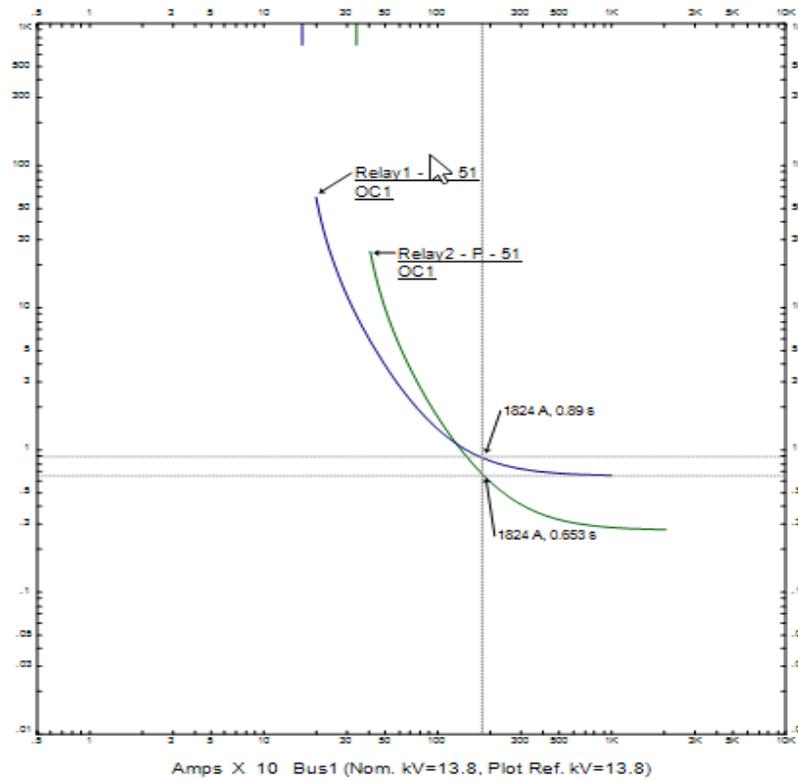


Figura 3.1. Coordinación gráfica de los relevadores de fase. Alimentador con CC16.

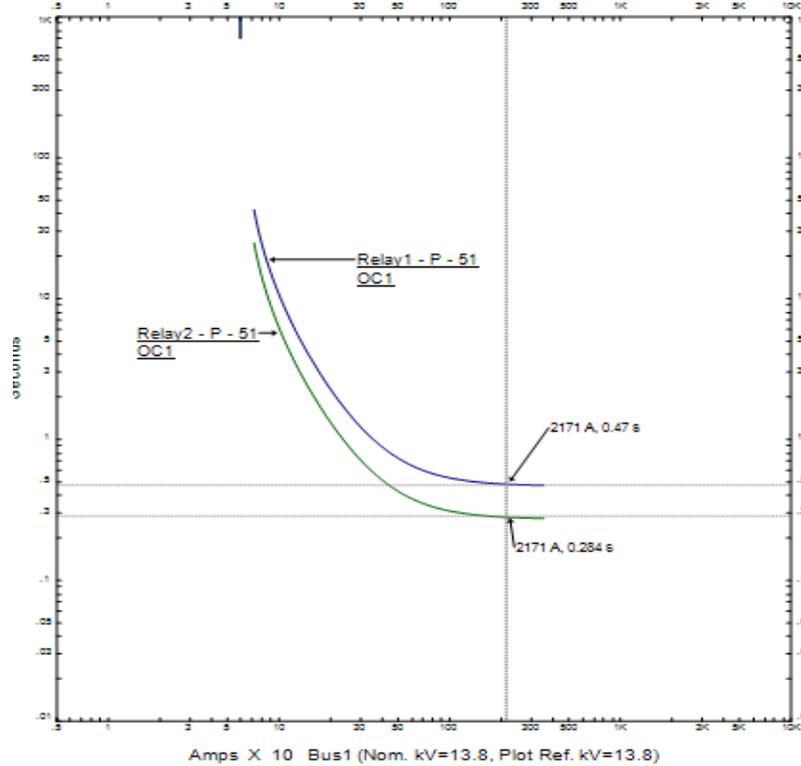


Figura 3.2. Coordinación gráfica de los relevadores de tierra. Alimentador con CC16.

En los gráficos siempre el relevador 1 es el respaldo y el primario es el relevador 2.

En el caso de los relevadores de tiempo definido se consideró un intervalo de tiempo selectivo de 0,2 s dada las características de los relevadores e interruptores utilizados, muy rápidos, de forma que pueden continuar con 0,35 sea tal y como están actualmente.

Si solo se va a instalar la protección para el CC3, el tiempo inverso de fase necesitará un TD de 1,018792 y el de tierra de 0,952004. El gráfico de coordinación para esta condición se muestra en la figura 3.3.

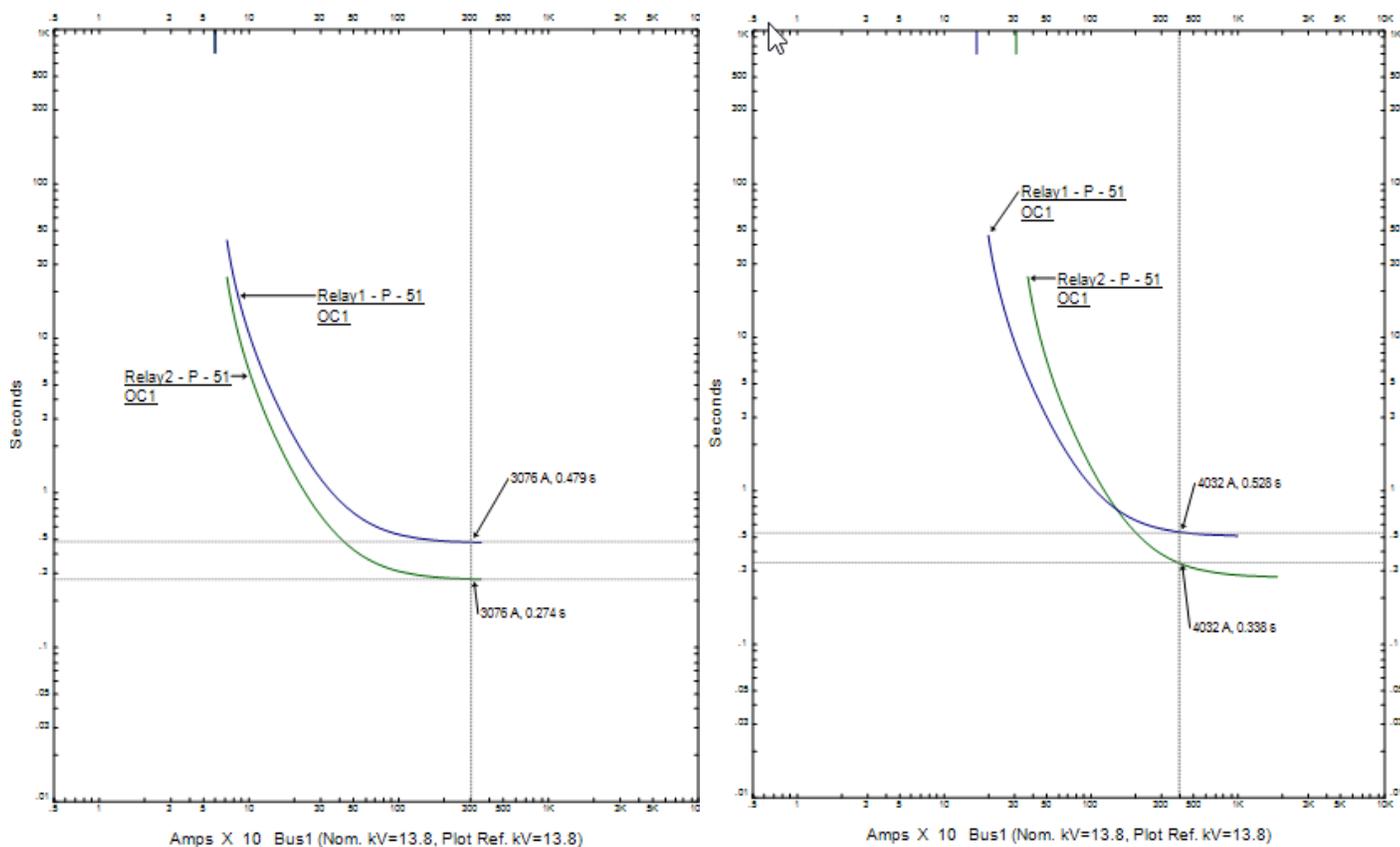


Figura 3.3. Coordinación gráfica de los relevadores de fase y tierra. Alimentador con el CC3.

### 3.4 Ajustes de las Protecciones de los Centros de Conmutación del Circuito Este

El Circuito Este está conformado por nueve centros de conmutación: CC7 Etecsa, CC8 Casa Negocios, CC9 Estrella I, CC10 Estrella II, CC11 Dunas V, CC12 Laguna I, CC13 Laguna II, CC14 Laguna V y CC15 Laguna III. Entre sus características se tiene que el CC7 tiene conectado los centros CC9 y CC10 pero en un circuito diferente al caso de que CC7 solo

alimente la planta desalinizadora. De esta forma se analizarán dos variantes. En la primera se considera que los CC9 y CC10 no tendrán protecciones, por lo que toda la carga de estos se considera en el CC7, se pasó la planta desalinizadora al mismo circuito. La segunda variante es considerar que tanto CC9 como CC10 tendrán sus propias protecciones, de manera que las condiciones de ajuste y coordinación varían en estos centros de conmutación.

### 3.4.1 Ajuste de arranque de la protección de fase tiempo inverso y tiempo definido para la variante 1. Los centros CC9 y CC10 sin protección

Para el ajuste de arranque de las protecciones de tiempo inverso de fase se utilizó la expresión 3.1. La tabla 3.11 muestra la corriente de carga de cada CC y la corriente de arranque de cada protección ( $I_{ap}$ ) de tiempo inverso de fase.

Tabla 3.11. Corriente de arranque de cada protección de fase por CC.

CC	I <sub>carga</sub> (A)	I <sub>ap</sub> (A)
7 Etecsa	753,06	1129,59
8 Casa Negocios	4,71	7,07
11 Dunas V	77,39	116,1
12 Laguna I	152,70	229,05
13 Laguna II	110,86	166,35
14 Laguna V	212,53	318,8
15 Laguna III	197,88	296,85

Para el cálculo del ajuste de arranque de las protecciones de tiempo definido de fase se utilizó la expresión 3.4. La tabla 3.12 muestra los resultados de los ajustes de los relevadores de fase.

Tabla 3.12. Ajuste del umbral de tiempo definido de fase para cada centro de conmutación.

CC	I <sub>carga</sub> (A)	I <sub>ap</sub> (A)
7 Etecsa	753,06	1355,5
8 Casa Negocios	4,71	8,47
11 Dunas V	77,4	139,32
12 Laguna I	152,7	274,86
13 Laguna II	110,9	199,62
14 Laguna V	212,53	382,55
15 Laguna III	197,9	356,22

### 3.4.2 Ajuste de arranque de la protección de tierra tiempo inverso (Variante 1)

Al igual que en el circuito anterior Oeste- Ensenachos, para el ajuste de tiempo inverso de tierra se utilizó la expresión 3.2 y los transformadores de corriente se seleccionaron de acuerdo a la carga máxima de cada CC. La tabla 3.13 muestra los resultados de los ajustes de las protecciones de tierra tiempo inverso y la selección del transformador de corriente en cada CC.

Tabla 3.13. Corriente de arranque de cada protección de tierra por CC.

CC	TC	$I_{ap\phi}$ (A)
7 Etecsa	1000/5	200
8 Casa Negocios	50/5	10
11 Dunas V	300/5	60
12 Laguna I	300/5	60
13 Laguna II	300/5	60
14 Laguna V	300/5	60
15 Laguna III	300/5	60

### 3.4.3 Chequeo de sensibilidad para fase y tierra. Variante 1.

Para el chequeo de sensibilidad se utilizó la expresión 3.3. La tabla 3.14 muestra las corrientes de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) bifásicas limpias necesarias para el chequeo de sensibilidad de las protecciones de tiempo inverso de fase.

Tabla 3.14. Chequeo de sensibilidad para el tiempo inverso de fase.

CC	$I_{cc}$ bifásico(A)	$k_s$	Sensibilidad
7 Etecsa	2821	2,5	Sensible
8 Casa Negocios	2178	308,3	Sensible
11 Dunas V	3030	26,1	Sensible
12 Laguna I	2030	8,9	Sensible
13 Laguna II	1903	11,4	Sensible
14 Laguna V	1618	5,1	Sensible
15 Laguna III	1716	5,8	Sensible

Para calcular la sensibilidad para el ajuste de tiempo inverso de tierra, se escogió la menor corriente entre el cortocircuito monofásico y el bifásico a tierra, en régimen de mínima resultó ser el monofásico, los resultados se muestran en la tabla 3.15.

Tabla 3.15. Chequeo de sensibilidad para tiempo inverso de tierra.

CC	Icc (A)	ks	Sensibilidad
7 Etecsa	3576	17,9	Sensible
8 Casa Negocios	2148	214,8	Sensible
11 Dunas V	4230	70,5	Sensible
12 Laguna I	1878	31,3	Sensible
13 Laguna II	1686	28,1	Sensible
14 Laguna V	1302	21,7	Sensible
15 Laguna III	1431	23,9	Sensible

### 3.4.4 Chequeo de sensibilidad de tiempo definido de fase

Con el objetivo de garantizar que el tercer escalón alcance hasta la protección siguiente y cumpla su función de brindar protección de respaldo, es necesario comprobar su sensibilidad. En este caso se toma 1.2 como valor mínimo admisible de ks. La tabla 3.16 muestra el chequeo de sensibilidad.

Tabla 3.16. Chequeo de sensibilidad para el tiempo definido de fase.

CC	Icc bifásico(A)	ks	Sensibilidad
7 Etecsa	2821	2,1	Sensible
8 Casa Negocios	2178	256,9	Sensible
11 Dunas V	3030	21,7	Sensible
12 Laguna I	2030	7,4	Sensible
13 Laguna II	1903	9,5	Sensible
14 Laguna V	1618	4,2	Sensible
15 Laguna III	1716	4,8	Sensible

### 3.4.5 Ajuste de arranque de la protección instantánea de fase y tierra

Se toma el cortocircuito trifásico máximo al final de la sección protegida, es decir en condiciones de máxima generación y se usó la expresión 3.5. En la tabla 3.17 se muestran los ajustes instantáneos para las protecciones de fases.

Tabla 3.17. Ajuste instantáneo para las protecciones de fase.

CC	Iccmáx (A)	Iap (A)
7 Etecsa	4819	5782,8

8 Casa Negocios	3258	3909,6
11 Dunas V	5423	6507,6
12 Laguna I	2979	3574,8
13 Laguna II	2732	3278,4
14 Laguna V	2222	2666,4
15 Laguna III	2394	2872,8

Para el ajuste del instantáneo en la protección de tierra se usó la misma expresión 3.5, y se eligió el mayor de los cortocircuitos a tierra monofásico y bifásico en régimen de máxima. Los ajustes se muestran en la tabla 3.18.

Tabla 3.18. Ajuste instantáneo para las protecciones de tierra.

CC	Iccmáx (A)	Iap (A)
7 Etecsa	4449	5338,8
8 Casa Negocios	2358	2829,6
11 Dunas V	5679	6814,8
12 Laguna I	2028	2433,6
13 Laguna II	1803	2163,6
14 Laguna V	1362	1634,3
15 Laguna III	1506	1807,2

### 3.4.6 Coordinación de las protecciones. Variante 1

Los tres circuitos de la zona Este tienen instalados relevadores P142 con iguales ajustes mostrados en la tabla 3.19.

Tabla 3.19. Ajuste del relevador de fase y tierra de los alimentadores del Este.

Relevador	Tiempo Inverso		Tiempo Constante		Instantáneo	
	Iap A/Primarios	TD	Iap A/Primarios	t (s)	Iap A/Primarios	t (s)
Fase	408	0,55	816	0,25	1020	0,02
Tierra	120	0,55	240	0,25	360	0,02

Se calculó el tiempo de operación para cada uno de los centros de conmutación, tomando en cada uno de ellos un TD de 0,55 (tiempo de operación de 0,1 s para un múltiplo 4). Y se pasó a coordinar con el más lento de ellos. Los resultados de los tiempos de operación se muestran en la tabla 3.20 considerando siempre un cortocircuito máximo ya sea en fase o tierra, en el relevador primario que en este caso corresponde con lo de los CC.

Tabla 3.20. Tiempos de operación para cada uno de los relevadores.

CC	t (s) fase	t (s) tierra
7 Etecsa	0,728868	0,281963
8 Casa Negocios	0,270086	0,270173
11 Dunas V	0,274345	0,270942
12 Laguna I	0,32749	0,278309
13 Laguna II	0,306025	0,280692
14 Laguna V	0,487051	0,290125
15 Laguna III	0,430879	0,286340

Como se observa en la tabla anterior el más lento resultó ser el CC7 para fase y para tierra es el CC14 De esta forma el tiempo inverso de fase necesitará un TD de 1,55853 y el de tierra de 0,7703164. Las figuras 3.4 y 3.5 muestran los resultados gráficos para los relevadores de fase y tierra.

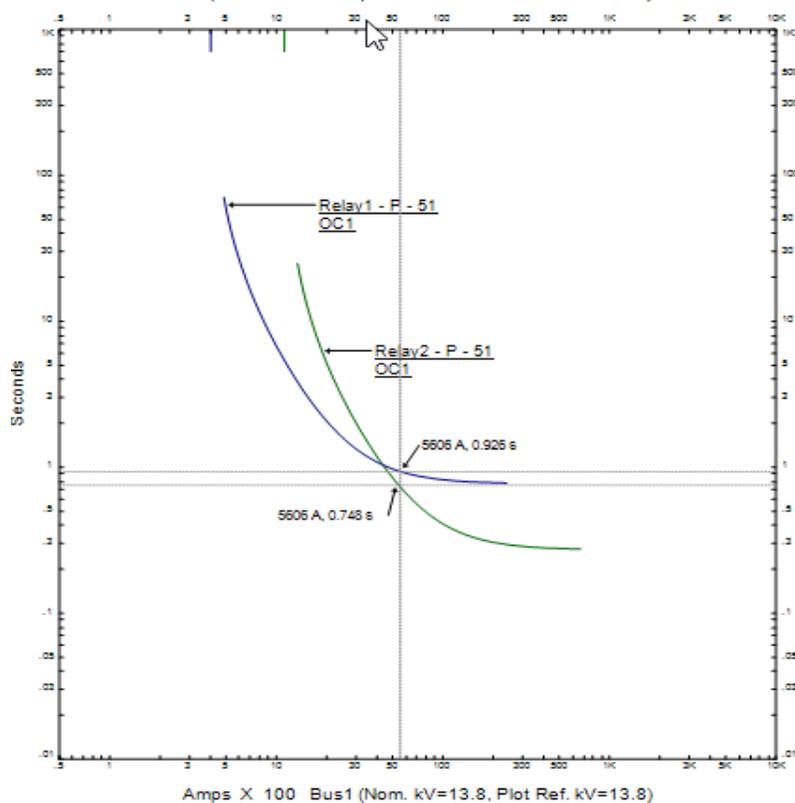


Figura 3.4. Coordinación gráfica de los relevadores de fase. Alimentador y CC7.

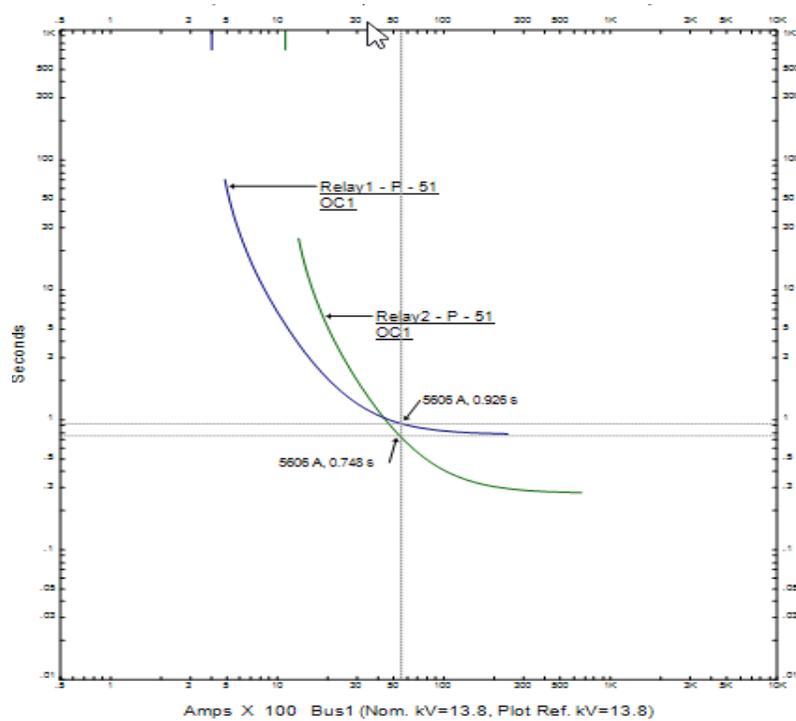


Figura 3.5. Coordinación gráfica de los relevadores de tierra. Alimentador y CC14.

En la variante 1 si solo se instalara protección en CC7 es necesario coordinar en la tierra con este centro y no con CC14. Si la coordinación se hace en tierra con el CC7 se obtiene el gráfico de la figura 3.6.

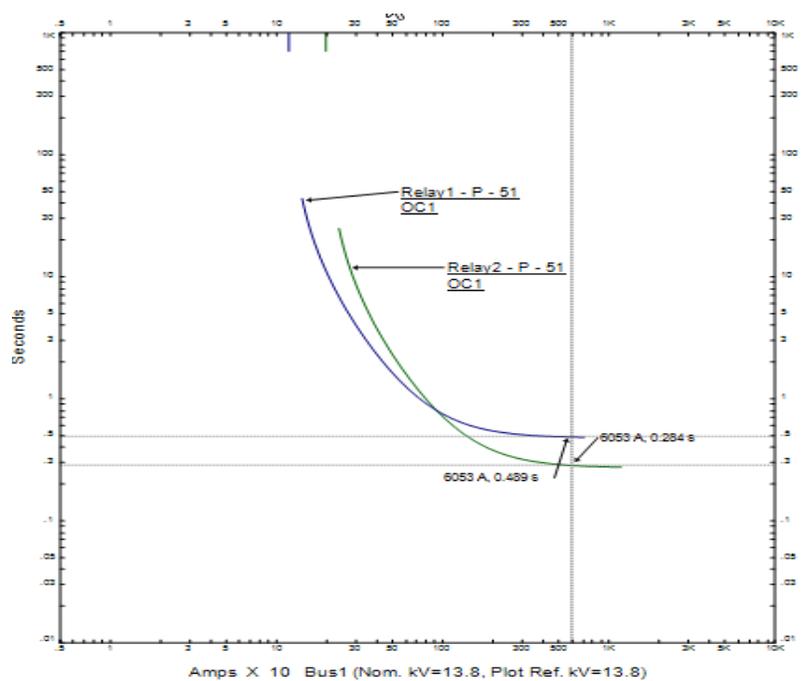


Figura 3.6. Coordinación gráfica de los relevadores de tierra. Alimentador con CC7.

### 3.4.7 Ajuste de arranque de la protección de fase tiempo inverso y tiempo definido para la variante 2. Los centros CC9 y CC10 con protección.

Solo se mostrarán los resultados de tres de los centros de conmutación debido a que los ajustes solo variarán en estos tres, pues su carga instalada varía dada la forma de alimentación a estos centros. En el resto de los centros de conmutación los resultados son iguales a la variante 1.

Utilizando la expresión 3.1, la tabla 3.20 muestra la corriente de carga de los CC 7, 9 y 10; y la corriente de arranque de cada protección (lap) de tiempo inverso de fase.

Tabla 3.20. Ajuste del tiempo inverso de fase.

CC	Icarga (A)	lap (A)
7 Etecsa	41,83	62,75
9 Estrella I	334,69	502,04
10 Estrella II	502,04	753,06

Para el cálculo del ajuste de arranque de las protecciones de tiempo definido de fase se utilizó la expresión 3.4. La tabla 3.21 muestra los resultados de los ajustes de los relevadores de fase.

Tabla 3.21. Ajustes del tiempo definido de fase.

CC	Icarga (A)	lap (A)
7 Etecsa	41,83	75,29
9 Estrella I	334,69	602,44
10 Estrella II	502,04	903,67

### 3.4.8 Ajuste de arranque de la protección de tierra tiempo inverso. Variante 2

Se utilizó la expresión 3.2 y los transformadores de corriente se seleccionaron de acuerdo a la carga máxima de cada CC. La tabla 3.22 muestra los resultados de los ajustes de las protecciones de tierra tiempo inverso y la selección del transformador de corriente en cada CC.

Tabla 3.22. Ajuste del tiempo inverso de tierra.

CC	TC	lap(A)
7 Etecsa	50	10
9 Estrella I	600	120
10 Estrella II	600	120

### 3.4.9 Chequeo de sensibilidad para fase y tierra. Variante 2

Para el chequeo de sensibilidad se utilizó la expresión 3.3. La tabla 3.23 muestra las corrientes de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) bifásicas limpias necesarias para el chequeo de sensibilidad de las protecciones de tiempo inverso de fase obtenidas en régimen de mínima.

Tabla 3.23. Chequeo de sensibilidad del tiempo inverso de fase.

CC	$I_{cc}$ bifásico(A)	ks	Sensibilidad
7 Etecsa	2906	46,31	Sensible
9 Estrella I	2777	5,53	Sensible
10 Estrella II	2533	3,36	Sensible

Para calcular la sensibilidad para el ajuste de tiempo inverso de tierra, se escogió la menor corriente entre el cortocircuito monofásico y el bifásico a tierra en el régimen de mínima, los resultados se muestran en la tabla 3.24.

Tabla 3.24. Chequeo de sensibilidad del tiempo inverso de tierra.

CC	$I_{cc}$ (A)	ks	Sensibilidad
7 Etecsa	3816	381,6	Sensible
9 Estrella I	3486	29,05	Sensible
10 Estrella II	2886	24,05	Sensible

### 3.4.10 Chequeo de sensibilidad para tiempo definido de fase. Variante 2

Con el objetivo de garantizar que el tercer escalón alcance hasta la protección siguiente y cumpla su función de brindar protección de respaldo, es necesario comprobar su sensibilidad. La tabla 3.25 muestra el chequeo de sensibilidad.

Tabla 3.25. Chequeo de sensibilidad tiempo definido de fase.

CC	$I_{cc}$ bifásico (A)	ks	Sensibilidad
7 Etecsa	2906	38,59	Sensible
9 Estrella I	2777	4,60	Sensible
10 Estrella II	2533	2,80	Sensible

### 3.4.11 Ajuste de arranque de la protección instantánea de fase y tierra

Se tomó el cortocircuito trifásico máximo al final de la sección protegida, es decir en condiciones de máxima generación y se usó la expresión 3.5. En la tabla 3.26 se muestran los ajustes instantáneos para las protecciones de fases.

Tabla 3.26. Ajuste de la protección instantánea de fase.

CC	$I_{ccm\acute{a}x}$ (A)	$I_{ap}$ (A)
7 Etecsa	5085	6102
9 Estrella I	4663	5595,6
10 Estrella II	4030	4836

Para el ajuste del instantáneo en la protección de tierra se usó la misma expresión 3.5, y se eligió el mayor de los cortocircuitos a tierra monofásico y bifásico. Los ajustes se muestran en la tabla 3.27.

Tabla 3.27. Ajuste de la protección instantánea de tierra.

CC	$I_{ccm\acute{a}x}$ (A)	$I_{ap}$ (A)
7 Etecsa	4893	5871,6
9 Estrella I	4275	5130
10 Estrella II	3345	4014

### 3.4.12 Coordinación de las protecciones. Variante 2

Se siguió el mismo procedimiento ya explicado en los casos anteriores. Los resultados de los tiempos de operación se muestran en la tabla 3.28.

**Tabla 3.28. Tiempos de operación para cada uno de los relevadores.**

CC	$t$ (s) fase	$t$ (s) tierra
7 Etecsa	0,271691	0,270094
9 Estrella I	0,357687	0,274335
10 Estrella II	0,462513	0,281266
8 Casa Negocios	0,270086	0,270173
11 Dunas V	0,274345	0,270942
12 Laguna I	0,32749	0,278309
13 Laguna II	0,306025	0,280692
14 Laguna V	0,487051	0,290125
15 Laguna III	0,430879	0,286340

Se puede observar de la tabla anterior que el resultado de los tiempos de operación en los centros de conmutación del 8 al 15 no variaron sus valores, como era lógico de esperar, pues

no se han realizado ningún tipo de cambio en la red eléctrica, solo la forma de considerar los CC9 y CC10.

El más lento resultó ser el CC 14. Por lo que la coordinación se realizó con este relevador. De esta forma el tiempo inverso de fase necesitará un TD de 0,59845685 y el de tierra de 0,770721416. Las figuras 3.7 y 3.8 muestran los resultados gráficos para los relevadores de fase y tierra.

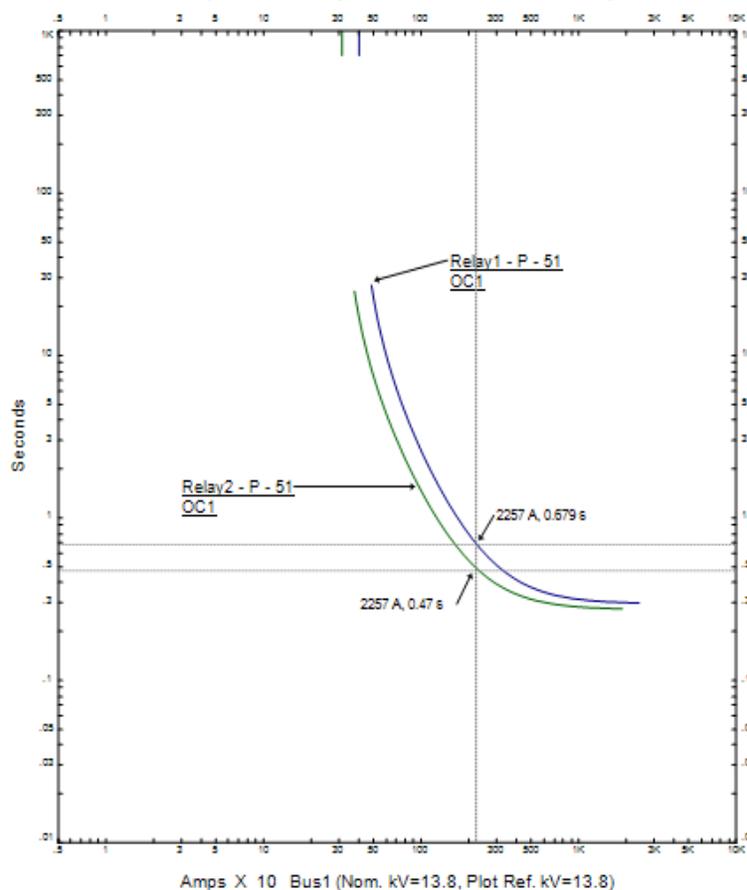


Figura 3.7. Coordinación gráfica de los relevadores de fase. Alimentador con CC14.

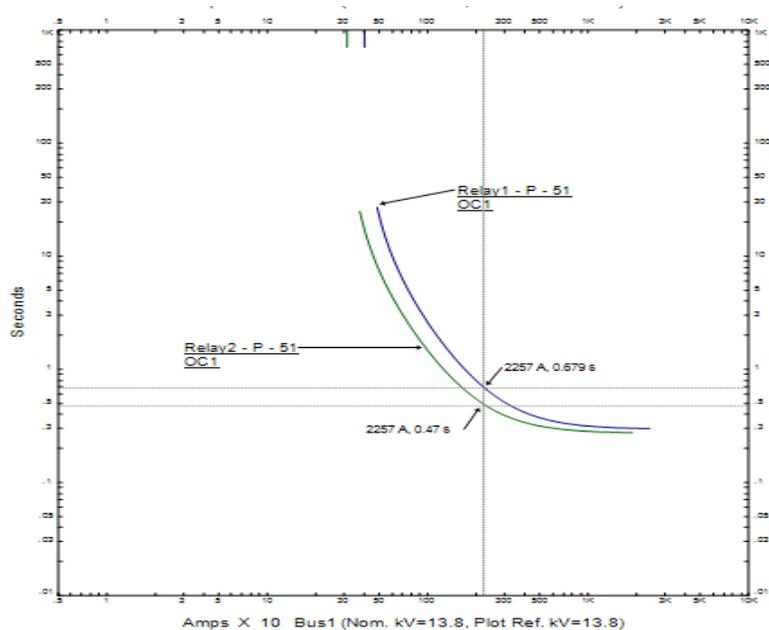


Figura 3.8. Coordinación gráfica de los relevadores de tierra. Alimentador con CC14. En esta variante también de acuerdo a los lineamientos de la Empresa solo se piensa instalar automática en CC7 para esta condición los ajustes del TD del alimentador resultaron 0,763176822 para fase y 0,935084797 para la tierra. Los gráficos de coordinación se muestran en las figuras 3.9 y 3.10.

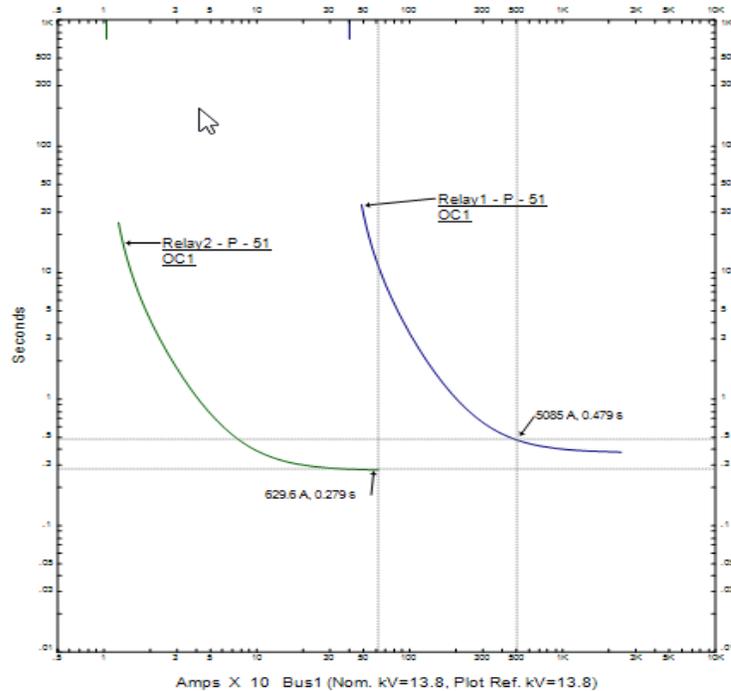


Figura 3.9. Gráfico de coordinación de los relevadores de fase. CC7 y alimentador.

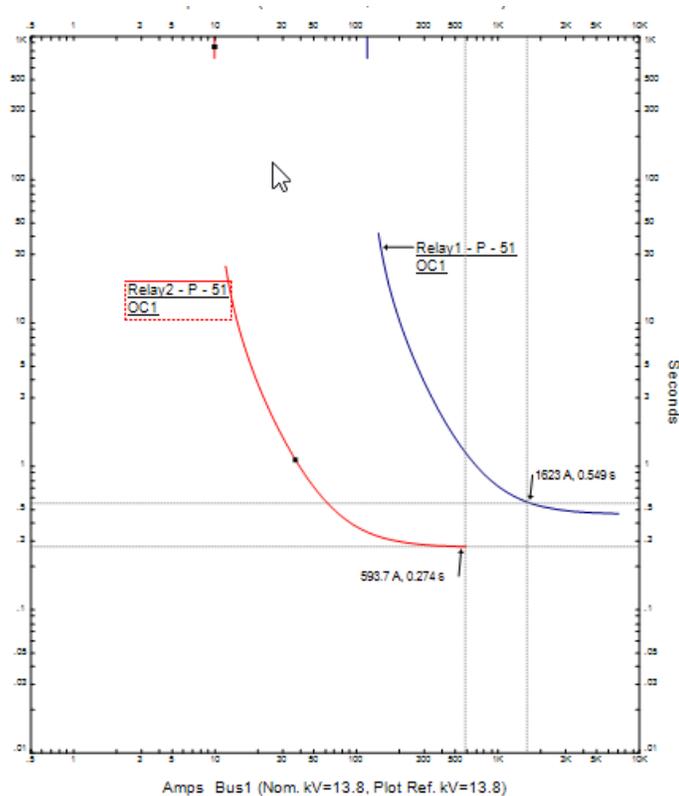


Figura 3.10. Gráfico de coordinación de los relevadores de tierra. CC7 y alimentador.

Se realizaron los cálculos de la coordinación para si se desea colocar el relevador en CC7, CC9 y CC10. Estos dos últimos se encuentran en serie, por lo que fue necesario coordinar primero CC10 y CC9 y luego este último con el alimentador. CC7 se dejó independiente pues actualmente se encuentra alimentado de otro circuito. Los resultados de los TD para la fase fueron 0,55 en CC10, 0,7877845 para CC9 y 1,1526695519 en el alimentador. En el caso de la tierra los resultados de los TD fueron 0,55 en CC10, 0,9550659 para CC9 y 1,344863589 en el alimentador. Los gráficos de las figuras 3.11 y 3.12 muestran estas coordinaciones.

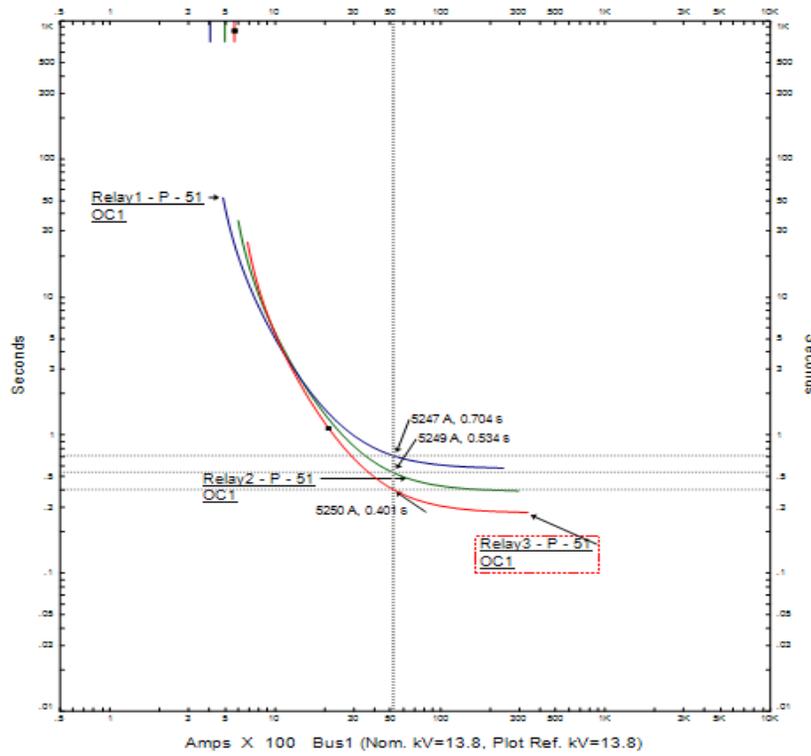


Figura 3.11. Gráfico de coordinación de los relevadores de fase CC10, CC9 y alimentador.

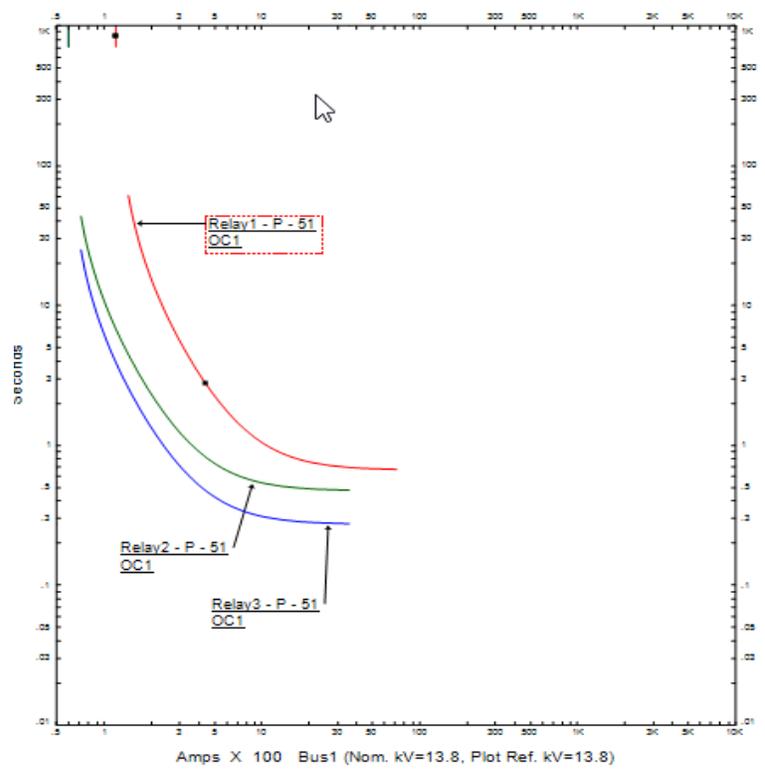


Figura 3.12. Gráfico de coordinación de los relevadores de tierra CC10, CC9 y alimentador

### 3.5 Consideraciones finales del capítulo

- ✓ Se ajustó para cada dispositivo de protección un sobrecorriente tiempo inverso, uno tiempo definido e instantáneo tanto para la fase como la tierra.
- ✓ Se realizó la coordinación de los dispositivos de protección entre los relevadores de los alimentadores y las protecciones de los CC con el tiempo de operación más lento para la fase y la tierra, no existiendo dificultades para ninguna pareja de dispositivos.
- ✓ Se plantearon dos variantes de coordinación para los circuitos Este dada la configuración de estos circuitos.
- ✓ Se realizó también una coordinación específica entre los relevadores de los alimentadores y los dispositivos de protección de los CC3 y CC7, debido a que son prioridad para la Empresa Eléctrica.

## CONCLUSIONES

- El modelo utilizado del SEACSM en el software PSX quedó actualizado según la información recogida del personal del cayo y los datos ofrecidos por la Empresa Eléctrica de Santa Clara.
- Dada las condiciones de operación de la red de Cayo Santa María de brindar un servicio seguro a los consumidores, de manera que al ocurrir una falla solo se aisle la zona afectada, se decidió ubicar dispositivos de protección en los centros de conmutación los cuales en estos momentos son de operación manual y no presentan dispositivos de protección asociados provocando tiempos de localización y restablecimiento de fallas altos.
- Los dispositivos de protección CC de los circuitos de Ensenachos y Este quedaron ajustados de acuerdo a las condiciones actuales de operación de la red eléctrica de Cayo Santa María con relevadores digitales de sobrecorriente tiempo inverso, tiempo definido e instantáneo en fase y tierra.
- Se realizó la coordinación entre los relevadores de los alimentadores y los dispositivos de protección de los CC en los circuitos de Ensenachos y Este.
- En el caso de los circuitos este se tuvo en cuenta que los CC9 y CC10 están conectados en serie, por lo que fue necesario considerar dos variantes de ubicación de protecciones y de coordinación.

## RECOMENDACIONES

1. Implementar los ajustes calculados para los dispositivos de sobrecorriente de cada centro de conmutación de acuerdo al proceso inversionista que se decida.
2. Seguir actualizando el modelo en el PSX a medida que vaya aumentando y cambiando las cargas.

## REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] F. M. González-Longatt, "Introducción a los Sistemas de Potencia," Empresa CADAFE de Venezuela, 2008.
- [2] J. L. Viqueira, ""Redes Eléctricas" " *México UNAM Facultad de Ingeniería*, vol. I, p. 12, 2004.
- [3] S. Carrizo, M. E. Forget, and G. Jacinto, "Redes de Energía y Cohesión Territorial. Conformación de los Sistemas de Transporte de Electricidad y Gas en Argentina," *Revista Transporte y Territorio*, vol. 11, pp. 53-69, 2014.
- [4] C. García, "Modelo y Análisis de Sistemas Aislados Interconectados con elevada penetración eólica," *ICAI – Universidad Pontificia Comillas*, p. 7, 2012.
- [5] S. Marín, "Los Sistemas Eléctricos Insulares," *Revista Energía de El Economista*, p. 2, 2013.
- [6] S. Margil and A. Ramírez, "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia," *Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, San Nicolás de los Garza*, p. 134, 2005.
- [7] A. Elices and L. Rouco, "Análisis Fundamental del Impacto de la Reserva Primaria en Sistemas Eléctricos Aislados," *Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), E.T.S. de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas, Madrid*, p. 6, 2001.
- [8] J. Ruperez, "Control de frecuencia en Sistemas Eléctricos Aislados," *RED ELÉCTRICA ESPAÑA*, p. 26, 2011.
- [9] I. S. Bautista, "Análisis de planes de deslastre de carga en sistemas eléctricos aislados," *ICAI – Universidad Pontificia Comillas., Madrid*, p. 129, 2010.
- [10] J. M. V. Feijó, "Perspectiva del Sistema Eléctrico de Canarias," *Uneco Endesa*, p. 9, 2009.
- [11] J. Rodríguez, M. González, J. R. D. Ruíz, C. Domingo, I. Egido, and P. Centeno, "Un esquema centralizado de deslastre de cargas para pequeños sistemas aislado," *9º Jornadas Hispano-lusas de Ingeniería Eléctrica. Marbella*, p. 5, 2005.
- [12] Y. D. Ferrer, "Ajustes de las protecciones de las líneas de interconexión con Cayo Santa María," p. 98, 2015.
- [13] J. L. T. E and M. R. S, "Resultados de la supervisión a la operatividad de la generación en sistemas eléctricos aislados " *Procedimiento N° 220-2010-OS/CD. Osinergmin (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) Perú*, p. 80, 2011.

- [14] M. B. d. I. Casas, "Protecciones Eléctricas de la Subestación Cayo Santa María," *Revista de Ingeniería Energética*, vol. 39, pp. 213-222, 2018.
- [15] S. R. Castaño, "Protección de Sistemas Eléctricos," *Universidad Nacional de Colombia, Manizales*, vol. 1, p. 664, 2003.
- [16] H. J. Altuve, "Protección de Redes Eléctricas," *Universidad Central de Las Villas*, p. 400, 1991.
- [17] *Criterios de ajuste y coordinación del SEIN, COES SINAC (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional)*, Ecuador, p.80, 2005.
- [18] J. L. Blackburn and T. J. Domain, "Protective Relaying. Principles and Applications," *CRC Press. Taylor & Francis Group*, vol. Fourth Edition, p. 678, 2014.
- [19] M. R. R. Alanis, "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia," *Universidad Autónoma de Nuevo León, México*, p. 134, 2005.
- [20] D. A. González, "Coordinación de Protecciones en Redes Eléctricas con Generación Distribuida," *Tesis Doctoral. Universidad Carlos III, Madrid, España*, p. 316, 2016.
- [21] H. J. Altuve and E. O. Scheitzer, "Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems," p. 397, 2010.
- [22] N. R. Díaz, "Ejercicios para Analizar el Desempeño de la Coordinación de protecciones en un Sistema de Distribución usando el Software NEPLAN," *Universidad del Valle. Cali, Colombia.*, p. 221, 2016.
- [23] "U-Serie Solid. Dielectric Automatic Circuito Recloser," *NU-LEC Industries, Schneider Electric*, p. 16, 2010.
- [24] *NACAP, "Informe de Protección en Baja Tensión. Relés de sobrecorriente"*, p. 10, 2003.
- [25] G. F. L. Guaicha and L. F. T. Torres, "Selección y Coordinación de las Protecciones Eléctricas de los alimentadores Norte, Sur y Juan de Salina de la Subestación San Cayetano," *Universidad Nacional Loja. Ecuador*, p. 173, 2008.
- [26] R. G. Hernández, F. J. R. Reyes, and J. S. García, "Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial," *Instituto Politécnico Nacional, México.*, p. 225, 2009.
- [27] *Empresa Eléctrica Villa Clara. "Informe Preliminar Modernización del Cayo Santa María"*, *Dirección de Desarrollo e Inversiones.* , p. 5, 2020.

- [28] *Prysmian Cables & Systems. "Cables y accesorios para media tensión", p. 219, 2013.*
- [29] *Viakon. "Media Tensión XLPE 5 a 35 kV con Pantalla de Plomo y Cubierta". Cables de Media Tensión". Conductores Monterrey S.A. de C.V, p. 40, 2012.*
- [30] *J. G. Cueto, "Manual para las aplicaciones prácticas del PSX Profesional," Formato Electrónico. Intranet de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central Las Villas, p. 146, 2018.*
- [31] *H. A. Ferrer, "Protección de redes eléctricas," Ministerio de Educación Superior. Universidad Central de Las Villas, p. 254, 1990.*
- [32] *Areva, "Network Protection & Automation Guide," AREVA T&D, p. 500, 2005.*